สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ฉบับที่ 136

วารสารนโยบายพลังงาน

www.eppo.go.th

ENERGY TRANSITION 2

ทางเลือกพลังงานแห่งอนาคต

- **บทความด้านสถานการณ์พลังงาน**
  สถานการณ์พลังงาน 6 เดือนแรกของปี 2568
- **บทความด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน**
  ความก้าวหน้าของการพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ SMR และเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องของสาธารณรัฐประชาชนจีน
- **บทความด้านปิโตรเลียม**
  สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (มกราคม – มิถุนายน 2568)
- **บทความด้านพลังงานต่างแดน**
  การพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และทิศทางของเทคโนโลยี SMRs ในอาเซียน

ISSN 0859-3701
www.eppo.go.th

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

EPPO TALK

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

SMR นวัตกรรมพลังงานสะอาด เพื่อสังคมคาร์บอนต่ำแห่งอนาคต

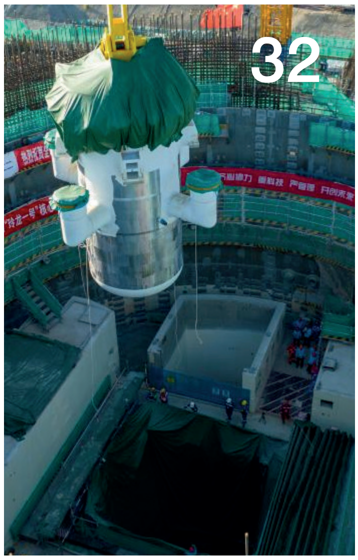
ปัญหาโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ กำลังเป็นโจทย์ใหญ่ที่ทุกประเทศทั่วโลกต้องเร่งหาทางออก ประเทศไทยเองก็ได้ประกาศเดินหน้าสู่เป้าหมาย Carbon Neutrality ภายในปี ค.ศ. 2050 และ Net Zero Emission ภายในปี ค.ศ. 2065 เพื่อสร้างอนาคตที่มั่นคงและยั่งยืน แต่การพึ่งพาพลังงานหมุนเวียนเพียงอย่างเดียวอาจยังไม่เพียงพอ เพราะมีความเสี่ยงด้านความต่อเนื่องและเสถียรภาพในการผลิตไฟฟ้า

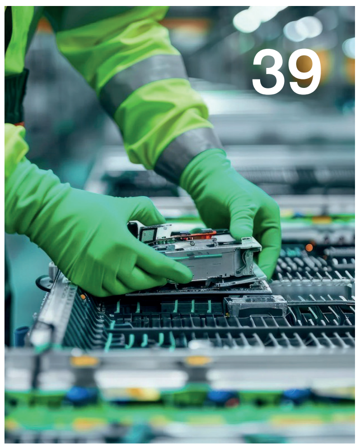
ทางออกสำคัญที่กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ศึกษาและผลักดันคือการนำเทคโนโลยี SMR หรือ Small Modular Reactor ซึ่งเป็นนวัตกรรมนิวเคลียร์รุ่นใหม่ที่มีความปลอดภัยและมีประสิทธิภาพมากขึ้น มาบรรจุไว้ในการจัดทำร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของไทยอย่างแท้จริง

ใน Cover Story ฉบับนี้ ซึ่งถือเป็น Energy Transition ฉบับที่ 2 (ต่อจากฉบับที่ 135) ผู้อ่านจะได้ทำความเข้าใจเชิงลึกเกี่ยวกับ SMR ว่าจะมีบทบาทอย่างไรต่อการสร้างสังคมคาร์บอนต่ำ และทำไมเทคโนโลยีนี้จึงถูกจับตามองไปทั่วโลก

นอกจากเรื่องราวของ SMR แล้ว ยังมีเนื้อหาน่าสนใจอีกมากมาย เช่น

สารบัญ CONTENS

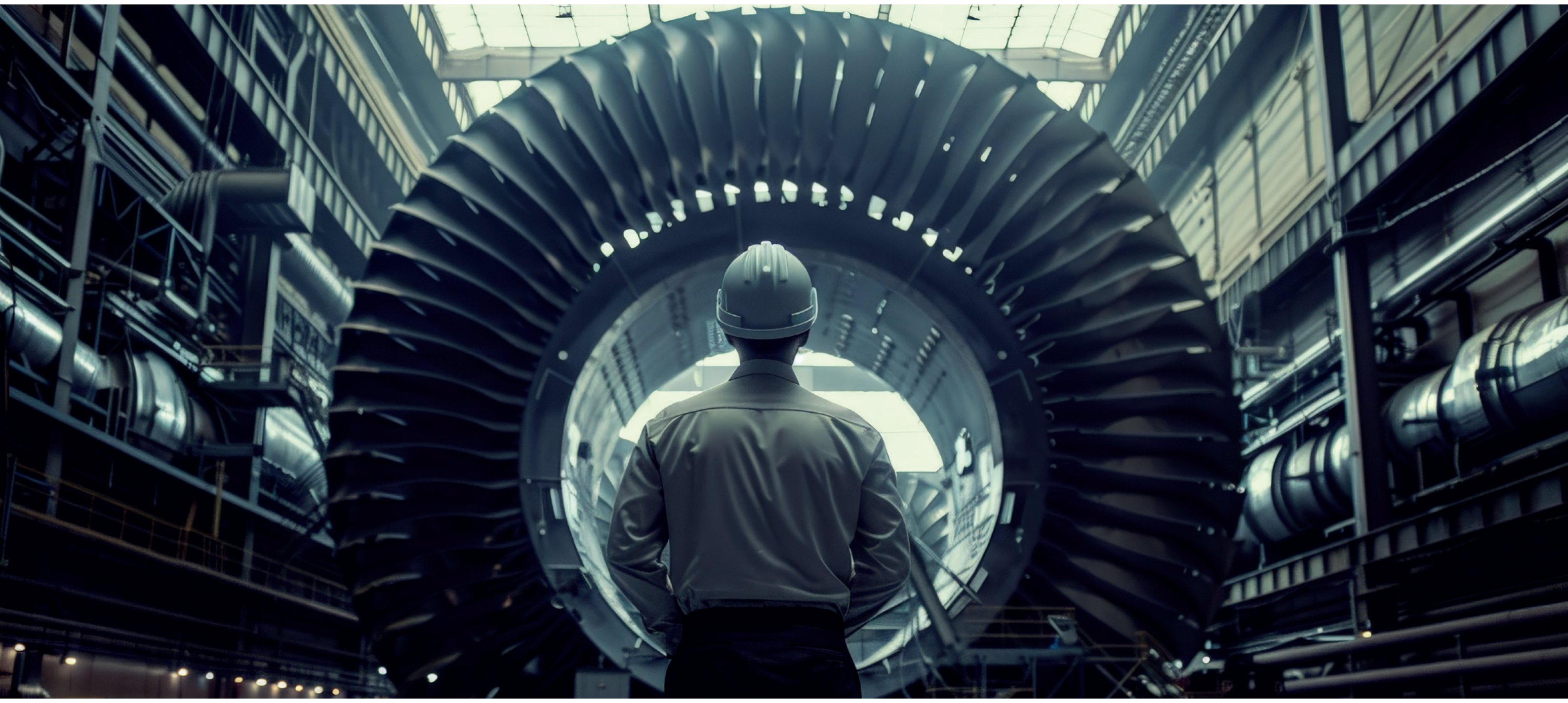




เทคโนโลยีทางเลือก SMR ทางเลือกพลังงานแห่งอนาคต เพื่อรองรับสังคมคาร์บอนต่ำ

SMR คืออะไร

เทคโนโลยี SMR หรือ Small Modular Reactor เป็นเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กที่มีการพัฒนาต่อยอดจากเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบดั้งเดิมในโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (Nuclear Power Plant: NPP) โดยมีการปรับลดขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าลงให้ไม่เกิน 300 เมกะวัตต์ เพื่อเพิ่มความปลอดภัยและลดขอบเขตของพื้นที่ที่จะได้รับผลกระทบลง ซึ่งเทคโนโลยี SMR ได้รับการออกแบบให้เป็นแบบโมดูลขนาดเล็กและสามารถผลิตเป็นแบบสำเร็จรูปพร้อมนำไปติดตั้งในสถานที่ที่ต้องการได้โดยง่าย จึงเป็นการช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นในการผลิตไฟฟ้า และช่วยให้เกิดการประหยัดทั้งในส่วนของต้นทุนและเวลา อีกทั้งเทคโนโลยี SMR ยังมีข้อได้เปรียบในการผลิตไฟฟ้าที่มากกว่าพลังงานสะอาดประเภทอื่น ๆ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม เป็นต้น เนื่องจากเทคโนโลยี SMR สามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและมีเสถียรภาพ รวมทั้งไม่ได้รับผลกระทบจากความผันผวนของสภาพภูมิอากาศที่มีผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า



สำหรับหลักการทำงานของเทคโนโลยี SMR นั้น ยังคงเป็นเช่นเดียวกับเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบดั้งเดิม คือใช้ปฏิกิริยานิวเคลียร์ประเภทฟิชชั่น (Nuclear Fission) เพื่อให้เกิดความร้อน โดยจะนำความร้อนที่ได้ไปแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำเพื่อผลิตไอน้ำสำหรับขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ซึ่งปฏิกิริยานิวเคลียร์ประเภทฟิชชั่นนี้เป็นกระบวนการการแยกตัวของนิวเคลียสของเชื้อเพลิงที่เป็นอะตอมหนัก เช่น ยูเรเนียม 235 (U-235) ที่ผ่านการเพิ่มสมรรถนะ (Enrichment) จากแร่ยูเรเนียมตามธรรมชาติ (U-238) ทำให้เกิดนิวตรอนขึ้น และนิวตรอนดังกล่าวจะเกิดการชนกับนิวเคลียสของ U-235 ตัวอื่นต่อไปเรื่อย ๆ เป็นปฏิกิริยาลูกโซ่ (Chain Reaction) และคายพลังงานความร้อนออกมา

โดยเทคโนโลยี SMR มีข้อดีและข้อได้เปรียบเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์แบบดั้งเดิม (NPP) ดังนี้

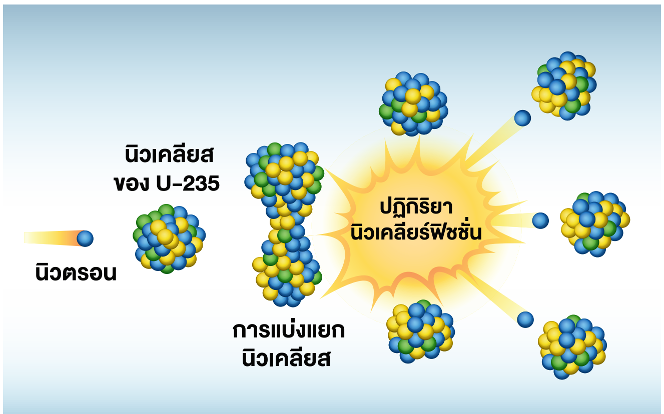
(1) เทคโนโลยี SMR มีการประกอบแบบสำเร็จรูป จึงช่วยลดต้นทุนและเวลาในการก่อสร้าง

(2) เทคโนโลยี SMR มีระบบรักษาความปลอดภัยแบบไม่ต้องใช้พลังงานภายนอก (Passive Safety) โดยในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินขึ้น ระบบสามารถควบคุมและหยุดการทำงานเองได้โดยไม่อาศัยพลังงานไฟฟ้าหรือการควบคุมของมนุษย์

(3) เทคโนโลยี SMR บางประเภท เช่น ประเภท Molten Salt ที่ใช้เกลือหลอมละลายในการพาความร้อน และประเภท Fast Neutron ที่เพิ่มความเร็วของนิวตรอนเป็นต้น จะสามารถนำเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วกลับมาใช้ใหม่ได้ ทำให้สามารถลดของเสียกัมมันตรังสี (กากนิวเคลียร์) ได้

เทคโนโลยี SMR สามารถปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตไฟฟ้าได้ตามต้องการ ทั้งยังสามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและมีเสถียรภาพ

(4) เทคโนโลยี SMR สามารถตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศได้อย่างมีประสิทธิภาพ สามารถปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตไฟฟ้าได้ตามที่ต้องการ อีกทั้งยังสามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและมีเสถียรภาพ



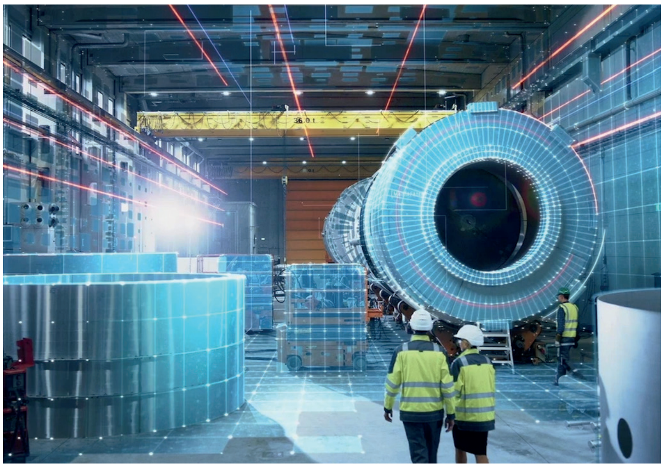
หลักการทำงาน SMR ใช้ปฏิกิริยานิวเคลียร์ฟิชชั่น

ความจำเป็นของเทคโนโลยี SMR ในประเทศไทย

ตามทิศทางของโลกที่มุ่งเน้นการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในทุกภาคส่วน และประเทศไทยได้แสดงเจตจำนงในการประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (COP26) ที่จะยกระดับการแก้ไขปัญหาภูมิอากาศอย่างเต็มที่และทุกวิถีทาง เพื่อให้ประเทศไทยบรรลุตามเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี 2593 (ค.ศ. 2050) และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emission) ภายในปี 2608 (ค.ศ. 2065)

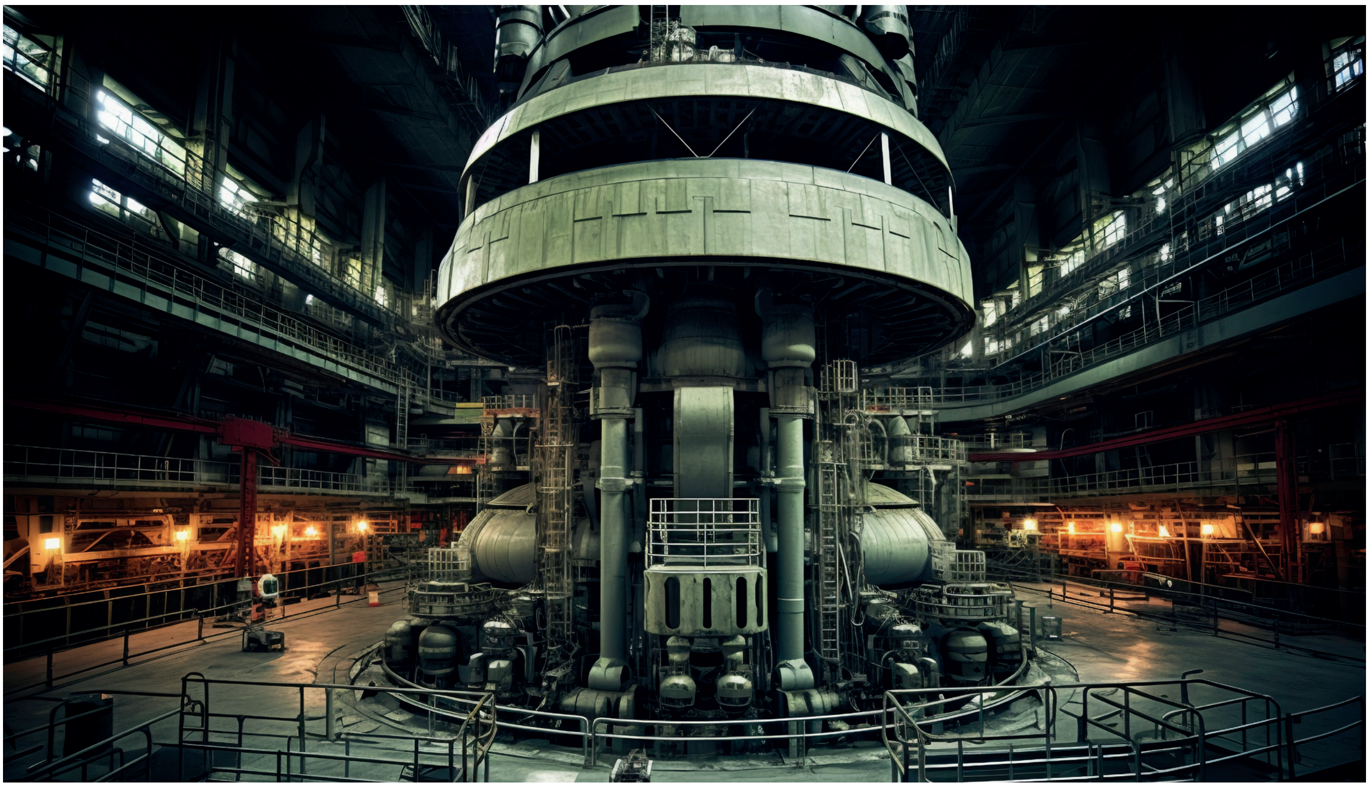
ทั้งนี้ ภาคพลังงาน (Energy) เป็นภาคที่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) มากที่สุดกว่าร้อยละ 70 ดังนั้น เพื่อให้ประเทศไทยมุ่งสู่เป้าหมาย Carbon Neutrality และ Net Zero Emission ตามที่ได้ประกาศไว้ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จึงได้นำเป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อมดังกล่าวมาประกอบการจัดทำร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) ฉบับใหม่

ภายใต้ร่างแผน PDP ฉบับใหม่นี้ ได้มีการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดให้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ในปี 2580 และได้พิจารณาให้มีการนำเทคโนโลยี SMR มาผลิตไฟฟ้าในช่วงท้ายของแผน (ปี 2580) ปริมาณกำลังผลิตรวม 600 เมกะวัตต์ ซึ่งเทคโนโลยี SMR นี้ ถือได้ว่ามีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง เนื่องจากมีคุณสมบัติในการเป็นโรงไฟฟ้ามั่นคงเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยสามารถใช้เป็นโรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) ที่สามารถ



ผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและมีเสถียรภาพเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าของประชาชนในประเทศ รวมทั้งไม่มีการปล่อย CO_2 ในระหว่างการผลิตไฟฟ้าซึ่งจะช่วยสนับสนุนให้ประเทศไทยบรรลุตามเป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อมได้

นอกจากนี้เทคโนโลยี SMR ได้มีการออกแบบเป็นโมดูลขนาดเล็กที่ประกอบแล้วเสร็จจากโรงงานผู้ผลิต ทำให้มีความปลอดภัยสูง และมีความยืดหยุ่นในการใช้งาน อีกทั้งเชื้อเพลิงของเทคโนโลยี SMR มีอายุการใช้งานประมาณ 12 - 18 เดือน ทำให้มีความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงน้อยกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดอื่น เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมันดีเซล ดังนั้น การนำเทคโนโลยี SMR มาใช้งานในประเทศไทยจึงมีความคุ้มค่าต่อการเดินเครื่องในระยะยาว รวมทั้งยังช่วยสร้างเสถียรภาพในเรื่องการจัดหาเชื้อเพลิงและสร้างเสถียรภาพต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของประเทศในภาพรวมได้



ความคืบหน้าของการนำเทคโนโลยี SMR มาใช้ในประเทศไทย

สนพ. อยู่ระหว่างการจัดทำและปรับปรุงร่างแผน PDP ฉบับใหม่ โดยเมื่อแผน PDP ฉบับใหม่ได้ประกาศใช้แล้ว หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ กระทรวงพลังงาน (พน.) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และสำนักงานปรมาณูเพื่อสันติ (ปส.) จะเร่งดำเนินการในด้านต่าง ๆ เช่น

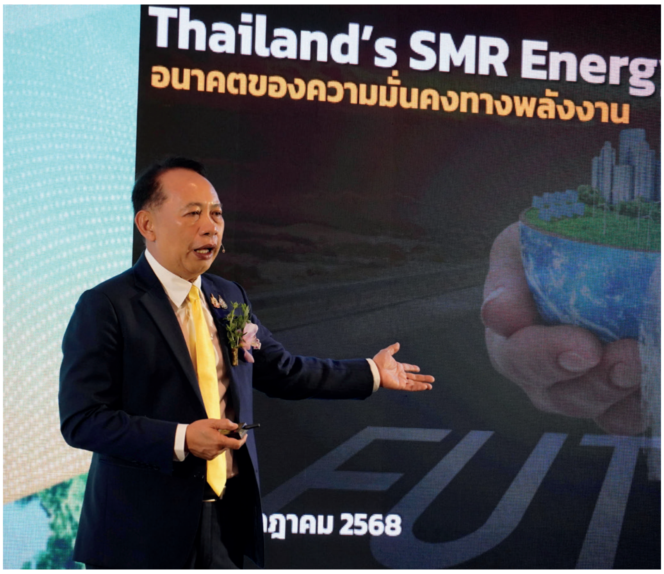
(1) พน. จะสนับสนุนการดำเนินงานด้านเทคโนโลยี SMR ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้เป็นไปตามที่กำหนดไว้ในแผน PDP ฉบับใหม่ พร้อมทั้งสร้างความรู้ความเข้าใจแก่ประชาชนต่อเทคโนโลยี SMR

(2) กฟผ. จะดำเนินการสร้างความรู้ความเข้าใจแก่ประชาชนต่อเทคโนโลยี SMR รวมถึงพิจารณารายละเอียดด้านเทคโนโลยีและโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับเทคโนโลยี SMR ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ของทบวงการปรมาณูระหว่างประเทศ (International Atomic Energy Agency: IAEA) อย่างครบถ้วน โดยระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการตามหลักเกณฑ์ของ IAEA จะอยู่ที่อย่างน้อยประมาณ 10 ปีขึ้นไป

พน. จะสนับสนุนการดำเนินงานด้านเทคโนโลยี SMR ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้เป็นไปตามที่กำหนดไว้ในแผน PDP ฉบับใหม่

ทั้งนี้ ในระหว่างการจัดทำร่างแผน PDP ฉบับใหม่ กฟผ. ได้มีการดำเนินการเตรียมความพร้อมและศึกษาหลักเกณฑ์ที่กำหนดในเบื้องต้นไว้แล้ว เพื่อให้สามารถดำเนินการได้แล้วเสร็จในปี 2580

(3) ปส. ในฐานะหน่วยงานที่ทำหน้าที่กำกับดูแลและพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานนิวเคลียร์ในประเทศไทย และ กกพ. จะประสานงานและเตรียมการในด้านระเบียบและกฎหมายที่เกี่ยวข้องสำหรับการดำเนินการด้านเทคโนโลยี SMR ในประเทศไทยให้เป็นไปตามหลักสากล

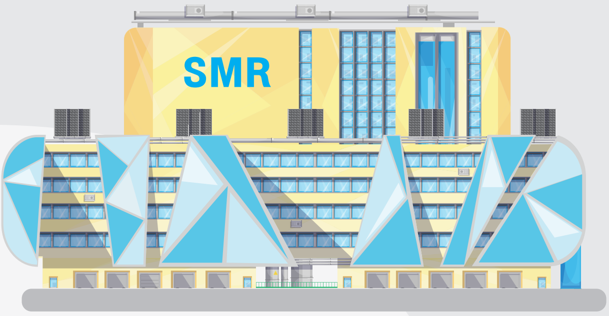


กระทรวงพลังงาน โดย ดร.ประเสริฐ สินสุขประเสริฐ ปลัดกระทรวงพลังงานให้ความรู้เกี่ยวกับเทคโนโลยี SMR

กฟผ. โดยนายเทพรัตน์ เทพพิทักษ์ ผู้ว่าการ กฟผ. พาผู้บริหาร กฟผ. และสื่อมวลชน ศึกษาดูงาน SMR ณ โรงไฟฟ้า Hainan Changjiang NPP ประเทศจีน

ขอขอบคุณ : ภาพประกอบ
หน้า 2 : https://www.egat.co.th/home/20240930-art01/
หน้า 3 : https://www.egat.co.th/home/20240930-art01/
หน้า 5 : https://tractebel-engie.com/en/markets/nuclear/small-modular-reactors/
หน้า 6 : https://www.energy.go.th/th/hot-news/30336
https://thainews.prd.go.th/thainews/news/view/679792/?bid=2

SMR
Small Modular Reactor
คืออะไร ?



โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก

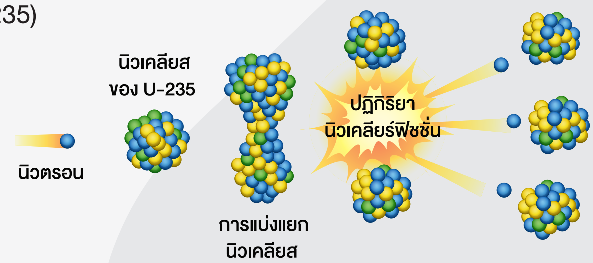
ซึ่งมีจุดเด่นในเรื่องความปลอดภัย ขนาด และการผลิตติดตั้ง เมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบเดิม

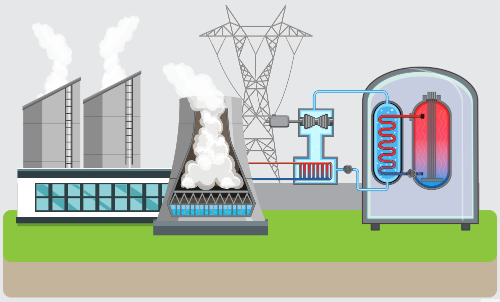
เทคโนโลยี SMR

ได้รับการออกแบบให้เป็นแบบโมดูลขนาดเล็ก และสามารถผลิตเป็นแบบสำเร็จรูปพร้อมนำไปติดตั้งในสถานที่ที่ต้องการได้โดยง่าย

หลักการทำงานของเทคโนโลยี SMR

คือ ใช้ปฏิกิริยานิวเคลียร์ประเภทฟิชชั่น (Nuclear Fission) เพื่อให้เกิดความร้อน นำความร้อนที่ได้ไปแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำเพื่อผลิตไอน้ำสำหรับขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ซึ่งปฏิกิริยานิวเคลียร์ประเภทฟิชชั่นนี้ เป็นกระบวนการการแยกตัวของนิวเคลียสของเชื้อเพลิงที่เป็นอะตอมหนัก เช่น ยูเรเนียม 235 (U-235) ที่ผ่านการเพิ่มสมรรถนะ (Enrichment) จากแร่ยูเรเนียมตามธรรมชาติ (U-238) ทำให้เกิดนิวตรอนขึ้น และนิวตรอนดังกล่าวจะเกิดการชนกับนิวเคลียสของ U-235 ตัวอื่นต่อไปเรื่อย ๆ เป็นปฏิกิริยาลูกโซ่ (Chain Reaction) และคายพลังงานความร้อนออกมา





ข้อดีเทคโนโลยี SMR

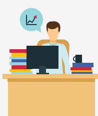
- ประกอบแบบสำเร็จรูป จึงช่วยลดต้นทุนและเวลาในการก่อสร้าง
- ระบบรักษาความปลอดภัยระบบควบคุม และหยุดการทำงานในตัว (Passive Safety)
- ปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตไฟฟ้าได้ตามต้องการ ผลิตไฟฟ้าได้ต่อเนื่อง มีเสถียรภาพ

ความคืบหน้าเทคโนโลยี SMR ในประเทศไทย

การดำเนินงานมีหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ กระทรวงพลังงาน (พน.) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และสำนักงานปรมาณูเพื่อสันติ (ปส.)

พน. สนับสนุนด้านเทคโนโลยี สร้างความรู้ความเข้าใจแก่ประชาชนต่อเทคโนโลยี SMR

สนพ. อยู่ระหว่างการจัดทำและปรับปรุงร่างแผน PDP ฉบับใหม่



ปส.- กกพ.เตรียมการด้านระเบียบและกฎหมายที่เกี่ยวข้องให้เป็นไปตามหลักสากล

กฟผ. เตรียมความพร้อม-ศึกษาหลักเกณฑ์เบื้องต้น เพื่อให้ดำเนินการได้แล้วเสร็จในปี 2580

สถานการณ์พลังงาน (รายไตรมาส)
6 เดือนแรกของปี 2568

สถานการณ์พลังงานไทยในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 มีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายลดลงร้อยละ 0.4 จากการใช้ไฟฟ้า ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ที่ลดลง อย่างไรก็ดี เศรษฐกิจไทยในไตรมาสที่ 2 ขยายตัวร้อยละ 2.8 ชะลอตัวลงจากการขยายตัวร้อยละ 3.2 ในไตรมาส 1 ปี 2568 ทั้งนี้ ภาพรวมการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5.3 เป็นการใช้ที่ลดลงทั้งในครัวเรือน ธุรกิจ และอุตสาหกรรม ส่วนการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นที่ร้อยละ 1.2

ซึ่งการใช้น้ำมันเครื่องบิน LPG น้ำมันกลุ่มเบนซิน และน้ำมันเตาเพิ่มขึ้น ขณะที่การใช้น้ำมันประเภทอื่นลดลง ทั้งนี้ การใช้น้ำมันกลุ่มดีเซลลดลงร้อยละ 1.1 ส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากการบริโภคของภาคเอกชนชะลอตัว ส่งผลให้เกิดการขนส่งสินค้าลดลง ยอดจดทะเบียนสะสมยานยนต์ไฟฟ้าประเภท BEV โดย ณ เดือนมิถุนายน 2568 มี BEV จดทะเบียนสะสม 296,813 คัน เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 62 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน และมีสถานีอัดประจุไฟฟ้า 3,821 สถานี

ผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) ของไทย ขยายตัวร้อยละ 2.8 ชะลอลงจากการขยายตัวร้อยละ 3.2 ในไตรมาสที่ 1 ปี 2568

1. ภาพรวมเศรษฐกิจ

สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้รายงานภาวะเศรษฐกิจไทยในไตรมาสที่ 2 ของปี 2568 ว่าผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) ของไทย ขยายตัวร้อยละ 2.8 ชะลอลงจากการขยายตัวร้อยละ 3.2 ในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 โดยมีปัจจัยหลักจากการชะลอตัวของการผลิตภาคนอกเกษตร โดยเฉพาะกลุ่มบริการที่เกี่ยวกับการท่องเที่ยว ขณะที่การผลิตภาคเกษตรขยายตัวต่อเนื่อง สำหรับด้านการใช้จ่าย การอุปโภคบริโภคขั้นสุดท้ายของเอกชน และการใช้จ่ายเพื่อการอุปโภคขั้นสุดท้ายของรัฐบาลชะลอตัวลง การส่งออกสินค้าและบริการขยายตัวต่อเนื่อง ขณะที่การสะสมทุนถาวรเบื้องต้น และการนำเข้าสินค้าและบริการเร่งตัวขึ้น รวมครึ่งปีแรก ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศขยายตัวร้อยละ 3.0

ปริมาณการส่งออกสินค้าและบริการขยายตัวร้อยละ 12.2 ส่วนมูลค่าการส่งออกขยายตัวร้อยละ 3.6 โดยการส่งออกสินค้าขยายตัวเร่งขึ้นตามการส่งออกสินค้าอิเล็กทรอนิกส์ น้ำมันปาล์ม และรถยนต์นั่ง ส่วนการส่งออกบริการชะลอตัวลงตามการลดลงของจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติ ภาพรวมมูลค่าการส่งออกไปยังตลาดสำคัญขยายตัวได้เกือบทุกภูมิภาค ทั้งสหรัฐอเมริกา ยุโรป และจีน ขณะที่การส่งออกไปญี่ปุ่น ตะวันออกกลาง และออสเตรเลียมีมูลค่าลดลง อย่างไรก็ตาม การเร่งนำเข้าของประเทศคู่ค้าเพื่อหลีกเลี่ยง ความไม่แน่นอนและผลกระทบจากมาตรการภาษีของสหรัฐอเมริกา เป็นปัจจัยที่ส่งผลให้ภาพรวมการส่งออกในไตรมาสนี้ขยายตัวต่อเนื่อง

ภาคการท่องเที่ยว สาขาที่พักแรมและบริการด้านอาหารขยายตัวร้อยละ 2.1 ชะลอลงจากการขยายตัวร้อยละ 7.2 ในไตรมาสก่อนหน้า ทั้งนี้ ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 มีนักท่องเที่ยวต่างชาติที่เดินทางเข้ามาท่องเที่ยวในประเทศไทยจำนวน 16.69 ล้านคน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนซึ่งอยู่ที่ 17.50 ล้านคน ส่วนอัตราการเข้าพักแรมอยู่ที่ร้อยละ 72.3 สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อนซึ่งอยู่ที่ร้อยละ 71.7

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 อยู่ที่ 1,498 พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงร้อยละ 0.4

2. อุปสงค์และอุปทานพลังงาน

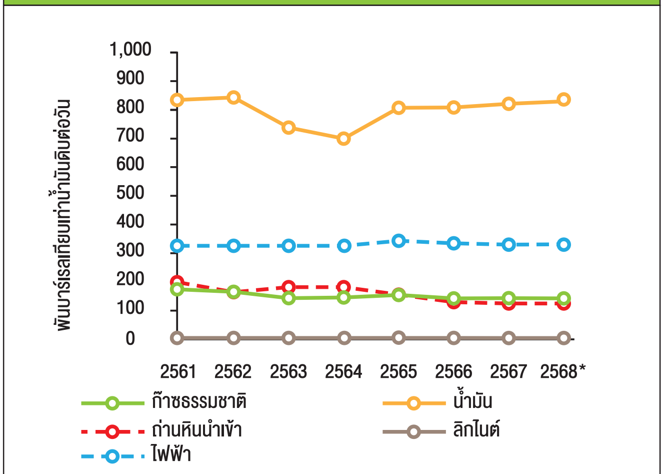
■ **การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 อยู่ที่ 1,498 พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงร้อยละ 0.4 จากการใช้ไฟฟ้า ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ที่ลดลงเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ในขณะที่การใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้น

■ **การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 อยู่ที่ 2,044 พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงร้อยละ 2.5 โดยการใช้ก๊าซธรรมชาติลดลงร้อยละ 5.5 จากความต้องการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง และการใช้ถ่านหินลดลงร้อยละ 9.7 ในขณะที่การใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7 การใช้ลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 และการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.0 จากทั้งไฟฟ้านำเข้าและไฟฟ้าพลังน้ำที่เพิ่มขึ้น

■ **การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นเพิ่มขึ้นในทุกประเภท โดยการผลิตก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ คอนเดนเสท ลิกไนต์และไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.04 1.4 4.3 1.2 และ 7.8 ตามลำดับ

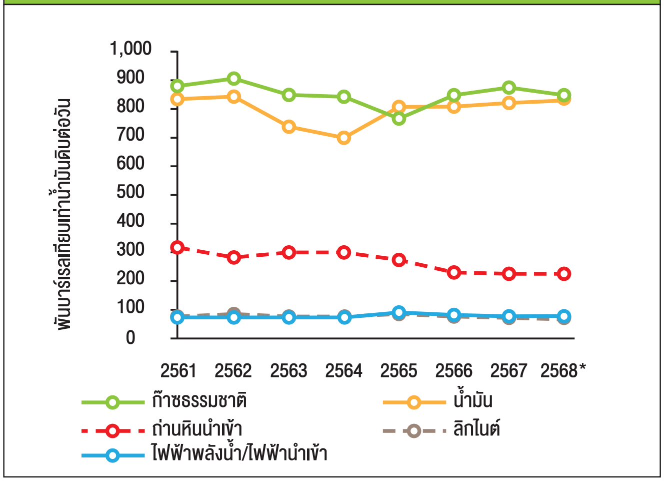
■ **การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นลดลงร้อยละ 1.4 โดยเป็นการลดลงของก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันสำเร็จรูป และคอนเดนเสท ในขณะที่การนำเข้า (สุทธิ) น้ำมันดิบ และไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย



หมายเหตุ : * ข้อมูลช่วงเดือน ม.ค. – มิ.ย. 2568

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น



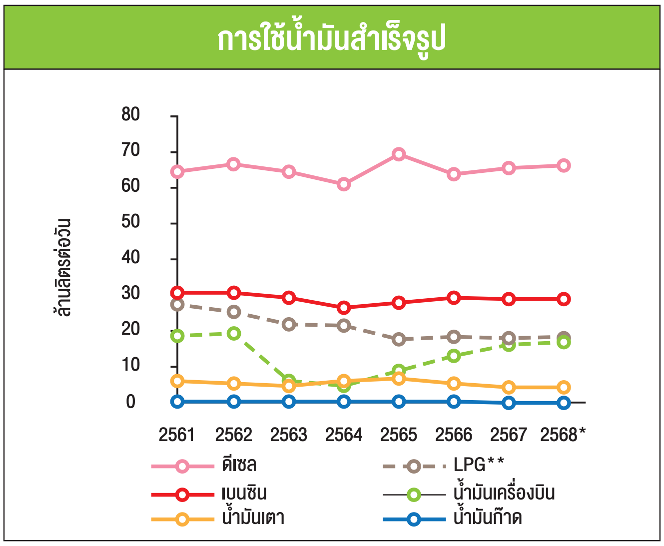
หมายเหตุ: * ข้อมูลช่วงเดือน ม.ค. – มิ.ย. 2568

3. ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป

■ **ภาพรวมน้ำมันสำเร็จรูป** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 พบว่า ***การใช้น้ำมันสำเร็จรูป*** อยู่ที่ 143.8 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.2 ซึ่งเป็นการเพิ่มขึ้นของการใช้น้ำมันเครื่องบิน LPG น้ำมันเตา และน้ำมันเบนซิน ขณะที่การใช้น้ำมันชนิดอื่นลดลง ในด้าน***การผลิตน้ำมันสำเร็จรูป*** อยู่ที่ 178.1 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 0.4 โดยเป็นการลดลงของการผลิตน้ำมันเกือบทุกชนิด ยกเว้นการผลิตน้ำมันเครื่องบินเคโรซีน และ LPG ที่เพิ่มขึ้น สำหรับ**การนำเข้าและส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป** การนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูป อยู่ที่ 5.5 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 45.3 ส่วนการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปอยู่ที่ 23 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 11.6

■ **น้ำมันกลุ่มเบนซิน** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 **การใช้น้ำมันกลุ่มเบนซิน** อยู่ที่ 31.6 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.2 โดยเพิ่มขึ้นเล็กน้อย จากสัญญาณชะลอตัวการใช้น้ำมันกลุ่มเบนซินเป็นผลมาจากการขยายตัวของยานยนต์ไฟฟ้า (BEV HEV และ PHEV) รวมถึงการใช้ระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชน ที่มีการขยายตัวเพิ่มขึ้น ***การผลิตน้ำมันเบนซิน*** อยู่ที่ 36.6 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงเล็กน้อยที่ร้อยละ 0.1 ***การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเบนซิน*** การนำเข้าลดลงร้อยละ 98.0 ส่วนการส่งออกลดลงร้อยละ 2.9

■ **น้ำมันดีเซล** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 ***การใช้น้ำมันดีเซล*** อยู่ที่ 69.8 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.1 จากการบริโภคของภาคเอกชนชะลอตัวและการลงทุนภาคเอกชนหดตัวอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้เกิดการขนส่งสินค้าลดลง สำหรับ***การผลิตน้ำมันดีเซล*** อยู่ที่ 73.4 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 6.6 ***การนำเข้าและส่งออกน้ำมันดีเซล*** การนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 65.7 ส่วนการส่งออกลดลงร้อยละ 8.4



หมายเหตุ: * ข้อมูลช่วงเดือน ม.ค. - มิ.ย. 2568
** ไม่รวม LPG ที่ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

■ **น้ำมันเตา** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 **การใช้น้ำมันเตา** อยู่ที่ 5.3 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.9 **การผลิตน้ำมันเตา** อยู่ที่ 13.1 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 9.1 **การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเตา** ไม่มีการนำเข้าน้ำมันเตา ส่วนการส่งออกลดลงร้อยละ 15.7

■ **น้ำมันเครื่องบิน** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 **การใช้น้ำมันเครื่องบิน** อยู่ที่ 17.7 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.6 จากการขนส่งทางอากาศที่เพิ่มสูงขึ้น โดยการจราจรทางอากาศรวมจากการขนส่งผู้โดยสารและปริมาณการขนส่งสินค้าทางอากาศรวมทั้งภายในประเทศและระหว่างประเทศเพิ่มขึ้น 7.4% และ 9.6% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน **การผลิตน้ำมันเครื่องบิน** อยู่ที่ 19.8 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 21.3 ด้าน**การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเครื่องบิน** การนำเข้าน้ำมันเครื่องบินลดลงร้อยละ 98.1 ส่วนการส่งออกลดลงร้อยละ 21.4

การใช้ก๊าซธรรมชาติ ในช่วง 6 เดือนแรก ของปี 2568 อยู่ที่ระดับ 4,550 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

4. ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG โพรเพน และบิวเทน)

■ **การใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG โพรเพน และบิวเทน)** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 ***การใช้ LPG*** อยู่ที่ 18.1 พันตันต่อวัน ลดลงร้อยละ 3.7 โดยการใช้ LPG เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี มีสัดส่วนการใช้สูงสุดที่ร้อยละ 42 มีการใช้ลดลงร้อยละ 10.0 ส่วนภาคอุตสาหกรรมซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 10 มีการใช้ลดลงร้อยละ 1.2 และการใช้เองซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 1 มีการใช้ลดลงร้อยละ 10.4 ขณะที่ภาคครัวเรือนซึ่งมีสัดส่วนการใช้ร้อยละ 32 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 และภาคขนส่งมีสัดส่วนร้อยละ 15 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.2 ***การผลิต LPG*** อยู่ที่ระดับ 15.5 พันตันต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.7 ***การนำเข้าและส่งออก LPG*** การนำเข้า LPG ลดลงร้อยละ 31.8 ส่วนการส่งออก LPG ลดลงร้อยละ 50.8

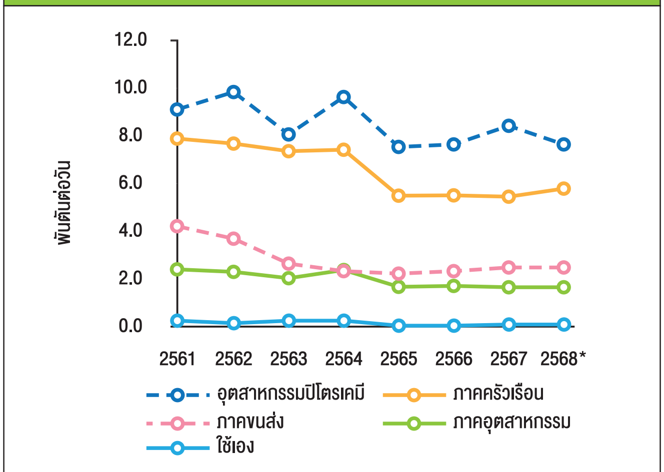
5. ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

■ **การใช้ก๊าซธรรมชาติ** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 อยู่ที่ระดับ 4,550 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 5.3 โดยส่วนใหญ่ร้อยละ 61 เป็นการใช้เพื่อผลิตไฟฟ้า รองลงมา คือ การใช้ในโรงแยกก๊าซ การใช้ในอุตสาหกรรม และการใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ (NGV) ตามลำดับ ทั้งนี้ การใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าลดลงร้อยละ 9.9 ส่วนหนึ่งเกิดจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงและมีการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้ามากขึ้น การใช้ในภาคอุตสาหกรรมลดลงร้อยละ 0.9 ส่วนการใช้ NGV ลดลงร้อยละ 16.4 ตามจำนวนรถ NGV จดทะเบียนสะสมที่ลดลง ในขณะที่การใช้ในโรงแยกก๊าซเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.2

■ **การผลิตก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 อยู่ที่ระดับ 15,125 บาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.3 โดยเป็นการนำไปใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) ภายในประเทศในสัดส่วนร้อยละ 98 และส่งออกในสัดส่วนร้อยละ 2

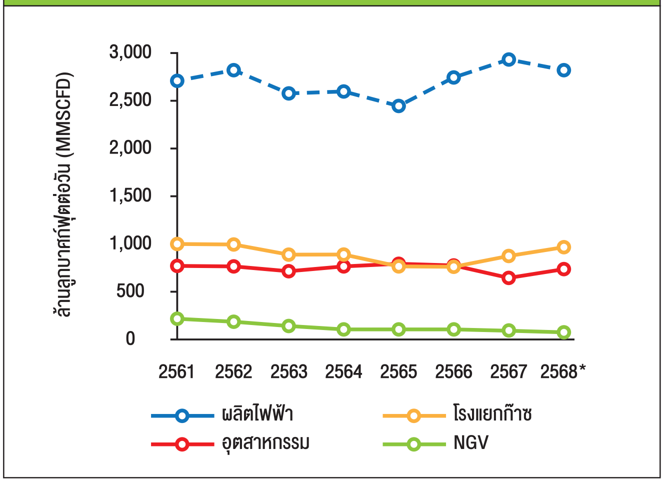
■ **การจัดหาก๊าซธรรมชาติ** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 อยู่ที่ระดับ 4,687 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 6.0 จากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติที่ลดลงร้อยละ 14.0 ซึ่งลดลงจากทั้งการนำเข้าจากเมียนมาร์และการนำเข้า LNG สำหรับการผลิตก๊าซธรรมชาติภายในประเทศลดลงร้อยละ 0.5

การใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวรายสาขา



หมายเหตุ: * ข้อมูลช่วงเดือน ม.ค. – มิ.ย. 2568

การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา



หมายเหตุ: * ข้อมูลช่วงเดือน ม.ค. - มิ.ย. 2568

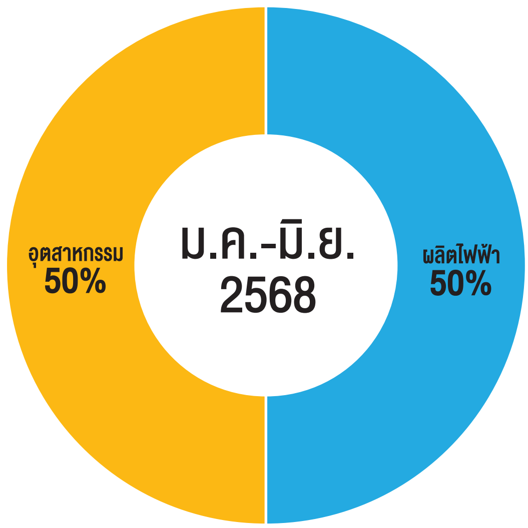
6. การใช้พลังงานภาคขนส่งทางบก

การใช้พลังงานภาคขนส่งทางบก ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 อยู่ที่ระดับ 13,646 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 0.8 จากการใช้ที่ลดลงในน้ำมันกลุ่มดีเซล และ NGV ทั้งนี้ การใช้น้ำมันกลุ่มดีเซลในภาคขนส่งทางบกลดลง ส่วนหนึ่งเป็นผลจากการบริโภคของภาคเอกชนชะลอตัว ส่งผลให้เกิดการขนส่งสินค้าลดลง ในขณะที่การใช้น้ำมันกลุ่มเบนซิน LPG และไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งการใช้ไฟฟ้าในสถานีอัดประจุไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างก้าวกระโดดที่ร้อยละ 94.5 สอดคล้องกับจำนวนยานยนต์ไฟฟ้าประเภท BEV ที่จดทะเบียนสะสม ณ เดือนมิถุนายน 2568 อยู่ที่ 296,813 คัน เพิ่มขึ้นจากเดือนมิถุนายน 2567 ซึ่งอยู่ที่ 183,236 คัน โดยมีสถานีอัดประจุไฟฟ้า 3,821 สถานี จำนวนหัวจ่ายรวม 11,832 หัวจ่าย (Fast Charger จำนวน 6,760 หัวจ่าย และ Normal Charger จำนวน 5,072 หัวจ่าย)

7. ถ่านหิน/ลิกไนต์

■ **การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 อยู่ที่ 7,096 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (KTOE) ลดลงร้อยละ 8.0 โดยการใช้ถ่านหินลดลงร้อยละ 10.2 จากการใช้ที่ลดลงทั้งของโรงไฟฟ้า IPP โรงไฟฟ้า SPP และการใช้ในภาคอุตสาหกรรมที่ลดลง ทั้งนี้ ในส่วนของการใช้ลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.2 โดยการใช้ลิกไนต์ทั้งหมดเป็นการใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.

สัดส่วนการใช้ถ่านหิน / ลิกไนต์



การใช้ถ่านหิน / ลิกไนต์ รวมทั้งสิ้น 7,096 KTOE

■ **การจัดหาถ่านหิน/ลิกไนต์** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 มีปริมาณการจัดหาถ่านหิน/ลิกไนต์ อยู่ที่ 15,738 พันตัน ลดลงร้อยละ 2.1 โดยการนำเข้าถ่านหินลดลงร้อยละ 3.9 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ส่วนการผลิตลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.6 ซึ่งปัจจุบันการผลิตลิกไนต์ในประเทศเป็นการผลิตจากเหมืองแม่เมาะของ กฟผ. ทั้งหมด

การใช้ไฟฟ้า

ม.ค. – มิ.ย. 2568		
สาขา	Growth (%)	Share (%)
อุตสาหกรรม	▼ 3.3	41.5
ครัวเรือน	▼ 9.4	28.5
ธุรกิจ	▼ 5.8	25.1
เกษตรกรรม	▼ 8.4	0.3
องค์กรไม่แสวงหากำไร	▼ 3.7	0.1
ไฟฟ้าไม่คิดมูลค่า	▲ 1.8	2.3
อื่น ๆ *	▲ 14.8	2.2
รวม	▼ 5.3	100

หมายเหตุ : * อื่น ๆ ได้แก่ ไฟฟ้าชั่วคราว และอื่น ๆ

8. ไฟฟ้า

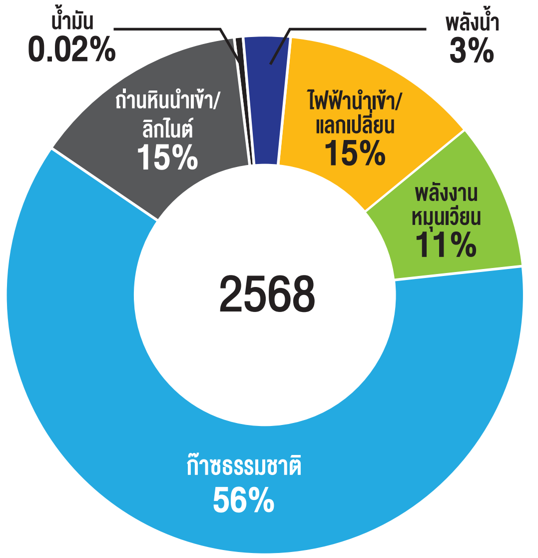
▪ **การใช้ไฟฟ้า** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 รวมทั้งสิ้น 103,574 กิกะวัตต์ชั่วโมง ลดลงร้อยละ 5.3 โดยการใช้ไฟฟ้าใน***สาขาอุตสาหกรรม***ซึ่งมีสัดส่วนการใช้ร้อยละ 41.5 มีการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 3.3 ทั้งนี้ การใช้ไฟฟ้าในอุตสาหกรรมอาหาร อิเล็กทรอนิกส์ เหล็กและโลหะพื้นฐาน และยานยนต์ มีการใช้ลดลงร้อยละ 0.7 2.0 8.2 และ 1.1 ตามลำดับ ส่วนหนึ่งเกิดจากเศรษฐกิจโลกชะลอตัว ความไม่แน่นอนของนโยบายการขึ้นภาษีนำเข้าของสหรัฐ ส่วนการใช้ไฟฟ้าใน***สาขาครัวเรือน***ลดลงร้อยละ 9.4 ส่วนหนึ่งเกิดจากสภาพอากาศที่หนาวเย็นในช่วงต้นปี สำหรับการใช้ไฟฟ้าใน***สาขาธุรกิจ***ลดลงร้อยละ 5.8 โดยการใช้ไฟฟ้าของอะพาร์ตเมนต์และเกสต์เฮาส์ ห้างสรรพสินค้า โรงแรม ขายปลีก และขายส่ง ลดลงร้อยละ 6.6 6.9 5.8 3.2 และ 4.3 ตามลำดับ จากจำนวนนักท่องเที่ยวที่ลดลงร้อยละ 4.7

▪ **กำลังผลิตในระบบ 3 การไฟฟ้า** ณ สิ้นเดือนมิถุนายน 2568 อยู่ที่ 56,285 เมกะวัตต์ โดยสัดส่วนกำลังการผลิตสูงสุดคือ IPP ร้อยละ 36 รองลงมาคือ กฟผ. ร้อยละ 29 SPP ร้อยละ 16 นำเข้า/แลกเปลี่ยนไฟฟ้าจากต่างประเทศ ร้อยละ 11 และ VSPP ร้อยละ 8

▪ **ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ 3 การไฟฟ้า** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 24 เมษายน 2568 เวลา 20.48 น. อยู่ที่ระดับ 34,620 MW ลดลงร้อยละ 5.9 เมื่อเทียบกับความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ 3 การไฟฟ้าของปีก่อน

▪ **การผลิตพลังงานไฟฟ้า** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 อยู่ที่จำนวน 114,174 กิกะวัตต์ชั่วโมง ลดลงร้อยละ 6.5 ตามปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลง โดยการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนสูงที่สุดที่ร้อยละ 56 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ลดลงร้อยละ 13.1 รองลงมาคือ ไฟฟ้านำเข้า/แลกเปลี่ยน การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้า/ลิกไนต์ พลังงานหมุนเวียน พลังน้ำ และน้ำมัน ที่สัดส่วนร้อยละ 15 15 11 3 และ 0.02 ตามลำดับ โดยการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้า/ลิกไนต์ลดลงร้อยละ 1.7 ขณะที่ไฟฟ้านำเข้า/แลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.0 ส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 และการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.2

สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ



หมายเหตุ: * ไม่รวมการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS)

การผลิตพลังงานไฟฟ้า รวมทั้งสิ้น 114,174 GWh

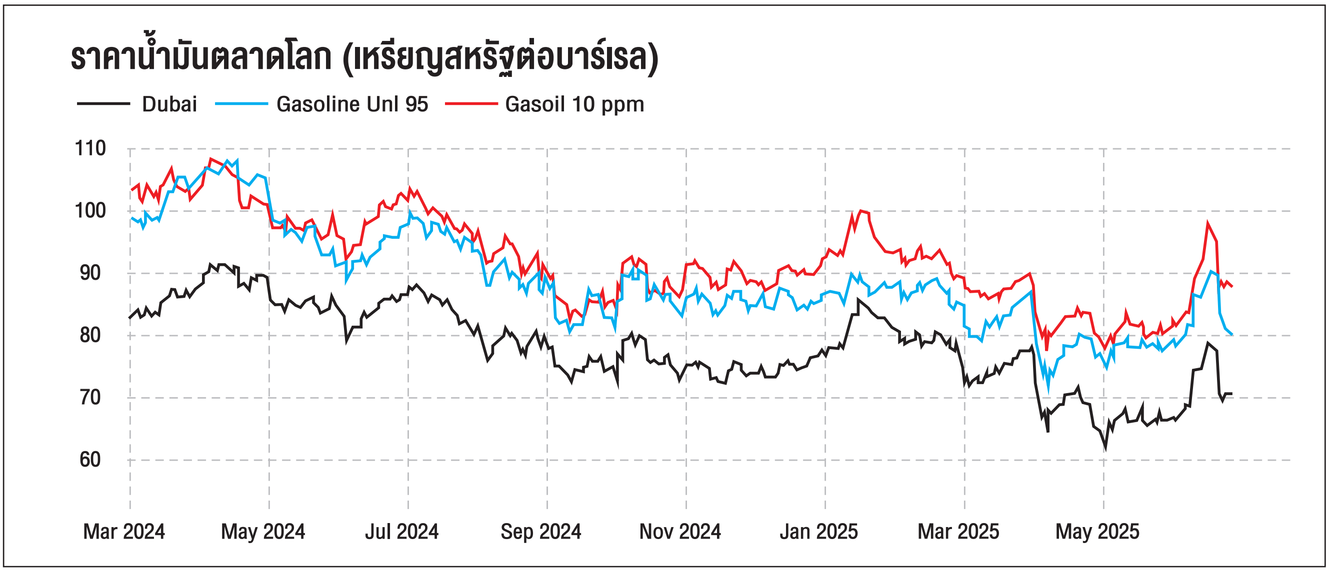


สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (ไตรมาส 1 – ไตรมาส 2 ปี 2568)

1.ราคาน้ำมันดิบ

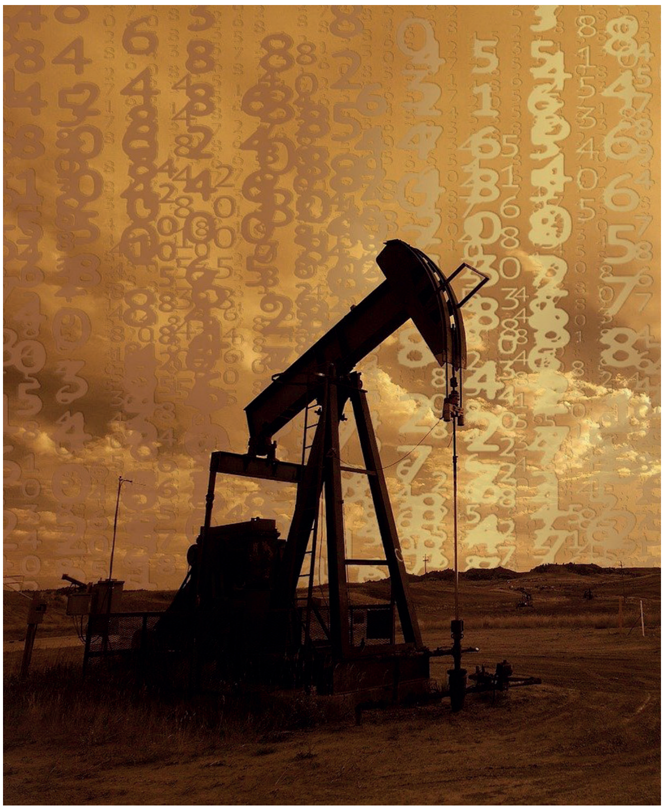
<u>ไตรมาส 1 ปี 2568</u> ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $76.94 และ $71.47 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า $3.32 และ $1.05 ต่อบาร์เรลตามลำดับ ท่ามกลางฤดูหนาวที่รุนแรงในหลาย ๆ ทวีป โดยเฉพาะตอนใต้ของสหรัฐฯ ที่เผชิญกับพายุหิมะที่รุนแรงที่สุดในรอบ 130 ปี ประกอบกับความกังวลเกี่ยวกับมาตรการคว่ำบาตรรอบใหม่ต่อรัสเซียและอิหร่านของสหรัฐฯ อย่างไรก็ดี ตลาดยังมีความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจโลกที่อาจชะลอตัวจากสงครามการค้าที่เริ่มทวีความรุนแรงขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งมาตรการกำแพงภาษีนำเข้าของสหรัฐฯ ที่อาจผลักดันต้นทุนราคาสินค้าให้สูงขึ้น กระตุ้นเงินเฟ้อและบั่นทอนความเชื่อมั่นของผู้บริโภคซึ่งจะส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้น้ำมันโลก รวมทั้งสถานการณ์ความตึงเครียดในภูมิภาคตะวันออกกลางที่ทวีความรุนแรงขึ้นอีกครั้งยังเป็นปัจจัยหนุนราคาน้ำมัน

<u>ไตรมาส 2 ปี 2568</u> ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $66.96 และ $63.81 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า $9.97 และ $7.66 ต่อบาร์เรลตามลำดับ จากความกังวลต่อผลกระทบของสงครามการค้าระหว่างจีนและสหรัฐฯ ยังคงสร้างแรงกดดันต่อตลาดน้ำมัน โดยการส่งสัญญาณที่ขัดแย้งกันของทั้งสองประเทศทำให้นักลงทุนกังวลว่าสงครามการค้าอาจจะยืดเยื้อและส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจทั่วโลก กอปรกับนักลงทุนคลายความกังวลเกี่ยวกับสถานการณ์ในตะวันออกกลางหลังมีการบรรลุข้อตกลงหยุดยิงระหว่างอิสราเอลและอิหร่าน อย่างไรก็ตามนักลงทุนยังต้องจับตาการประชุมของกลุ่มสมาชิกโอเปกพลัสที่จะจัดขึ้นวันที่ 6 ก.ค. 68 เพื่อตกลงเกี่ยวกับปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในเดือน ส.ค. 68 ทั้งนี้หลายฝ่ายคาดว่าโอเปกพลัสจะยังคงเดินหน้าเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันในระดับสูงที่ราว 411,000 บาร์เรลต่อวัน ในเดือน ส.ค. 68 ต่อเนื่องเป็นเดือนที่ 4 หลังก่อนหน้านี้ได้ปรับเพิ่มกำลังการผลิตในระดับสูงตั้งแต่เดือน พ.ค. 68 ที่ผ่านมา



2. ราคากลางน้ำมันสำเร็จรูปตลาดภูมิภาคเอเชีย

ไตรมาส 1 ปี 2568 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ทรงตัวอยู่ที่ระดับ $84.68 ต่อบาร์เรล ขณะที่น้ำมันเบนซิน 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $82.96, $84.74 และ $91.20 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า $2.90, $1.67 และ $2.53 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากจีนส่งออกน้ำมันเบนซินลดลงจากช่วงวันหยุดเทศกาลตรุษจีน ขณะที่โรงกลั่นญี่ปุ่นขนาด 2 แสนบาร์เรลต่อวันมีแผนปิดซ่อมบำรุงในช่วงปลายเดือน ก.พ. 68 นอกจากนี้มาตรการคว่ำบาตรของสหรัฐฯ ต่อรัสเซียรอบใหม่ส่งผลให้ความกังวลเรื่องอุปทานน้ำมันตึงตัวเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะในจีนและอินเดีย ขณะที่มีการคาดการณ์การส่งออกน้ำมันเบนซินของจีนในเดือน เม.ย. 68 จะลดลงต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้ก่อนหน้าและต่ำกว่าการส่งออกในเดือน มี.ค. 68 ขณะเดียวกันการส่งออกของอินเดียก็มีแนวโน้มลดลงในเดือน เม.ย. จากการปิดซ่อมบำรุงโรงกลั่นน้ำมันประจำปี



ไตรมาส 2 ปี 2568 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $78.44, $76.84, $77.85 และ $82.78 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า $6.24, $6.12, $6.89 และ $8.42 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยได้รับแรงหนุนจากอุปสงค์น้ำมันเบนซินของญี่ปุ่นปรับเพิ่มขึ้นจากการปิดซ่อมบำรุงโรงกลั่นแห่งหนึ่งตั้งแต่กลางเดือน พ.ค. 68 ถึงต้นเดือน ก.ค. 68 ประกอบกับอินโดนีเซียรายงานปริมาณการนำเข้า Middle Distillate เดือน เม.ย. 68 ลดลงมาอยู่ที่ 122,000 บาร์เรลต่อวัน โดยนำเข้าน้ำมันดีเซลลดลงมาอยู่ที่ 98,000 บาร์เรลต่อวัน หลังรัฐบาลประกาศคำสั่งให้ใช้ Biodiesel B40 (สัดส่วนน้ำมันปาล์ม 40% ในน้ำมันดีเซล) อย่างเป็นทางการตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 68 อีกทั้ง บริษัทน้ำมันแห่งชาติเกาหลีใต้ (KNOC) รายงานปริมาณการส่งออกน้ำมันดีเซลในเดือน พ.ค. 68 เพิ่มขึ้น 18.4% มาอยู่ที่ 17.7 ล้านบาร์เรล (571,000 บาร์เรลต่อวัน) จากอุปสงค์ลดลง 20.5% มาอยู่ที่ 10.9 ล้านบาร์เรล (352,000 บาร์เรลต่อวัน) ขณะที่อุปสงค์น้ำมันเบนซินในเดือน พ.ค. 68 ลดลง 11.6% อยู่ที่ 7.3 ล้านบาร์เรล (2.07 ล้านบาร์เรลต่อวัน) และ Platts ประมาณการอุปสงค์ในเดือน มิ.ย. 68 จะลดลงหลังราคาขายปลีกในประเทศสูงขึ้นจากผลกระทบสงครามระหว่างอิสราเอลกับอิหร่านในช่วง 13-24 มิ.ย. 68

ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

มกราคม - มิถุนายน 2568 จากสถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ยังคงทรงตัวในระดับสูง และการจัดเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็ว B7 และดีเซลพรีเมียม ณ วันที่ 30 มิ.ย. 68 ยังทรงตัวในระดับสูงที่ 41.44, 33.15, 30.94, 29.29, 32.78, 31.94 และ 43.94 บาท/ลิตร ตามลำดับ

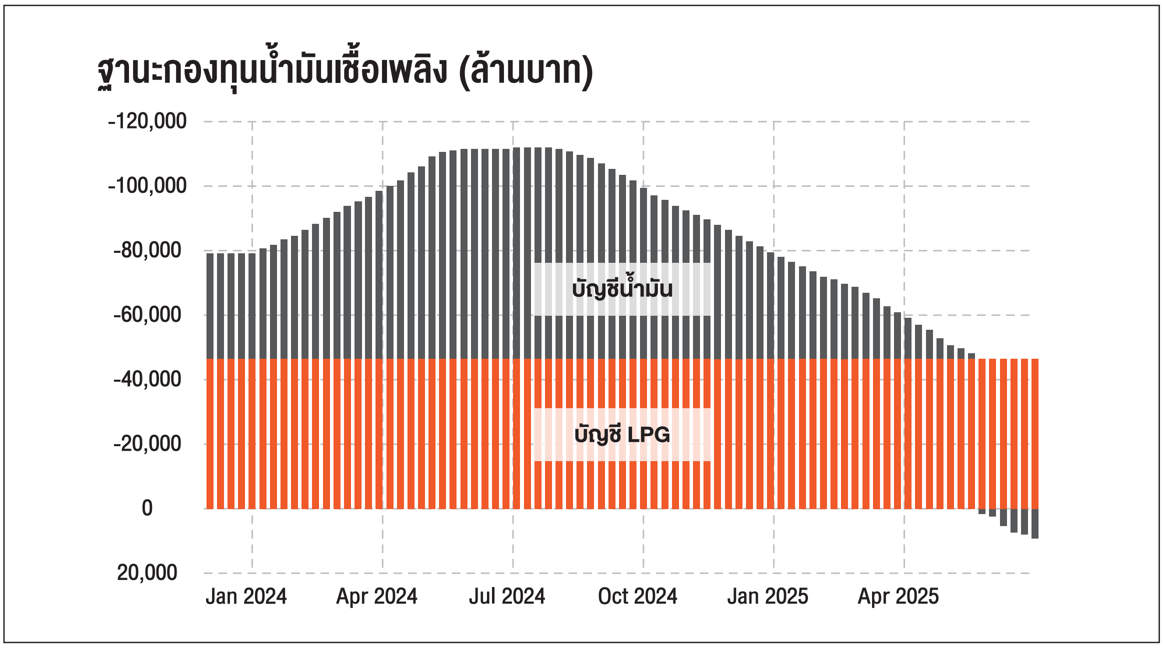
ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง

	2566	2567	2568	2568					
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.
น้ำมันดิบ (หน่วย: เหรียญสหรัฐฯ / บาร์เรล)									
ดูไบ	82.09	79.58	71.87	80.41	77.92	72.49	67.74	63.73	69.27
เบรนท์	82.35	79.91	70.98	78.45	75.02	71.52	66.13	64.04	70.00
เวสต์เท็กซัส	77.67	75.87	67.60	75.14	71.24	67.99	63.07	61.03	67.50
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจรสิงคโปร์ (หน่วย: เหรียญสหรัฐฯ / บาร์เรล)									
เบนซินออกเทน 95	98.76	92.95	81.51	86.75	86.30	81.00	76.75	76.47	82.01
เบนซินออกเทน 92	94.03	88.33	79.85	84.48	84.83	79.56	75.30	75.03	80.10
เบนซินออกเทน 91 Non-oxy	96.33	90.97	81.24	86.38	86.16	81.69	76.27	76.13	81.06
ดีเซลหมุนเร็ว	106.41	96.20	86.92	95.41	91.71	86.48	81.78	79.36	87.03
	2566	2567	2568	2568					
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	31 ม.ค.	28 ก.พ.	31 มี.ค.	30 เม.ย.	31 พ.ค.	30 มิ.ย.
ราคาขายปลีกของไทย (หน่วย: บาท / ลิตร)									
เบนซินออกเทน 95	44.52	45.31	42.44	44.04	43.64	42.44	41.14	40.84	41.44
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	36.74	37.31	34.15	35.75	35.35	34.15	32.85	32.55	33.15
แก๊สโซฮอล 91	36.24	36.52	33.78	35.38	34.98	33.78	32.48	32.18	32.78
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	34.50	35.20	31.95	33.54	33.14	31.94	30.64	30.34	30.94
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	34.83	35.00	30.56	32.59	31.69	30.29	28.99	28.69	29.29
ดีเซลหมุนเร็ว B7	32.10	31.89	32.43	32.94	32.94	32.44	31.94	31.94	31.94
ดีเซลหมุนเร็ว พรีเมียม	41.73	43.79	44.43	44.94	44.94	44.44	43.94	43.94	43.94

ค่าการตลาดเฉลี่ยของผู้ค้าน้ำมัน

หน่วย: บาทต่อลิตร

	2566	2567	2568	2568					
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.
เบนซินออกเทน 95	3.46	4.00	4.10	4.32	4.22	4.65	4.18	3.78	3.46
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	3.40	3.36	3.38	3.26	3.16	3.41	3.68	3.44	3.34
แก๊สโซฮอล 91	3.57	3.46	3.45	3.34	3.23	3.48	3.75	3.50	3.40
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	3.55	3.53	3.78	3.98	3.86	3.95	3.99	3.55	3.37
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	3.78	3.26	5.32	7.41	6.94	5.91	4.46	3.69	3.60
ดีเซลหมุนเร็ว B7	1.88	1.94	1.93	1.88	2.03	1.93	2.02	2.00	1.75
เฉลี่ยรวม	2.39	2.41	2.42	2.36	2.42	2.43	2.57	2.47	2.26



3. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 29 มิ.ย. 68 มีสินทรัพย์รวม 52,985 ล้านบาท หนี้สินกองทุน 87,622 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ -34,637 ล้านบาท แยกเป็นบัญชีน้ำมัน 9,638 ล้านบาท และบัญชี LPG -44,275 ล้านบาท

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 29 มิ.ย. 68 มีสินทรัพย์รวม 52,985 ล้านบาท หนี้สินกองทุน 87,622 ล้านบาท

แนวทางการกำหนดโครงสร้าง ราคาก๊าซธรรมชาติ

1. ความเป็นมา

1.1 **คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565 ได้มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ไปศึกษาหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (Gas Separation Plant: GSP) ให้สอดคล้องกับกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง** เพื่อกำหนดแนวทางการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยให้เหมาะสมต่อไป และรายงานผลการศึกษาต่อคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ทราบต่อไป

1.2 **กพช. เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2566 ได้มีมติเห็นชอบแนวทางบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ** โดยปรับให้ใช้ราคาก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็นราคา Pool Gas ซึ่งเป็นราคารวมก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่น ๆ ยกเว้นก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Gas) ทั้งนี้ ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่เดือนมกราคม 2567 เป็นต้นไป จนกว่าการจัดทำหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565 จะแล้วเสร็จและได้รับความเห็นชอบจาก กพช.

LNG นำเข้า และ LNG Spot ปริมาณ 1,476 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ราคา 485 บาทต่อล้านบีทียู

2. การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน (Single Pool Gas)

2.1 ราคาก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็นราคา Pool Gas ซึ่งเป็นราคารวมก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่น ๆ ยกเว้นก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Gas) (ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2566)

2.2 ตัวอย่างการคำนวณราคา Pool Gas จะนำปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ได้จาก 3 แหล่ง มาคิดเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักกับราคาก๊าซธรรมชาติแต่ละแหล่ง โดยยกเว้นก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ผลิตเป็น LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2568 ดังนี้

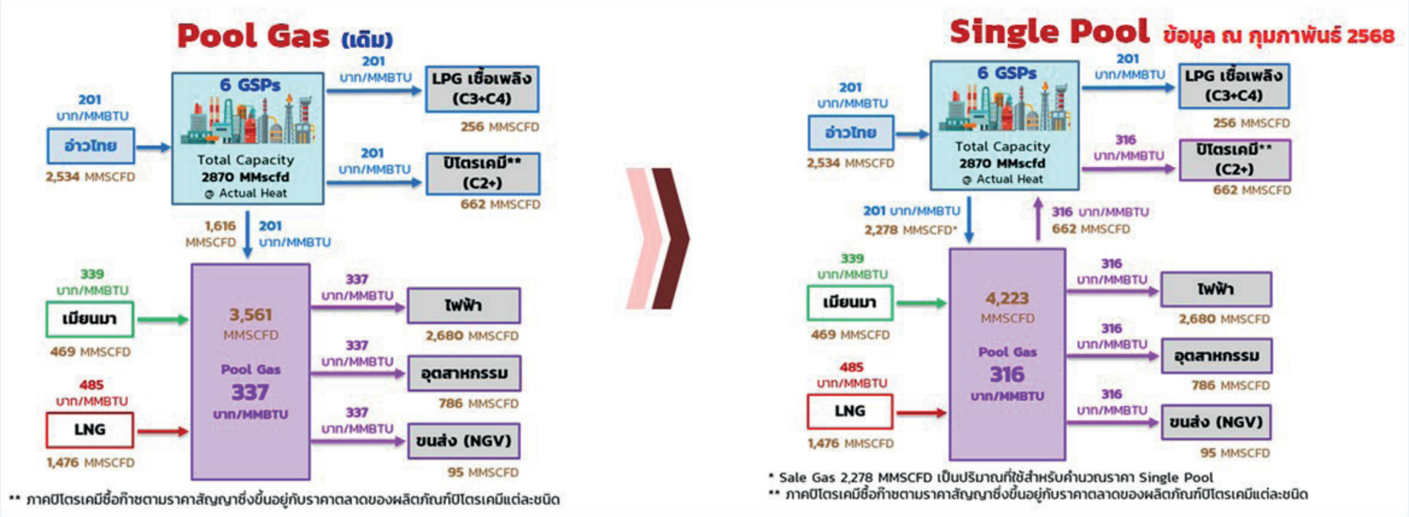
2.2.1 ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย ยกเว้นส่วนที่เข้าโรงแยกก๊าซธรรมชาติเพื่อนำไปผลิตเป็น LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ใช้ราคา Gulf Gas เพื่อนำไปคำนวณเป็น Pool Gas ปริมาณ 2,278 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ราคา 201 บาทต่อล้านบีทียู

2.2.2 ก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา ใช้ราคาเฉลี่ย ณ จุดซื้อขายที่รวมค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ในการนำเข้าแล้ว ปริมาณ 469 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ราคา 339 บาทต่อล้านบีทียู

2.2.3 LNG ที่นำเข้าด้วยสัญญาระยะยาวในปัจจุบัน และ LNG Spot ปริมาณ 1,476 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ราคา 485 บาทต่อล้านบีทียู

ปริมาณรวมเท่ากับ 4,223 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน มาคิดเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักกับราคาก๊าซธรรมชาติแต่ละแหล่ง ทำให้ราคา Pool Gas เท่ากับ 316 บาทต่อล้านบีทียู ก๊าซธรรมชาติที่นำไปผลิต LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงใช้ราคา Gulf Gas ที่ 201 บาทต่อล้านบีทียู ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติภาคไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม ภาคขนส่ง (NGV) และโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (ไม่รวมส่วนที่นำไปผลิต LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง) ใช้ราคาเท่ากับ 316 บาทต่อล้านบีทียู โดยมีรายละเอียด ดังนี้

การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน (Single Pool Gas)
ณ เดือน กุมภาพันธ์ 2568



2.3 ผลกระทบจากการจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยแบบ Single Pool Gas

2.3.1 การจัดสรรก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยเป็นแบบ Single Pool Gas ทำให้โรงแยกก๊าซธรรมชาติต้องซื้อก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยในราคาสูงขึ้นประมาณ 115 บาทต่อล้านบีทียู เมื่อเทียบกับ Pool Gas (เดิม) อย่างไรก็ตาม หากโรงแยกก๊าซธรรมชาติรับภาระต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น ภาคปิโตรเคมีก็จะไม่ได้รับผลกระทบจากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติแต่อย่างใด

2.3.2 ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้า อุตสาหกรรม และ NGV อยู่ที่ 316 บาทต่อล้านบีทียู ลดลงประมาณ 21 บาทต่อล้านบีทียู เมื่อเทียบกับ Pool Gas (เดิม)

3. สรุปผลการศึกษาโครงการศึกษาหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565

สนพ. ได้จัดจ้างมหาวิทยาลัยเชียงใหม่เพื่อทำการศึกษา "โครงการศึกษาหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ" โดยที่ปรึกษาได้เสนอแนวทางการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติและแนวทางการกำหนดผลตอบแทนของโรงแยกก๊าซธรรมชาติให้อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของภาครัฐ (Utility Model) รายละเอียดสรุปได้ ดังนี้

3.1 โรงแยกก๊าซธรรมชาติจะทำหน้าที่เสมือนเป็นโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ (Utility) ในการให้บริการปรับปรุงคุณภาพและแยกผลิตภัณฑ์ให้กับผู้รับบริการทุกราย โดยกำหนดผลตอบแทนการลงทุนจากการประกอบกิจการอยู่ในระดับที่เหมาะสม โดยรายได้ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติทั้งหมดจะมาจากค่าบริการปรับปรุงคุณภาพ (Processing Fee) และค่าบริการแยกผลิตภัณฑ์ (Fractionation Fee) เท่านั้น โดยจะไม่นับรวมรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ C_2^+ (C_2^+ คือกลุ่มก๊าซที่มีคาร์บอน 2 ตัวขึ้นไป เป็นวัตถุดิบสำคัญในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีสำหรับทำพลาสติก ยาง เส้นใย และผลิตภัณฑ์เคมีที่เราใช้ทุกวัน) และไม่รวมต้นทุนของวัตถุดิบก๊าซธรรมชาติ (Feedstock Cost) ที่ใช้ผลิตด้วย

3.2 เมื่อพิจารณาถึงผลประโยชน์สูงสุดต่อประเทศที่ได้จากมูลค่าเพิ่มทางเศรษฐกิจของผลิตภัณฑ์ C_2^+ และความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติที่ออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (Sales Gas) ซึ่งไม่สามารถนำไปสร้างมูลค่าเพิ่มได้ นอกจากจะนำไปใช้เผาเป็นเชื้อเพลิงความร้อนเท่านั้น ดังนั้น จึงควรให้นำมูลค่าเพิ่มของผลิตภัณฑ์ C_2^+ ที่ได้รับจากการขายมาสนับสนุน (Contribution) ในการกำหนดราคาของ Sales Gas ที่ออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติให้มีความเป็นธรรม เนื่องจากผู้ขายผลิตภัณฑ์ C_2^+ ได้รับประโยชน์จากมูลค่าเพิ่มของผลิตภัณฑ์ดังกล่าวไปแล้ว

3.3 การกำหนดผลตอบแทนของโรงแยกก๊าซธรรมชาติในส่วนของต้นทุนการปรับปรุงคุณภาพ (Processing Cost) และต้นทุนที่ใช้ในการแยกผลิตภัณฑ์ (Fractionation Cost) สำหรับผลิตภัณฑ์ทุกชนิดที่ส่งเข้าโรงแยกก๊าซธรรมชาติ มีรายละเอียด ดังนี้

3.3.1 ผลตอบแทนที่ควรได้รับ (Allowed Return) ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติจะเท่ากับต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ของกิจการโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่มีลักษณะเป็น Utility (จากผลการศึกษาพบว่าอัตราที่เหมาะสมอยู่ที่ร้อยละ 7.30 ของเงินลงทุนรวม)

3.3.2 รายการสินทรัพย์ที่อยู่ในการกำกับดูแล (Regulatory Asset Base: RAB) ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (CAPEX) และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX) จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ตามกระบวนผลิต คือ กระบวนการปรับปรุงคุณภาพ (Gas Processing) และกระบวนการแยกผลิตภัณฑ์ (Fractionation) เพื่อนำไปคำนวณหาอัตราค่าบริการ

3.3.3 ผลิตภัณฑ์ Sales Gas ที่ออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติจะต้องจ่ายค่าบริการ Processing Fee

3.3.4 ผลิตภัณฑ์ C_2^+ จะต้องจ่ายทั้งค่าบริการ Processing Fee และ Fractionation Fee

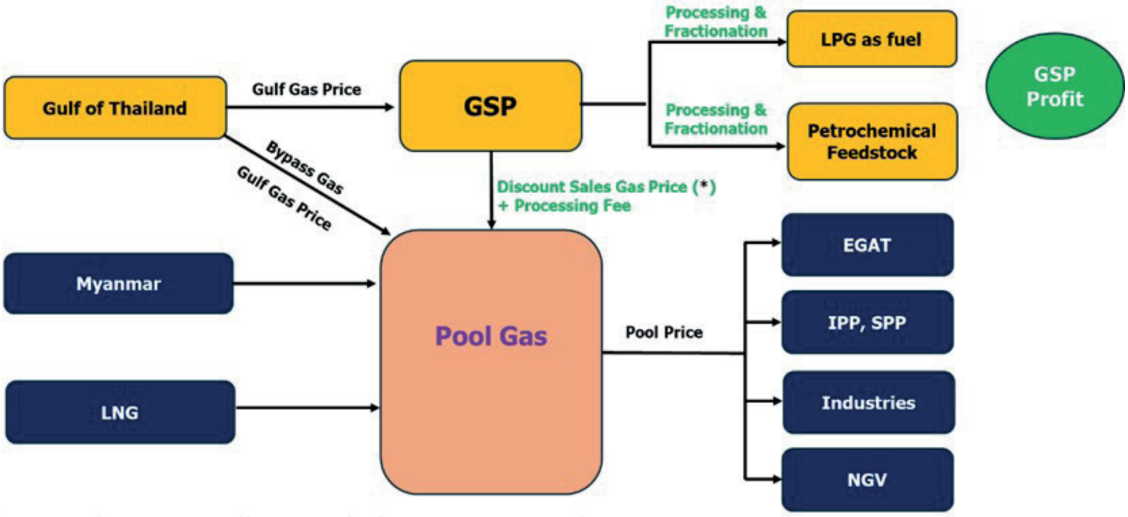
3.4 โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติแบบ Utility Model

3.4.1 ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็น Feed Gas ที่เข้าสู่โรงแยกก๊าซธรรมชาติทั้งหมด เท่ากับราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (Gulf Gas)

3.4.2 ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็น Sales Gas ที่ออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติควรจะมีราคาที่ต่ำกว่าราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (Gulf Gas) โดยได้ส่วนลดราคา (Discount: D) จากการนำมูลค่าเพิ่มของผลิตภัณฑ์ C_2^+ ที่ได้รับจากการขายมาสนับสนุน (Contribution) ในการกำหนดราคาของ Sales Gas กำหนดโดย กกพ.

3.4.3 ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็น Feed Gas สำหรับการผลิตผลิตภัณฑ์ LPG ภาคเชื้อเพลิงเท่ากับราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (Gulf Gas)

โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติแบบ Utility Model



* Discount Sales Gas Price = Gulf Gas Price x (1-D), D= Discount Factor set by ERC

4. แนวทางการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ

จากการพิจารณาโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน พบว่า ภาคอุตสาหกรรมใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคา Pool Gas แต่ข้อเท็จจริงภาคอุตสาหกรรมซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการค้าปลีกก๊าซธรรมชาติผ่านระบบจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ ซึ่งปัจจุบันมีจำนวน 5 ราย ได้แก่

(1) บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (PTT NGR)
(2) บริษัท ปตท. จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด (PTT NGD)
(3) บริษัท อมตะ จัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด (AMATA NGD)
(4) บริษัท ดับบลิวเอชเอ อีสเทิร์น เอ็นจีดี 2 จำกัด (WHA NGD2)
(5) บริษัท ดับบลิวเอชเออีสเทิร์น เอ็นจีดี 4 จำกัด (WHA NGD4)

โดยปัจจุบันภาคอุตสาหกรรมซื้อก๊าซธรรมชาติในราคาเชื้อเพลิงคู่เทียบ (Alternative Fuel) ขึ้นอยู่กับการเจรจา เพื่อประโยชน์ในการค้าของตนเอง ซึ่งราคาซื้อขายราคาใกล้เคียงกับราคา LNG ประกอบกับผลการศึกษาที่ได้เสนอแนวทางการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติและแนวทางการกำหนดผลตอบแทนของโรงแยกก๊าซธรรมชาติให้อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของภาครัฐ (Utility Model) กพช. เมื่อวันที่ 6 พฤษภาคม 2568 จึงได้มีมติรับทราบแนวทางการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติและการดำเนินการต่อไปของ สนพ. โดยมีรายละเอียด ดังนี้

4.1 หลักการ

4.1.1 โรงแยกก๊าซธรรมชาติจะทำหน้าที่เสมือนเป็นโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ (Utility) ในการให้บริการปรับปรุงคุณภาพและแยกผลิตภัณฑ์ให้กับผู้รับบริการทุกราย โดยกำหนดผลตอบแทนการลงทุนจากการประกอบกิจการอยู่ในระดับที่เหมาะสม โดยรายได้ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติทั้งหมด มาจากค่าบริการปรับปรุงคุณภาพ (Processing Fee) และค่าบริการแยกผลิตภัณฑ์ (Fractionation Fee) เท่านั้น โดยจะไม่นับรวมรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ C_2^+ และไม่รวมต้นทุนของวัตถุดิบก๊าซธรรมชาติ (Feedstock Cost) ที่ใช้ผลิตด้วย

4.1.2 เมื่อพิจารณาถึงผลประโยชน์สูงสุดต่อประเทศที่ได้จากมูลค่าเพิ่มทางเศรษฐกิจของผลิตภัณฑ์ C_2^+ และความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติที่ออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (Sales Gas) ซึ่งไม่สามารถนำไปสร้างมูลค่า

เพิ่มได้ นอกจากจะนำไปใช้เผาเป็นเชื้อเพลิงความร้อนเท่านั้น ดังนั้น จึงควรให้นำมูลค่าเพิ่มของผลิตภัณฑ์ C_2^+ ที่ได้รับจากการขายมาสนับสนุน (Contribution) ในการกำหนดราคาของ Sales Gas ที่ออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติให้มีความเป็นธรรมเนื่องจากผู้ขายผลิตภัณฑ์ C_2^+ ได้รับประโยชน์จากมูลค่าเพิ่มของผลิตภัณฑ์ดังกล่าวไปแล้ว

4.1.3 การกำหนดผลตอบแทนของโรงแยกก๊าซธรรมชาติในส่วนของต้นทุนการปรับปรุงคุณภาพ (Processing Cost) และต้นทุนที่ใช้ในการแยกผลิตภัณฑ์ (Fractionation Cost) สำหรับผลิตภัณฑ์ทุกชนิดที่ส่งเข้าโรงแยกก๊าซธรรมชาติ มีรายละเอียด ดังนี้

1) ผลตอบแทนที่ควรได้รับ (Allowed Return) ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติจะเท่ากับต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ของกิจการโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่มีลักษณะเป็น Utility

2) รายการสินทรัพย์ที่อยู่ในการกำกับดูแล (Regulatory Asset Base: RAB) ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (CAPEX) และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX) จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ตามกระบวนผลิต คือ กระบวนการปรับปรุงคุณภาพ (Gas Processing) และกระบวนการแยกผลิตภัณฑ์ (Fractionation) เพื่อนำไปคำนวณหาอัตราค่าบริการ

3) ผลิตภัณฑ์ Sales Gas ที่ออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติจะต้องรับภาระค่าบริการ Processing Fee

4) ผลิตภัณฑ์ C_2^+ จะต้องรับภาระทั้งค่าบริการ Processing Fee และ Fractionation Fee

4.1.4 ก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคอุตสาหกรรมให้ใช้ต้นทุนจากราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาในรูปแบบ LNG

4.2 หลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ

4.2.1 ก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Gas)

4.2.2 ก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย

4.2.3 ก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าและภาคขนส่ง (NGV) ให้ใช้ราคา Pool Gas ซึ่งเป็นราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณของก๊าซธรรมชาติ โดยเรียงลำดับความสำคัญจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศ ก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาจากเมียนมา และก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาในรูปแบบ LNG ตามลำดับ ดังนี้

1) ราคาก๊าซธรรมชาติในประเทศที่ออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (Sales Gas) ควรมีราคาที่ต่ำกว่าราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (Gulf Gas) โดยนำมูลค่าเพิ่มของผลิตภัณฑ์ C_2^+ ที่ได้รับจากการจำหน่ายมาเป็นส่วนลดราคา (Discount)

2) ราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาจากเมียนมา เป็นราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติเพื่อนำส่งก๊าซธรรมชาติมายังประเทศไทย

3) ราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาในรูปแบบ LNG เป็นราคา LNG ซึ่งรวมค่าใช้จ่ายในการนำเข้า และค่าบริการสถานี LNG

ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า และ NGV อยู่ที่ประมาณ 2,775 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

4.2.4 ก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคอุตสาหกรรมให้ใช้ต้นทุนจากราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาในรูปแบบ LNG

4.3 ตัวอย่างการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติ

ตัวอย่างการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติ กรณีแบ่งสัดส่วนผลประโยชน์ให้โรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ร้อยละ 20 ของกำไรส่วนเกินและนำมาช่วยลดราคาก๊าซธรรมชาติ ที่ร้อยละ 80 ของกำไรส่วนเกิน

4.3.1 ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าและ NGV อยู่ที่ประมาณ 2,775 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

4.3.2 ประมาณค่า Discount Factor (DF) ปี 2567 ตามผลการศึกษาของ สนพ. = 15.14%

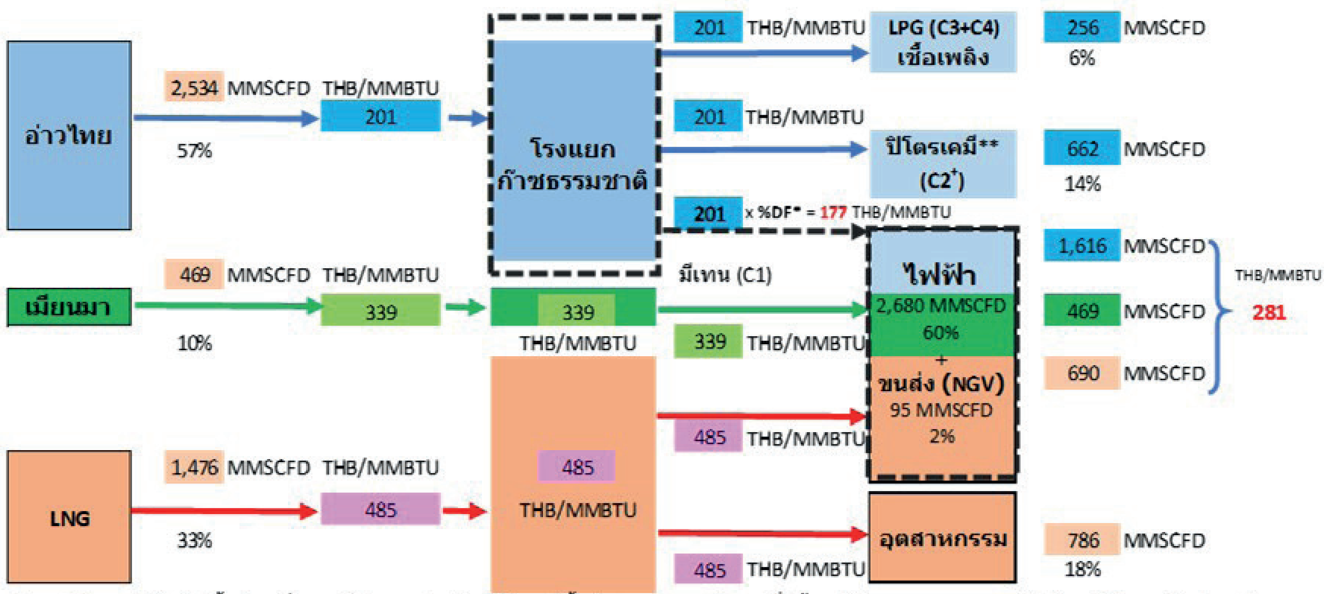
4.3.3 ใช้ก๊าซมีเทน (C_1) ที่ออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติสำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ในราคา Gulf Gas เพื่อนำไปคำนวณเป็น Pool Gas สำหรับภาคไฟฟ้า และ NGV ปริมาณ 1,616 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ราคา 177 บาทต่อล้านบีทียู (ราคามีเทน (C_1) = 201 x (1-(0.1514x0.80)) = 177 บาทต่อล้านบีทียู) เป็นลำดับแรก

4.3.4 ใช้ก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา ใช้ราคาเฉลี่ย ณ จุดซื้อขายที่รวมค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ในการนำเข้าแล้ว ปริมาณ 469 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ราคา 339 บาทต่อล้านบีทียู เป็นลำดับถัดมา

4.3.5 ใช้ LNG ปริมาณ 690 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ราคา 485 บาทต่อล้านบีทียู เป็นลำดับสุดท้าย

สรุป ปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคไฟฟ้าและ NGV ทั้งหมด 2,775 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน มาคิดเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักกับราคาก๊าซธรรมชาติแต่ละแหล่ง โดยแบ่งสัดส่วนผลประโยชน์ให้โรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ร้อยละ 20 ของกำไรส่วนเกิน และนำมาช่วยลดราคาก๊าซธรรมชาติที่ร้อยละ 80 ของกำไรส่วนเกิน ทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าและ NGV เท่ากับ 281 บาทต่อล้านบีทียู ก๊าซธรรมชาติที่นำไปผลิต LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ใช้ราคา Gulf Gas ที่ 201 บาทต่อล้านบีทียู ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติภาคอุตสาหกรรม ใช้ราคา LNG เท่ากับ 485 บาทต่อล้านบีทียู โดยมีรายละเอียด ดังนี้

การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติแบบ Utility Model



**ภาคปิโตรเคมี ไม่ได้ซื้อก๊าซที่ราคา 201 บาทต่อล้านบีทียู แต่ซื้อก๊าซตามราคาสัญญาซึ่งขึ้นอยู่กับราคาตลาดของผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีแต่ละชนิด

4.4 ผลกระทบจากแนวทางการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ

4.4.1 ผลกระทบด้านบวก

1) โรงแยกก๊าซธรรมชาติได้รับผลตอบแทนการลงทุนภายใต้การกำกับดูแลของภาครัฐ (Utility Model) และการแบ่งสัดส่วนผลประโยชน์ของกำไรส่วนเกินมาช่วยลดราคาก๊าซธรรมชาติ ภาคปิโตรเคมีก็จะไม่ได้รับผลกระทบแต่อย่างใด

2) ราคาก๊าซธรรมชาติในภาคไฟฟ้าและ NGV เปรียบเทียบกับราคา Single Pool Gas (ปัจจุบัน) กรณีแบ่งสัดส่วนผลประโยชน์ให้โรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ร้อยละ 20 ของกำไรส่วนเกิน และนำมาช่วยลดราคาก๊าซธรรมชาติที่ร้อยละ 80 ของกำไรส่วนเกิน ลดลงประมาณ 35 บาทต่อล้านบีทียู จากเดิม 316 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 281 บาทต่อล้านบีทียู

3) การให้อุตสาหกรรมจัดหา LNG เอง โดยไม่ใช้ราคา Pool Gas ทำให้ผู้รับใบอนุญาตค้าปลีกและผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติภาคอุตสาหกรรมสามารถบริหารจัดการต้นทุนเชื้อเพลิงได้เอง

4.4.2 ผลกระทบด้านลบ

1) การจัดหาก๊าซธรรมชาติของผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติตามพระราชบัญญัติประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 (Shipper) ให้กลุ่มผู้ใช้ราคา Single Pool Gas (ปัจจุบัน) อาจเกิดภาระ Take or Pay หากมีการจัดหา LNG สัญญาระยะยาว (New Term) จากภาคอุตสาหกรรมเพิ่มมากขึ้น

2) กลุ่มโรงไฟฟ้า Cogeneration ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม ไม่สามารถแข่งขันกับต้นทุนไฟฟ้าจากระบบ (Grid) ของประเทศได้ อาจต้องหยุดใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า และเปลี่ยนไปซื้อไฟฟ้าจาก Grid แทน ส่วนที่ไม่มีระบบไฟฟ้ารองรับอาจต้องหยุดการผลิตไฟฟ้า

3) การดำเนินการทันทีจะส่งผลต่อความสามารถในการแข่งขันของกลุ่มอุตสาหกรรมในประเทศ จากความผันผวนของราคาพลังงาน หรือ Spot LNG เนื่องจากต้นทุนการผลิตด้านพลังงานที่เพิ่มขึ้น อาจมีผลกระทบกับเศรษฐกิจมหภาคของประเทศ

4) กลุ่มอุตสาหกรรมเป็นการใช้ก๊าซธรรมชาติแบบ non-firm มี Swing สูง อาจเกิดการไม่สมดุลของปริมาณความต้องการและการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศได้ (Demand-Supply)

5) อาจมีการร้องเรียนจากกลุ่มผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติภาคอุตสาหกรรมตามมาตรา 43(2) ของรัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พ.ศ. 2560 กำหนดให้ บุคคลและชุมชนย่อมมีสิทธิใช้ประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติสิ่งแวดล้อม ตามวิธีการที่กฎหมายบัญญัติ

4.5 การดำเนินการต่อไปของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

กระทรวงพลังงานโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จะนำหลักการและหลักเกณฑ์ แนวทางการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ ไปจัดทำรายละเอียดในการดำเนินการ พร้อมทั้งหารือผู้มีส่วนได้ส่วนเสียและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่

4.5.1 สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ เพื่อหารือเกี่ยวกับผลกระทบภาพรวมของประเทศ

4.5.2 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ซึ่งเป็นผู้มีอำนาจหน้าที่ในการกำกับดูแลการประกอบกิจการพลังงาน ให้เป็นไปตามวัตถุประสงค์ของพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ภายใต้กรอบนโยบายของรัฐ

4.5.3 บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในฐานะผู้ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงานและผู้ดำเนินกิจการโรงแยกก๊าซธรรมชาติ

4.5.4 กลุ่มอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง อาทิ สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ผู้รับใบอนุญาตค้าปลีกก๊าซธรรมชาติผ่านระบบจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น

4.5.5 กลุ่มอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

ทั้งนี้ หาก สนพ. รวบรวมข้อมูลและจัดทำข้อเสนอแนวทางการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเรียบร้อยแล้ว จะนำเสนอต่อกระทรวงพลังงานเพื่อพิจารณาก่อนนำเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) และ กพช. ต่อไป

การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการใช้พลังงาน 6 เดือนแรกของปี 2568

ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้รายงานผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) ไตรมาสที่ 2 ของปี 2568 ขยายตัวร้อยละ 2.8 ชะลอตัวลงจากไตรมาสก่อนที่ขยายตัวร้อยละ 3.2 รวม 6 เดือนแรกของปี 2568 GDP ของไทยขยายตัวร้อยละ 3.0 โดยมีปัจจัยหลักจากการอุปโภคบริโภคของภาคเอกชนและการใช้จ่ายเพื่อการอุปโภคของรัฐบาลชะลอตัวลง ในภาคการท่องเที่ยวขยายตัวอยู่ที่ร้อยละ 2.1 ชะลอตัวลงจากการขยายตัวร้อยละ 7.2 ในไตรมาสที่ 1 ของปี 2568 โดยจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติที่เดินทางเข้าประเทศไทยอยู่ที่ 7.14 ล้านคน ลดลงจากไตรมาสที่ 1 ร้อยละ 25.3 ส่วนการส่งออกสินค้าขยายตัวใกล้เคียงกับไตรมาสที่ 1 ในส่วนการผลิตไฟฟ้าลดลงต่อเนื่องจากไตรมาสที่ 1 ตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ลดลง

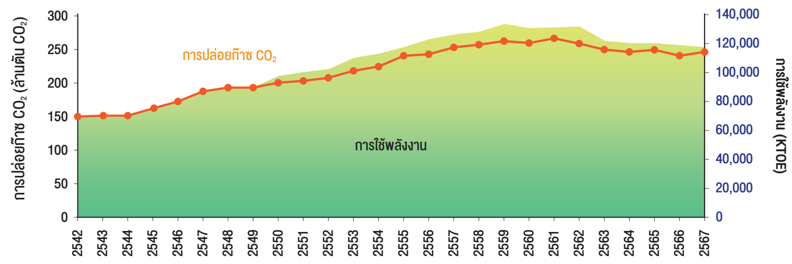
จากสถานการณ์เศรษฐกิจดังกล่าวส่งผลต่อการใช้พลังงานขั้นต้นและปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคการขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม และภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศ

ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 มีการใช้พลังงานขั้นต้นอยู่ที่ 63,420 KTOE ลดลงร้อยละ 1.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน และมีการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงาน อยู่ที่ระดับ 121.6 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 4.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO_2 และการใช้พลังงานของไทย

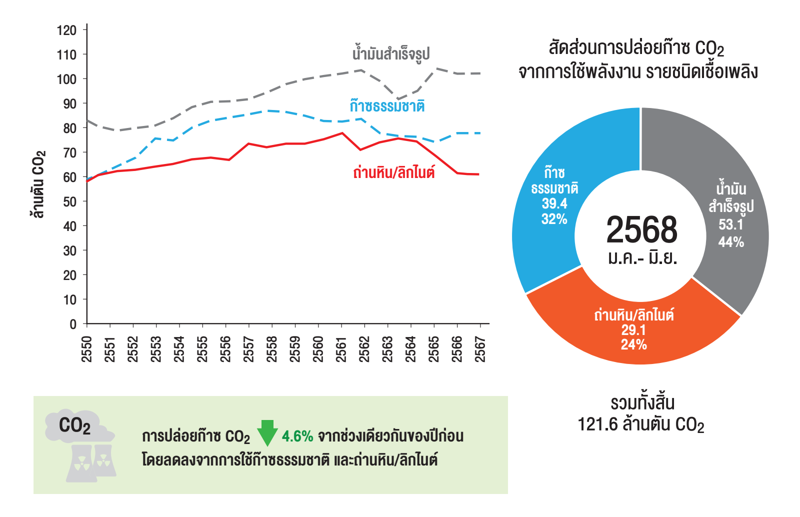
	2564 (2021)	2565 (2022)	2566 (2023)	2567 (2024)	(ม.ค.-มิ.ย.)		การเปลี่ยนแปลง (%)		
					2567 (2024)	2568 (2025)	2566	2567	2568 (ม.ค.-มิ.ย.)
การใช้พลังงานของไทย (KTOE)	120,490	121,568	122,166	123,479	64,560	63,420	0.5	1.1	-1.8
การปล่อยก๊าซ CO_2 (ล้านตัน CO_2)	246.8	249.7	243.3	247.8	127.5	121.6	-2.6	1.9	-4.6



2. การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจและรายชนิดเชื้อเพลิง

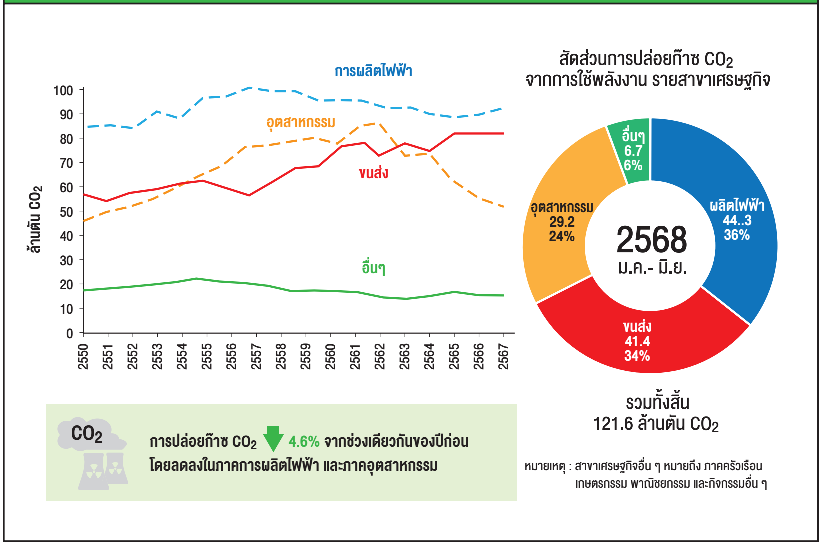
การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายชนิดเชื้อเพลิง ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 พบว่าการปล่อยก๊าซ CO_2 จากน้ำมันสำเร็จรูปมีสัดส่วนการปล่อยสูงที่สุดอยู่ที่ร้อยละ 44 รองลงมาคือ ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน/ลิกไนต์ มีสัดส่วนร้อยละ 32 และ 24 ตามลำดับ และการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน/ลิกไนต์ ลดลงร้อยละ 8.5 และ 7.9 ตามลำดับ ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานรายชนิดเชื้อเพลิง



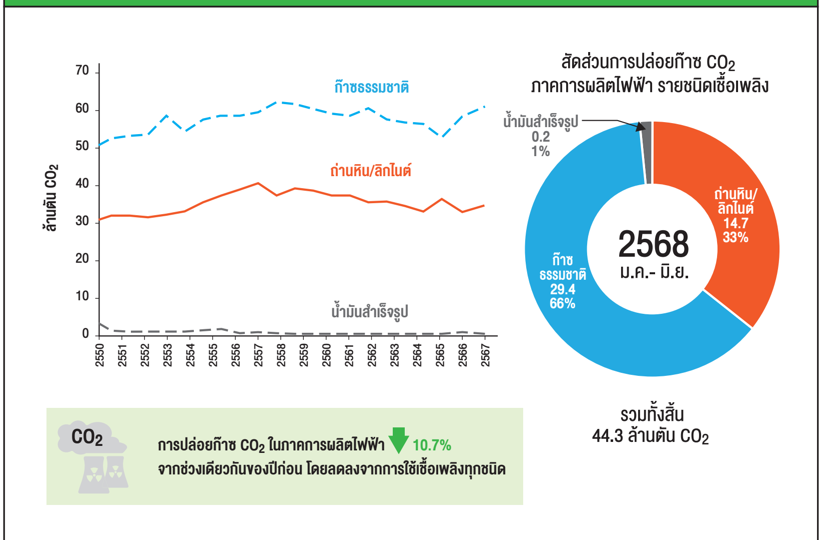
การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจ ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 พบว่าภาพรวมมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงร้อยละ 4.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงในภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคอุตสาหกรรม ในขณะที่ภาคการขนส่ง และภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ มีการปล่อย CO_2 เพิ่มขึ้นเล็กน้อย เมื่อพิจารณาสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 พบว่า ภาคการผลิตไฟฟ้ามีสัดส่วนสูงที่สุด (สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 36) รองลงมาเป็นภาคขนส่ง (สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 34) ภาคอุตสาหกรรม (สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 24) และภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ (สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 6) ตามลำดับ

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานรายสาขาเศรษฐกิจ



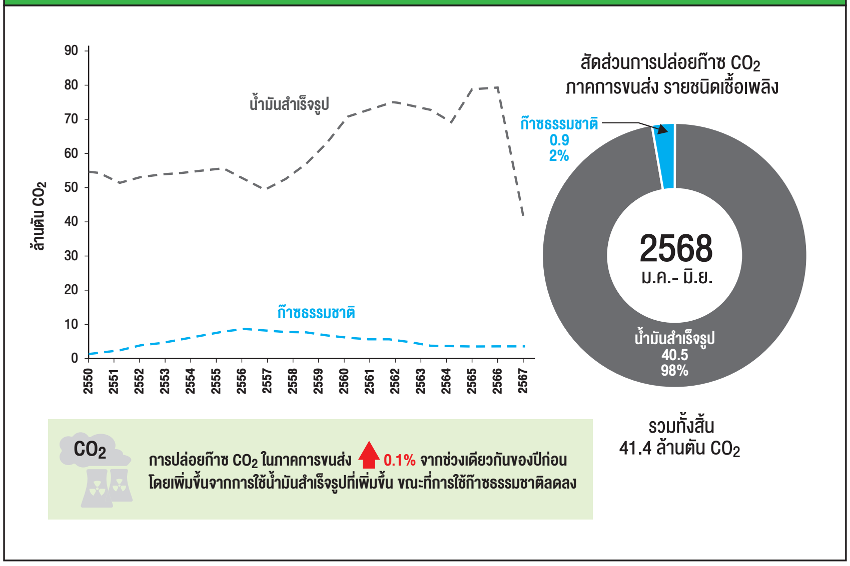
■ **ภาคการผลิตไฟฟ้า** มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 ที่ระดับ 44.3 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 10.7 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน สอดคล้องกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าจากระบบที่ลดลง เนื่องจากการผลิตพลังงานเพื่อใช้เองมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น อีกทั้งอุณหภูมิเฉลี่ยของประเทศลดลงเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยก๊าซธรรมชาติยังคงเป็นเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของไทย รองลงมาคือ ถ่านหิน/ลิกไนต์ ไฟฟ้านำเข้า/แลกเปลี่ยน พลังงานหมุนเวียน พลังน้ำ และน้ำมัน ตามลำดับ ทั้งนี้ การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้ามีสัดส่วนสูงที่สุดที่ร้อยละ 66 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงร้อยละ 9.9 ส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ ลดลงร้อยละ 12.4 ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ลดลงร้อยละ 0.5 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการผลิตไฟฟ้ารายชนิดเชื้อเพลิง



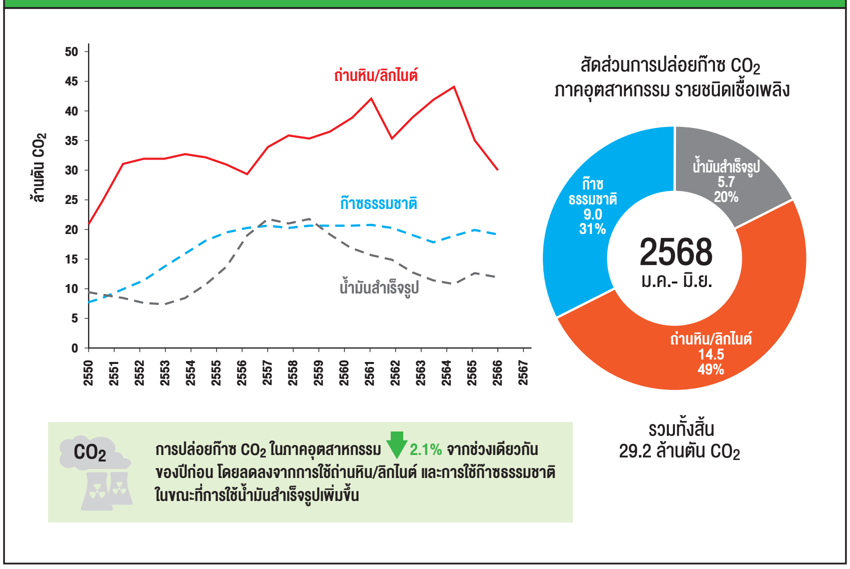
■ **ภาคการขนส่ง** มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 ที่ระดับ 41.4 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นเล็กน้อยเพียงร้อยละ 0.1 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคขนส่ง เพิ่มขึ้นจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปร้อยละ 0.53 ในขณะที่ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ลดลงร้อยละ 16.4

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการขนส่งแยกรายชนิดเชื้อเพลิง



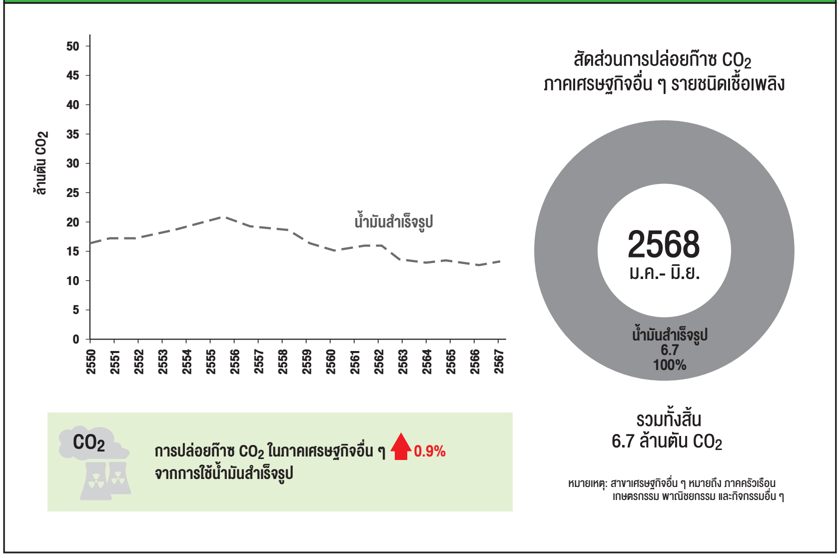
■ **ภาคอุตสาหกรรม** มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 ที่ระดับ 29.2 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 2.1 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ซึ่งลดลงจากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ และการใช้ก๊าซธรรมชาติ ในขณะที่การใช้น้ำมันสำเร็จรูปมีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นเล็กน้อย โดยการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ (สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 49) ลดลงร้อยละ 2.9 ซึ่งสอดคล้องกับข้อมูลการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ ในภาคอุตสาหกรรมที่ลดลงร้อยละ 2.9 และการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติลดลงร้อยละ 2.7 ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคอุตสาหกรรมแยกรายชนิดเชื้อเพลิง



■ **ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ** การปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ ได้แก่ ภาคครัวเรือน เกษตรกรรม พาณิชยกรรม และกิจกรรมอื่น ๆ มาจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพียงอย่างเดียว โดยในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปในภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ รวม 6.7 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.9 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ

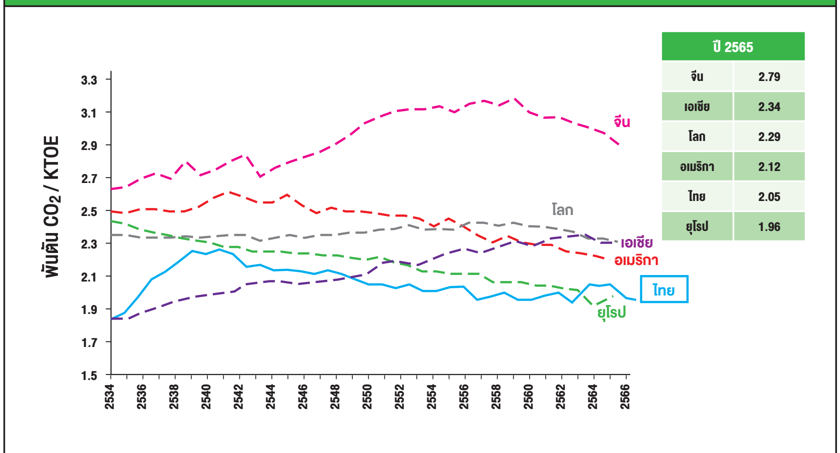


3. ดัชนีการปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคพลังงานของไทย

การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงาน ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2568 ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO_2 อยู่ที่ 1.92 พันตัน CO_2 ต่อ KTOE ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน ซึ่งอยู่ที่ 1.97 พันตัน CO_2 ต่อ KTOE สำหรับ **การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh)** อยู่ที่ระดับ 0.388 กิโลกรัม CO_2 ต่อ kWh ลดลงร้อยละ 4.5 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ส่วนหนึ่งเกิดจากการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าและการนำเข้าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ซึ่งไม่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการผลิตไฟฟ้าในประเทศ

ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยเทียบกับต่างประเทศ จากข้อมูลของ International Energy Agency (IEA) พบว่า ในปี 2565 ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานอยู่ที่ 2.05 พันตัน CO_2 ต่อ KTOE ซึ่งต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของโลก ภูมิภาคเอเชีย (ไม่รวมประเทศจีน) ประเทศจีน และประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งอยู่ที่ 2.29 2.34 2.79 และ 2.12 พันตัน CO_2 ต่อ KTOE ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานสูงกว่าค่าเฉลี่ยของสหภาพยุโรป ซึ่งอยู่ที่ 1.96 พันตัน CO_2 ต่อ KTOE

การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงาน



ปี 2565	
จีน	2.79
เอเชีย	2.34
โลก	2.29
อเมริกา	2.12
ไทย	2.05
ยุโรป	1.96

ที่มา: ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานของต่างประเทศ จาก IEA, 2023
ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทย จากระบบฐานข้อมูล EPPO-EMS สนพ.

ความก้าวหน้าของการพัฒนา โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ SMR และเทคโนโลยี ที่เกี่ยวข้องของสาธารณรัฐประชาชนจีน

เป็นที่ทราบกันว่าทุกวันนี้ เทคโนโลยีพลังงานนิวเคลียร์ได้มีการพัฒนาไปอย่างมาก จนเกิดมาเป็นเทคโนโลยี SMR หรือ Small Modular Reactor ซึ่งเป็นทางเลือกที่น่าสนใจสำหรับการพัฒนาพลังงานสะอาดในอนาคต เพราะมีศักยภาพในการแก้ปัญหาภาวะโลกร้อนและตอบสนองต่อนโยบายความเป็นกลางทางคาร์บอน สามารถเดินเครื่องได้ตลอด 24 ชั่วโมง และยังสามารถเดินเครื่องร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนได้อย่างมีประสิทธิภาพ ส่วนด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า SMR นั้น มีความสามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงประเภทอื่น ๆ ได้ และราคาเชื้อเพลิงค่อนข้างคงที่ไม่ผันผวน SMR จึงตอบโจทย์ทั้ง 3 มิติ คือ

- **ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า** (Security) สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตลอด 24 ชั่วโมง รองรับความไม่แน่นอนจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- **ต้นทุนค่าไฟฟ้าแข่งขันได้** (Economy) เนื่องจากใช้เชื้อเพลิงน้อย แต่สามารถผลิตไฟฟ้าได้มาก ราคาค่าไฟฟ้าไม่ผันผวน
- **ลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม** (Ecology) ใช้ความร้อนจากปฏิกิริยาฟิชชันผลิตไฟฟ้า จึงไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนได-ออกไซด์

นอกจากนี้ SMR ยังสามารถนำไปใช้งานได้หลากหลาย เช่น ผลิตไฮโดรเจน ผลิตความร้อนสำหรับภาคอุตสาหกรรม และผลิตน้ำจืด

ความก้าวหน้าของการพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ SMR และเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องของสาธารณรัฐประชาชนจีน

ในช่วงกลางปี 2568 ที่ผ่านมา สนพ. ได้รับเชิญจาก กฟผ. ร่วมคณะไปศึกษาดูงานเกี่ยวกับเทคโนโลยีด้านนิวเคลียร์ที่สาธารณรัฐประชาชนจีน โดยได้มีโอกาสไปชมพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และรับฟังข้อมูลการพัฒนาเทคโนโลยีนิวเคลียร์ SMR รวมถึงเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องอื่น ๆ ดังนี้

1. โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฉางเจียง (Changjiang Nuclear Power Plant)

ตั้งอยู่ที่หมู่บ้านถังซิง ตำบลไห่เว่ย อำเภอฉางเจียง บนเกาะไห่หนาน ทางตอนใต้ของประเทศจีน ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้าง**เครื่องปฏิกรณ์ Linglong One (ACP100) ซึ่งเป็นเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบโมดูลขนาดเล็ก (SMR) เครื่องแรกของโลกที่ติดตั้งบนบก** เริ่มก่อสร้างในเดือนกรกฎาคม 2564 และคาดว่าจะเริ่มดำเนินการในปี 2569

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฉางเจียง ตั้งอยู่ทางตอนใต้ของประเทศจีน

สรุปรายละเอียดของการพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ SMR (เครื่องปฏิกรณ์ ACP100) ได้ดังนี้

โรงไฟฟ้า SMR : ACP100	
กำลังการผลิตไฟฟ้า	125 MWe
ประเภทของเครื่องปฏิกรณ์	แบบน้ำมวลเบาอัดแรงดันที่มีการรวมอุปกรณ์หลายส่วนไว้ภายในถังปฏิกรณ์ (integrated PWR) ใช้น้ำเป็นตัวกลางระบายความร้อน
หลักการออกแบบ	มีการออกแบบที่ทำให้ง่ายขึ้น (simplification) โดยการรวมระบบระบายความร้อนปฐมภูมิและเพิ่มความปลอดภัยด้วยความปลอดภัยแบบ Passive นอกจากนี้ ยังออกแบบให้สามารถใช้งานได้หลากหลาย ทั้งการผลิตไฟฟ้า ผลิตความร้อน ผลิตไอน้ำ หรือแยกเกลือออกจากน้ำทะเล
เชื้อเพลิงที่ใช้	ยูเรเนียมออกไซด์ (ความเข้มข้น<5%) เปลี่ยนเชื้อเพลิงทุก 2 ปี
อายุการใช้งาน	60 ปี
ขนาดพื้นที่	ขนาดพื้นที่จำเป็นสำหรับระบบผลิตไฟฟ้า (plant footprint) 200,000 ตารางเมตร
จุดเด่น	ออกแบบให้สามารถหยุดทำงานได้เองเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินและมีระบบป้องกันความปลอดภัยที่สูงขึ้น โดยลดความซับซ้อนของระบบ มีการรวมอุปกรณ์สำคัญไว้ภายในเครื่องปฏิกรณ์ อีกทั้งมีการประยุกต์ใช้ระบบความปลอดภัยที่ทำงานได้ด้วยตนเอง โดยไม่อาศัยแหล่งจ่ายไฟภายนอก (passive safety system) เช่น อาศัยแรงโน้มถ่วง การพาความร้อนแบบธรรมชาติ เป็นต้น ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการพิสูจน์แล้ว เพื่อรับมือกับเหตุฉุกเฉินต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น ให้โรงไฟฟ้าไม่เกิดความเสียหายแม้ไม่มีกระแสไฟฟ้าในระบบได้นานถึง 72 ชั่วโมง
การพัฒนาโครงการ	• เริ่มพัฒนาในปี 2553 และออกแบบเบื้องต้นแบบบูรณาการแล้วเสร็จในปี 2557 โดย China National Corporation (CNNC) และผ่านการตรวจสอบด้านความปลอดภัยโดยทบวงการพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศในปี 2559 •

เครื่องปฏิกรณ์ ACP100 ซึ่งเป็นเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบโมดูลขนาดเล็ก (SMR) เริ่มก่อสร้างในเดือนกรกฎาคม 2564 และคาดว่าจะเริ่มดำเนินการในปี 2569 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการทดสอบระบบต่าง ๆ เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการเดินเครื่อง

ประเด็นที่น่าสนใจ

1) การจัดการเชื้อเพลิงใช้แล้ว

การจัดการเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ใช้แล้ว หลังจากนำเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ใช้แล้วออกจากเครื่องปฏิกรณ์ จะถูกนำไปจัดเก็บไว้ในบ่อเก็บเชื้อเพลิงใช้แล้ว (Spent Fuel Pool) เพื่อให้ความร้อนและความเข้มของรังสีลดลง จากนั้นจึงจะนำเชื้อเพลิงดังกล่าวไปจัดเก็บในภาชนะพิเศษแบบแห้ง (Dry Storage Cask) เพื่อรอการนำไปรีไซเคิล หรือจัดการขั้นต่อไปตามกระบวนการที่นโยบายกำหนด

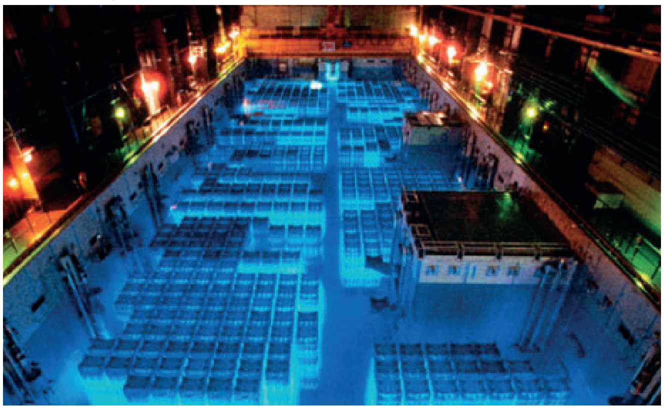
2) จำนวนพนักงาน

การดำเนินงานของโรงไฟฟ้า ACP 100 ใช้พนักงานทั้งหมด 200 คน โดยจะมีพนักงานเดินเครื่อง 4 คน ต่อ 1 รอบการทำงานหรือ 1 กะ

3) การอบรมพนักงานเดินเครื่อง

พนักงานเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า ACP 100 จะต้องผ่านการอบรมในห้องจำลองการเดินเครื่อง (Simulator) ซึ่งจำลองการทำงานได้เหมือนจริงกับเครื่องปฏิกรณ์ที่ใช้งานจริง เป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 400 ชั่วโมง เพื่อให้มีความชำนาญและพร้อมต่อการปฏิบัติงานจริง โดยพนักงานเดินเครื่องจะแบ่งออกเป็น 3 ระดับ ดังนี้ :

- Operator เป็นพนักงานระดับปฏิบัติการเริ่มต้น ซึ่งผ่านการอบรมและมีความรู้ความเข้าใจพื้นฐานเกี่ยวกับการเดินเครื่องปฏิกรณ์
- Senior Operator เป็นพนักงานที่มีประสบการณ์ในการเดินเครื่องปฏิกรณ์มาแล้วไม่น้อยกว่า 5 ปี และมีความชำนาญในระดับสูง สามารถรับผิดชอบการเดินเครื่องในสภาวะปกติและฉุกเฉินได้
- Supervisor เป็นหัวหน้าทีมเดินเครื่อง ซึ่งมีประสบการณ์ในการเดินเครื่องมาแล้วไม่น้อยกว่า 10 ปี มีหน้าที่กำกับดูแลและตัดสินใจในสถานการณ์ต่าง ๆ ระหว่างปฏิบัติงาน



ตัวอย่างบ่อเก็บเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ใช้แล้ว (Spent Fuel Pool)

4) การจัดการเมื่อเกิดอุบัติเหตุฉุกเฉิน

แนวทางการจัดการเมื่อเกิดอุบัติเหตุฉุกเฉินในโรงไฟฟ้า เพื่อเตรียมพร้อมรับมือกับสถานการณ์ฉุกเฉิน โรงไฟฟ้าได้จัดให้มีเจ้าหน้าที่ผู้รับผิดชอบเฉพาะด้าน พร้อมทั้งจัดทำแผนการจัดการเหตุฉุกเฉินอย่างครอบคลุม ทั้งนี้ เพื่อให้การปฏิบัติเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและทันต่อเหตุการณ์ โรงไฟฟ้ายังดำเนินการฝึกซ้อมแผนร่วมกับหน่วยงานท้องถิ่นของรัฐอย่างน้อยทุก 2 ปี เพื่อทดสอบความพร้อมและประสานงานอย่างใกล้ชิดระหว่างทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้อง

5) การจัดหาอุปกรณ์ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ACP 100

บริษัท China National Nuclear Corporation (CNNC) เป็นรัฐวิสาหกิจของสาธารณรัฐประชาชนจีน ซึ่งดำเนินธุรกิจในอุตสาหกรรมนิวเคลียร์อย่างครบวงจร โดยมีบริษัทในเครือที่รับผิดชอบการผลิตอุปกรณ์ต่าง ๆ ด้วยตนเอง จึงทำให้กระบวนการจัดหาอุปกรณ์มีความคล่องตัวและไม่ประสบปัญหาเรื่องระยะเวลาในการจัดส่ง

6) การสื่อสารและการยอมรับของประชาชน

การสื่อสารกับประชาชนก่อนเริ่มโครงการโรงไฟฟ้า บริษัทได้ดำเนินการสื่อสารกับประชาชนในพื้นที่อย่างต่อเนื่องและยาวนานก่อนเริ่มดำเนินโครงการ โดยมุ่งเน้นประเด็นสำคัญด้านความปลอดภัย และผลกระทบเชิงบวกที่ชุมชนจะได้รับหากมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น หากมีความจำเป็นต้องย้ายถิ่นฐาน บริษัทจะจัดสร้างที่อยู่อาศัยใหม่ให้กับชุมชน ผู้ที่อาศัยในพื้นที่จะได้รับสิทธิเข้าทำงานในโรงไฟฟ้า และจะมีการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานในชุมชน อาทิ ถนน ศูนย์การเรียนรู้ และสิ่งอำนวยความสะดวกอื่น ๆ

2. China Advanced Research Reactor (CARR)

คือ เครื่องปฏิกรณ์ปรมาณูวิจัยขั้นสูงของจีนที่ออกแบบมาสำหรับการใช้งานด้านวิจัยทางวิทยาศาสตร์ พัฒนาเทคโนโลยีนิวเคลียร์ และการผลิตไอโซโทปรังสีทางการแพทย์และอุตสาหกรรม ถือเป็นหนึ่งในเครื่องปฏิกรณ์วิจัยที่ทันสมัยที่สุดในเอเชีย และเป็นศูนย์กลางที่สำคัญของจีนในการพัฒนาเทคโนโลยีนิวเคลียร์แบบสันติ รวมถึงส่งเสริมความร่วมมือทางวิทยาศาสตร์ระดับนานาชาติ

สรุปรายละเอียดของเครื่อง CARR ได้ดังนี้

China Advanced Research Reactor (CARR)	
ประเภท	เครื่องปฏิกรณ์วิจัยชนิดน้ำมวลเบา (Light-water Research Reactor)
ตำแหน่งที่ตั้ง	สถาบันฟิสิกส์นิวเคลียร์แห่งสถาบันวิทยาศาสตร์จีน (CIAE) กรุงปักกิ่ง
เริ่มดำเนินการ	พ.ศ. 2553
เชื้อเพลิง	ใช้เชื้อเพลิงยูเรเนียมเข้มข้นสูง (HEU) ในช่วงต้น แต่มีแผนเปลี่ยนเป็นยูเรเนียมเข้มข้นต่ำ (LEU) ตามข้อตกลงระหว่างประเทศ
กำลังการผลิต	60 เมกะวัตต์ (MW thermal)
การระบายความร้อน	ใช้น้ำมวลเบา (light water) เป็นตัวระบายความร้อนและตัวหน่วงนิวตรอน
วัตถุประสงค์	

Molybdenum-99

3. China Experimental Fast Reactor (CEFR)

เป็นเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบฟาสต์บรีดเดอร์ (fast breeder reactor) เครื่องแรกของจีนที่สร้างขึ้นเพื่อวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานนิวเคลียร์ขั้นสูงในระยะยาว พัฒนาโดย China Institute of Atomic Energy (CIAE) ตั้งอยู่ในกรุงปักกิ่ง สรุปรายละเอียดได้ดังนี้

China Experimental Fast Reactor (CEFR)	
สถาบันที่รับผิดชอบ	China Institute of Atomic Energy (CIAE)
ที่ตั้ง	เมืองปักกิ่ง
ประเภทปฏิกรณ์	ฟาสต์รีแอคเตอร์ (Fast Neutron Reactor), แบบโซเดียมหล่อเย็น
กำลังการผลิต	65 เมกะวัตต์ (ความร้อน) / 20 เมกะวัตต์ (ไฟฟ้า)
เชื้อเพลิง	ยูเรเนียมออกไซด์เข้มข้นสูง (HEU)
สารหล่อเย็น	โซเดียมเหลว (liquid sodium)
เริ่มดำเนินการ	Criticality ครั้งแรกในปี พ.ศ.2553
วัตถุประสงค์	ใช้ทดสอบเทคโนโลยีสำหรับ fast reactor, พัฒนา breeder reactor ในอนาคต • **วิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี Fast Reactor:** เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการสร้างเครื่องปฏิกรณ์แบบ Fast neutron ขนาดใหญ่ในอนาคต (เช่น CFR-600 และ CFR-1000) • **พัฒนา breeder reactor system:** เพื่อใช้ **พลูโทเนียม** ที่ได้จากยูเรเนียม-238 มาใช้เป็นเชื้อเพลิงหมุนเวียนและสร้างเชื้อเพลิงใหม่ได้เอง เพิ่มความยั่งยืนของพลังงานนิวเคลียร์ • **ทดสอบวัสดุและระบบความปลอดภัยขั้นสูง:** เช่น วัสดุทนรังสีในสภาพการทำงานที่อุณหภูมิสูงและนิวตรอนเร็ว
โครงการต่อเนื่องจาก CEFR	หลังจากความสำเร็จของ CEFR จีนจึงได้เดินหน้าโครงการเครื่องปฏิกรณ์แบบ CFR-600 ซึ่งเป็น fast breeder reactor เชิงพาณิชย์ขนาดใหญ่ โดย •

ประเด็นที่น่าสนใจ

ข้อดีของ Fast Neutron Reactor :

1. เป็นการพัฒนา breeder reactor system เพื่อใช้พลูโทเนียม ที่ได้จากยูเรเนียม-238 มาใช้เป็นเชื้อเพลิงหมุนเวียนและสร้างเชื้อเพลิงใหม่ได้เอง เพิ่มความยั่งยืนของพลังงานนิวเคลียร์ อีกทั้งยังช่วยลดค่าครึ่งชีวิตและปริมาณของกากกัมมันตรังสีที่จะเกิดขึ้น

2. Fast Neutron Reactor ทำงานภายใต้ความดันที่ต่ำกว่า และใช้โซเดียมเหลวเป็นสารระบายความร้อนซึ่งมีจุดเดือดที่สูง จึงทำให้ Fast Neutron Reactor ทำงานภายใต้สภาวะที่ปลอดภัย

ข้อจำกัด Fast Neutron Reactor :

1. ใช้โซเดียมเหลวเป็นสารหล่อเย็น ซึ่งมีต้นทุนค่อนข้างสูง

2. การใช้โซเดียมเหลวเป็นสารหล่อเย็นจำเป็นต้องมีการจัดการและกำจัดอย่างเหมาะสมเมื่อยุติการใช้งาน เนื่องจากมีคุณสมบัติไวต่อปฏิกิริยาและอาจก่อให้เกิดอันตรายหากไม่ควบคุมอย่างถูกวิธี

อาคารที่ติดตั้งเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบฟาสต์บรีดเดอร์เครื่องแรกของจีน

4. กระบวนการจัดการกากกัมมันตรังสีและเชื้อเพลิงใช้แล้วจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

บริษัท CNNC หรือ China National Nuclear Corporation เป็นรัฐวิสาหกิจของรัฐบาลจีน ประกอบกิจการในอุตสาหกรรมนิวเคลียร์มาอย่างยาวนานเกือบ 70 ปี โดย CNNC ประกอบกิจการในภาคอุตสาหกรรมนิวเคลียร์ครบวงจร ตั้งแต่การทำเหมืองยูเรเนียม การผลิตเชื้อเพลิง การออกแบบและก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ไปจนถึงการจัดการกากกัมมันตรังสี รวมถึงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีนิวเคลียร์ขั้นสูง โดยบริษัท CNNC ได้ให้ข้อมูลเรื่องกระบวนการจัดการกากกัมมันตรังสีและเชื้อเพลิงใช้แล้วจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ สรุปได้ดังนี้

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ได้รับการออกแบบให้มีพื้นที่เฉพาะสำหรับการจัดการของเสียที่เกิดขึ้น ไม่ว่าจะเป็นของเหลว ของแข็ง หรือก๊าซ โดยของเสียทั้งหมดจะถูกนำเข้าสู่กระบวนการบำบัด และจัดเก็บชั่วคราวในพื้นที่เฉพาะเพื่อความปลอดภัย ก่อนจะถูกเคลื่อนย้ายไปยังสถานที่จัดเก็บถาวรต่อไป

หลักการของการจัดการของเสียมีวัตถุประสงค์เพื่อปรับสภาพกากให้อยู่ในรูปแบบที่เหมาะสมสำหรับการขนย้าย การเก็บกัก หรือการจัดเก็บถาวร โดยอาศัยวิธีการหลัก ได้แก่

- การลดปริมาตร เช่น การบีบอัดด้วยแรงดัน การเผาทำลาย หรือการแยกสารกัมมันตรังสีออกจากวัสดุตัวกลาง
- การลดความอันตราย เช่น การทำให้ของเสียเป็นของแข็งที่มีความเสถียร หรือการหล่อรวมกับวัสดุยึดเกาะ เช่น ซีเมนต์

กากกัมมันตรังสีที่บำบัดแล้วและเชื้อเพลิงใช้แล้วจะถูกขนส่งโดยใช้ภาชนะบรรจุพิเศษที่แข็งแรงและปลอดภัย ออกแบบให้ทนต่อแรงกระแทก ความร้อน และการรั่วไหล และต้องเป็นไปตามมาตรฐานและการรับรองความปลอดภัยจากหน่วยงานกำกับดูแล ซึ่งระหว่างการขนส่งทั้งทางน้ำและทางบกจะมีมาตรการความปลอดภัยอย่างเข้มงวดตลอดเส้นทาง โดยปฏิบัติตามกฎหมายด้านนิวเคลียร์ของประเทศ

กากกัมมันตรังสีที่บำบัดแล้วจะถูกจัดเก็บอย่างถาวร (Final Disposal of Radioactive Waste) ซึ่งเป็นขั้นตอนสุดท้ายของการจัดการกากกัมมันตรังสี โดยมีเป้าหมายเพื่อแยกกากออกจากสิ่งแวดล้อมอย่างถาวรและปลอดภัย เพื่อป้องกันอันตรายต่อมนุษย์และสิ่งแวดล้อมในระยะยาว โดยการฝังใต้ดินด้วยความลึกตามระดับความแรงของรังสี เช่น การฝังใต้ดินตื้น (Near-Surface Disposal) เหมาะสำหรับกากระดับต่ำ (LLW) และระดับกลาง (ILW) และการฝังใต้ดินลึก (Geological Disposal) ใช้สำหรับกากระดับสูง (HLW) เช่น เชื้อเพลิงนิวเคลียร์ใช้แล้ว

ตัวอย่างการจัดเก็บเชื้อเพลิงนิวเคลียร์แบบแห้ง (Dry Storage)

จีนมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ คิดเป็น 2.6% ของกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด และคิดเป็น 4.8% ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงตลอดทั้งปี

การจัดการเชื้อเพลิงใช้แล้ว

เชื้อเพลิงใช้แล้วจะถูกจัดเก็บแบบเปียก (Wet storage) ภายในโรงไฟฟ้าฯ ในบ่อน้ำที่อยู่ในอาคารเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ เพื่อลดความร้อนและป้องกันกัมมันตรังสี หลังจากนั้นจะนำไปจัดเก็บแบบแห้ง (Dry storage) ในภาชนะพิเศษที่ทำด้วยเหล็กกล้าไร้สนิมและบรรจุลงในภาชนะคอนกรีตอีกชั้นหนึ่ง แล้วนำมาเก็บในพื้นที่เฉพาะภายในอาณาเขตของโรงไฟฟ้า เพื่อเข้าสู่กระบวนการรีไซเคิลเชื้อเพลิงเพื่อสกัดนำมาใช้ใหม่ต่อไป

ประเทศจีนมีนโยบายสำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่ประเทศจีนออกแบบและสร้างในต่างประเทศ เชื้อเพลิงใช้แล้วสามารถส่งกลับมายังประเทศจีนได้ตามข้อตกลงระหว่างรัฐบาล (G-G agreement) และตามกฎหมายและระเบียบข้อบังคับของประเทศจีน

5. ข้อมูลอื่นๆ ที่น่าสนใจ

1) สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ของประเทศจีน

ในปี 2024 ประเทศจีนมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์คิดเป็น 2.6% ของกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด และคิดเป็น 4.8% ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงตลอดทั้งปี

2) มาตรฐานต่างๆ ของจีน

การพัฒนาและปรับปรุงมาตรฐานที่ใช้ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ของประเทศจีนมากว่า 40 ปี ซึ่งมีพื้นฐานมาจากมาตรฐานสากล เช่น IAEA, ASME, IEEE เป็นต้น ดังนั้น มาตรฐานของจีนจึงเทียบเท่าระดับนานาชาติได้

3) กลไกการเยียวยาหากเกิดความเสียหายทางนิวเคลียร์

ประเทศจีนมีกลไกการเยียวยาหากเกิดอุบัติการณ์ทางนิวเคลียร์ โดยผู้ประกอบการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะต้องทำประกันสำหรับรองรับความรับผิดชอบความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นกรณีเกิดอุบัติการณ์ทางนิวเคลียร์

โดยทั่วไปประเทศที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์จะต้องลงนามในสนธิสัญญาที่เกี่ยวกับความรับผิดทางแพ่งจากความเสียหายทางนิวเคลียร์ เช่น อนุสัญญากรุงเวียนนาว่าด้วยความรับผิดทางแพ่งจากความเสียหายทางนิวเคลียร์ (Vienna Convention on Civil Liability for Nuclear Damage) เป็นตราสารระหว่างประเทศที่จัดทำขึ้นภายใต้การสนับสนุนของทบวงการพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศ (IAEA) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดหลักเกณฑ์ความรับผิดทางแพ่งในกรณีที่เกิดความเสียหายจากอุบัติเหตุนิวเคลียร์ และแต่ละประเทศก็จะต้องจัดทำกฎหมายที่รองรับความรับผิดทางแพ่งในกรณีที่เกิดความเสียหายจากอุบัติเหตุนิวเคลียร์อีกด้วย

4) เงินทุนที่ใช้ในการจัดการกากกัมมันตรังสี

ประเทศจีนได้จัดตั้งกองทุนสำหรับการจัดการกากกัมมันตรังสี โดยจัดเก็บเงินจากผู้ประกอบการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ตามปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต คิดเป็นอัตรา 0.06 ดอลลาร์สหรัฐต่อหน่วยไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)

ขอขอบคุณ : ภาพประกอบ

หน้า 32 : https://english.news.cn/20230810/2d5218267062468b875e9a27836ff59a/c.html
หน้า 33 : https://nnsa.mee.gov.cn/english/npps/list/201805/t20180517_440482.html
หน้า 34 : https://ned.egat.co.th/index.php/component/sppagebuilder/?view=page&id=68
หน้า 35 : https://www.ciae.ac.cn/zh401en/contact%20us/shared_facilities/1460019/index.html
หน้า 36 : https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Chinese-fast-reactor-completes-trial-operating-cyc
หน้า 37 : https://ned.egat.co.th/index.php/component/sppagebuilder/?view=page&id=68
หน้า 38 : https://www.world-nuclear-news.org/Articles/China-s-Changjiang-1-enters-commercial-operation

ยุทธศาสตร์อุตสาหกรรม แบตเตอรี่ของประเทศจีน
กับการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาด

การเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานทดแทนได้กลายเป็นแนวทางสำคัญที่หลายประเทศทั่วโลกเลือกใช้เพื่อบรรลุเป้าหมายในการลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลและก้าวเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนอย่างยั่งยืน

อย่างไรก็ตามพลังงานหมุนเวียนจุดอ่อนเรื่องความไม่แน่นอนและความไม่สม่ำเสมอในการผลิต ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ด้วยเหตุนี้แบตเตอรี่จึงมีบทบาทสำคัญในฐานะ “ผู้ร่วมทาง” ในการเปลี่ยนผ่านสู่ระบบพลังงานสะอาด ทั้งความสามารถด้านการเพิ่มความยืดหยุ่นให้แก่ระบบไฟฟ้า ด้วยการกักเก็บพลังงานส่วนเกินจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในช่วงที่มีการผลิตสูงและจ่ายกลับเข้าสู่ระบบเมื่อความต้องการเพิ่มขึ้น อีกทั้งในภาคการขนส่งที่แบตเตอรี่เป็นหัวใจสำคัญสำหรับยานยนต์ไฟฟ้า ซึ่งมีบทบาทในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อย่างมีนัยสำคัญ

อย่างไรก็ดีแม้แบตเตอรี่จะเป็นกลไกสำคัญในการขับเคลื่อนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานแต่ยังมีข้อกังวลหลายประการที่ต้องพัฒนาทั้งด้านสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจ และเทคโนโลยี เพื่อให้สามารถรองรับการเติบโตของพลังงานหมุนเวียนและยานยนต์ไฟฟ้าได้อย่างยั่งยืน และนำพาโลกไปสู่อนาคตที่ปราศจากมลพิษได้อย่างแท้จริง

ขอบคุณภาพ : https://khoahoc.tv/pin-the-ran-gia-re-cua-trung-quoc-buoc-dot-pha-cho-nganh-xe-dien-135444

วัฏจักรชีวิตของแบตเตอรี่ที่ส่งผลต่อสิ่งแวดล้อมและการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

แม้แบตเตอรี่จะมีบทบาทสำคัญในการสนับสนุนพลังงานสะอาดและยานยนต์ไฟฟ้า แต่ตลอดวงจรชีวิตของแบตเตอรี่ ตั้งแต่ต้นน้ำถึงปลายน้ำ ก็มีความท้าทายด้านสิ่งแวดล้อม ดังนี้

1. การสกัดแร่ (Raw Material Extraction)

การได้มาซึ่งวัตถุดิบสำคัญ เช่น ลิเธียม โคบอลต์ และนิกเกิล มักมาพร้อมกับผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ไม่ว่าจะเป็นการรุกล้ำถิ่นที่อยู่อาศัยของสัตว์ การปนเปื้อนโลหะหนักในดินและน้ำ รวมถึงการใช้น้ำในปริมาณมากในกระบวนการสกัด ซึ่งส่งผลต่อระบบนิเวศในระยะยาว

2. การผลิตแบตเตอรี่ (Battery Manufacturing)

กระบวนการแปรรูปแร่ต้องใช้พลังงานสูง โดยเฉพาะในประเทศที่ยังใช้ไฟฟ้าจากถ่านหิน ส่งผลให้การผลิตแบตเตอรี่มีคาร์บอนฟุตพริ้นต์สูง นอกจากนี้ยังมีการใช้สารเคมีอันตราย เช่น อิเล็กโทรไลต์อินทรีย์และโซลเวนต์ ซึ่งหากไม่มีการจัดการที่เหมาะสม อาจกระทบต่อคุณภาพอากาศและสุขภาพของแรงงาน

3. การใช้งานแบตเตอี่ (Battery Use)

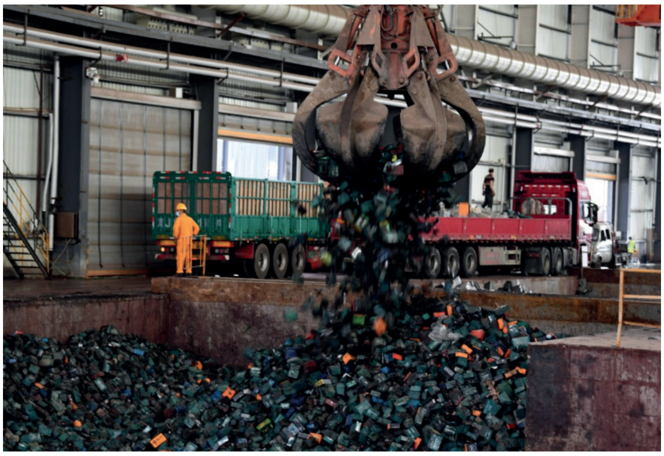
แม้การใช้งานแบตเตอรี่จะไม่มีการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์โดยตรง แต่ก็ขึ้นอยู่กับแหล่งที่มาของพลังงานไฟฟ้าที่ชาร์จเข้าไป หากไฟฟ้ามาจากพลังงานฟอสซิล ก็ยังคงมีการปล่อยคาร์บอนทางอ้อม อีกทั้งเมื่อสิ้นสุดการใช้งาน หากไม่มีระบบจัดการขยะอิเล็กทรอนิกส์ที่มีประสิทธิภาพ ก็อาจเกิดการรั่วไหลของสารเคมีอันตรายสู่สิ่งแวดล้อม

แบตเตอรี่หมดอายุถือเป็นขยะอันตราย การกำจัดด้วยวิธีฝังกลบต้องอาศัยระบบป้องกันการปนเปื้อนอย่างรัดกุม

4. การกำจัดและการรีไซเคิล (End-of-Life & Recycling)

แบตเตอรี่หมดอายุถือเป็นขยะอันตราย การกำจัดด้วยวิธีฝังกลบต้องอาศัยระบบป้องกันการปนเปื้อนอย่างรัดกุม บางกรณีมีการส่งออกไปยังประเทศกำลังพัฒนาเพื่อรีไซเคิลซึ่งต้องแลกมากับความเสี่ยงด้านสิ่งแวดล้อม หากขาดมาตรฐานที่เข้มงวด ดังนั้นการรีไซเคิลแบตเตอรี่ถือเป็นแนวทางที่มีศักยภาพสูงในการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ เมื่อเทียบกับการผลิตแบตเตอรี่ใหม่จากวัตถุดิบดั้งเดิม อย่างไรก็ตามการนำระบบรีไซเคิลไปใช้ในทางปฏิบัติยังคงเผชิญข้อจำกัดทั้งด้านต้นทุนที่สูง เทคโนโลยีที่พัฒนาอยู่ในระยะเริ่มต้น และโครงสร้างพื้นฐานด้านการจัดเก็บและคัดแยกที่ยังไม่ทั่วถึง

ด้วยเหตุนี้การรีไซเคิลแบตเตอรี่จึงควรพัฒนาไปควบคู่กันเพื่อให้สามารถบริหารจัดการทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ ลดความเสี่ยงด้านสิ่งแวดล้อม และส่งเสริมความยั่งยืนของห่วงโซ่อุตสาหกรรม แม้ว่าหลายประเทศทั่วโลกจะเริ่มให้ความสำคัญกับการจัดการแบตเตอรี่หมดอายุและการพัฒนาระบบรีไซเคิลอย่างจริงจัง แต่ระดับความพร้อมในการดำเนินงานยังแตกต่างกันไป เช่น ความพร้อมด้านศักยภาพของอุตสาหกรรมปริมาณแบตเตอรี่ที่หมดอายุ ความต้องการวัตถุดิบสำคัญภายในประเทศ ตลอดจนกรอบกฎหมายและระบบการกำกับดูแลที่ยังอยู่ในช่วงเริ่มต้นของการพัฒนา เป็นต้น



นโยบายและกลยุทธ์ของอุตสาหกรรมแบตเตอรี่ของประเทศจีนเพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน

ประเทศจีนถือเป็นผู้เล่นหลักที่น่าสนใจ ด้วยจุดแข็งทั้งในด้านแหล่งวัตถุดิบภายในประเทศ โครงสร้างพื้นฐานการผลิตแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ อุปสงค์จากตลาด EV ภายในประเทศ และการสนับสนุนการวิจัยและพัฒนาอย่างต่อเนื่อง อีกทั้งรัฐบาลจีนยังมีบทบาทเชิงรุกในการกำหนดนโยบาย กฎระเบียบ และมาตรฐานการจัดการแบตเตอรี่และการรีไซเคิลอย่างชัดเจน จึงเอื้อต่อการสร้างเศรษฐกิจหมุนเวียนได้อย่างเป็นระบบ

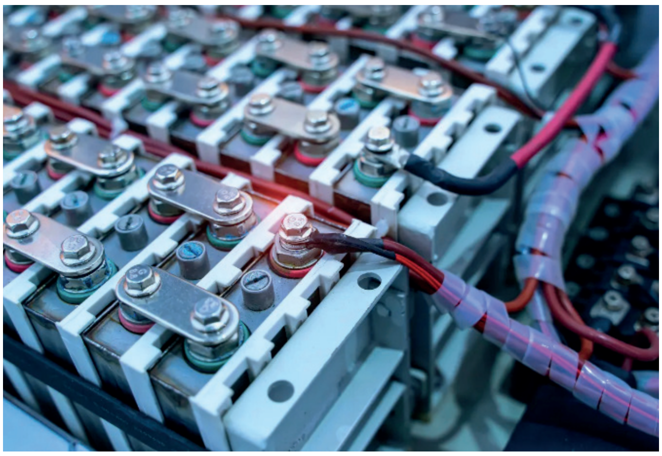
โดยภายใต้เป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมุ่งสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี 2060 ประเทศจีนให้ความสำคัญกับการเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานสะอาดอย่างจริงจัง โดยเฉพาะบทบาทของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน (LIB) ที่มีความสำคัญทั้งในระบบพลังงานหมุนเวียนและยานยนต์ไฟฟ้า (EV) เพื่อตอบสนองต่อความเปลี่ยนแปลงดังกล่าว จีนจึงได้พัฒนาแนวทางทั้งในเชิงนโยบาย กฎหมาย และโครงสร้างพื้นฐาน เพื่อทำให้ระบบการผลิต การใช้งาน และการจัดการแบตเตอรี่เป็นไปอย่างยั่งยืน พร้อมขับเคลื่อนเศรษฐกิจหมุนเวียนในประเทศไปด้วย

1. กฎหมายและมาตรการกำกับวางกรอบการจัดการแบตเตอรี่ตลอดวงจรชีวิต เพื่อควบคุมไม่ให้เกิดการรั่วไหลของของเสียอันตรายจากแบตเตอรี่และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยจีนเริ่มจากการกำหนดนโยบายและกฎเกณฑ์ที่ควบคุมแบตเตอรี่ตั้งแต่ต้นทางถึงปลายทาง เช่น

- **หลักการ EPR (Extended Producer Responsibility)** หรือความรับผิดชอบของผู้ผลิต ที่กำหนดให้ผู้ผลิตแบตเตอรี่ต้องรับผิดชอบต่อสินค้าของตนเองแม้จะสิ้นสุดการใช้งานแล้ว เช่น ต้องจัดระบบรับคืนและรีไซเคิลแบตเตอรี่
- **การออกมาตรฐานระดับประเทศ** ที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัย คุณภาพ การติดตามแบตเตอรี่ และรองรับการนำกลับมาใช้ซ้ำหรือรีไซเคิล
- **ระบบ "บัญชีรายชื่อขาว" (White List)** ที่ระบุชื่อผู้ผลิตหรือบริษัทรีไซเคิลที่ผ่านเกณฑ์คุณภาพเท่านั้นจึงจะได้รับอนุญาตให้ดำเนินธุรกิจ

2. การส่งเสริมการผลิต การใช้งาน และการส่งออกแบตเตอรี่ เพื่อต่อยอดอุตสาหกรรมแบตเตอรี่ให้แข่งขันได้ในระดับโลก โดยใช้มาตรการจูงใจและสนับสนุนหลายด้าน เช่น

- **สนับสนุนเงินทุนและภาษี** แก่บริษัทที่ลงทุนพัฒนาเทคโนโลยีใหม่หรือใช้ทรัพยากรในประเทศเพื่อลดการนำเข้า
- **ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา (R&D)** โดยเฉพาะแบตเตอรี่รุ่นใหม่ เช่น solid-state และ sodium-ion เป็นต้น เพื่อลดการพึ่งพาแร่หายากและพัฒนาการเพิ่มประสิทธิภาพของแบตเตอรี่
- **ขยายตลาดส่งออก** ตามยุทธศาสตร์ "การหมุนเวียนคู่ขนาน" (Dual Circulation) ที่เน้นทั้งตลาดภายในประเทศและการขยายอิทธิพลไปยังต่างประเทศผ่านการตั้งโรงงานแบตเตอรี่ในต่างประเทศ



3. การจัดการแบตเตอรี่หมดอายุ ด้วยการใช้ซ้ำและการรีไซเคิล เมื่อแบตเตอรี่หมดอายุการใช้งาน การจัดการหลังการใช้งานจึงมีความสำคัญอย่างมาก ซึ่งจีนให้ความสำคัญกับแนวทาง "ใช้ซ้ำก่อนรีไซเคิล" ซึ่งแนวทางนี้ไม่เพียงลดปัญหาสิ่งแวดล้อม แต่ยังช่วยให้จีนสามารถนำแร่กลับมาใช้ใหม่ ลดการนำเข้า และสร้างมูลค่าเพิ่มภายในประเทศ เช่น

- **การใช้งานแบบ "Second-life"** คือ การนำแบตเตอรี่ที่เสื่อมสภาพจากรถ EV มาใช้งานต่อในระบบกักเก็บพลังงาน เช่น สถานีไฟฟ้าหรือโซลาร์เซลล์ เพื่อลดของเสียและเพิ่มอายุการใช้งาน
- **การรีไซเคิลแบตเตอรี่** โดยรัฐกำหนดอัตราการกู้คืนแร่ (recovery rate) ขั้นต่ำ เช่น ลิเธียมต้องกู้คืนได้ 90% โคบอลต์และนิกเกิลต้องได้ 98% รวมถึงตั้งเป้าหมายรีไซเคิลแบตเตอรี่ให้ได้กว่า 6 ล้านตันภายในปี 2030
- **สร้างระบบรองรับการรีไซเคิล** เช่น จุดรับคืนแบตเตอรี่ (drop-off points), ระบบติดตามผ่าน QR code และความร่วมมือกับภาคเอกชน

4. กลไกสนับสนุนเชิงโครงสร้างและการควบคุมคุณภาพ เพื่อให้การรีไซเคิลมีประสิทธิภาพ จีนยังดำเนินการในหลายด้านเพิ่มเติม เช่น

- **พัฒนาระบบตรวจสอบคุณภาพจากภายนอก (Third-party audit)** เพื่อให้แน่ใจว่ากระบวนการจัดการแบตเตอรี่เป็นไปตามมาตรฐาน
- **ส่งเสริมเศรษฐกิจหมุนเวียน** โดยสร้างห่วงโซ่อุตสาหกรรมแบตเตอรี่แบบครบวงจร ตั้งแต่การออกแบบ การใช้ การใช้ซ้ำ จนถึงการรีไซเคิล เพื่อใช้ทรัพยากรให้คุ้มค่าและหมุนเวียนได้อย่างต่อเนื่อง

จีนถือเป็นตัวอย่างสำคัญของการปรับตัวของอุตสาหกรรมแบตเตอรี่ให้สอดรับกับเป้าหมายด้านพลังงานสะอาด ผ่านการวางกรอบนโยบายที่ชัดเจน การกำกับดูแลเชิงระบบ และการส่งเสริมเทคโนโลยีอย่างต่อเนื่อง ซึ่งไม่เป็นเพียงการวางกลยุทธ์เพื่อรองรับการใช้งานภายในประเทศเท่านั้น แต่ยังเป็นผู้นำด้านการผลิต ส่งออก และรีไซเคิลแบตเตอรี่ในระดับโลกอีกด้วย

ท่ามกลางกระแสการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานของโลกที่เดินหน้าอย่างรวดเร็ว บทบาทของเทคโนโลยีแบตเตอรี่เปรียบเสมือนโครงสร้างพื้นฐานใหม่ที่จำเป็นสำหรับรองรับระบบพลังงานในอนาคต ซึ่งประเทศที่สามารถวางตำแหน่งในห่วงโซ่ได้อย่างชัดเจนย่อมมีโอกาสในการเข้าถึงทรัพยากร เทคโนโลยี และเพิ่มความสามารถในการแข่งขันในตลาดโลกมากกว่า ดังนั้น ในบริบทของประเทศไทยควรวางตำแหน่งในห่วงโซ่อุตสาหกรรมแบตเตอรี่อย่างไรเพื่อให้สามารถปรับตัวและเป็นส่วนหนึ่งของอุตสาหกรรมแห่งอนาคตนี้อย่างมีคุณค่าและเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานได้อย่างยั่งยืน

แหล่งอ้างอิง

https://www.acc-emotion.com/stories/what-environmental-impact-battery-production-throughout-its-lifecycle-infographics
https://www.mdpi.com/2071-1050/17/7/3045
https://www.iea.org/policies/25069-plan-for-the-implementation-of-the-extended-producer-responsibility-system
https://news.metal.com/newscontent/103342921
https://www.lithium-battery-manufacturer.com/how-do-government-incentives-drive-chinas-lithium-ion-battery-industry

ขอขอบคุณ : ภาพประกอบ

หน้า 39 : https://rhomotion.com/news/china-releases-proposed-standards-for-battery-recycling-industry-update/
หน้า 40 : https://khoahoc.tv/pin-the-ran-gia-re-cua-trung-quoc-buoc-dot-pha-cho-nganh-xe-dien-135444#google_vignette
https://www.scmp.com/business/article/3157683/ev-battery-china-powers-asia-race-ramp-recycling-capacity-industry-tests
หน้า 41 : https://envirotecmagazine.com/2023/12/11/china-is-leading-the-race-to-recycle-batteries/

การพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และทิศทางของเทคโนโลยี SMRs ในอาเซียน

ต้นปี 2568 ที่ผ่านมา สังคมไทยตื่นตัวกับข่าวความร่วมมือทางด้านพลังงานระหว่างรัสเซียและเมียนมาที่ได้ลงนามในข้อตกลงระหว่างรัฐบาลในการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในพื้นที่ทวาย ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบโมดูลาร์ขนาดเล็ก หรือ Small Modular Reactors (SMRs) บนบก ขนาด 110 MW ซึ่งมีตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าห่างจากกรุงเทพราว 300 กิโลเมตร แสดงให้เห็นอย่างชัดเจนว่าประเทศเพื่อนบ้านของเราเริ่มให้ความสนใจในเทคโนโลยี SMRs เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานไปสู่พลังงานสะอาดและเพิ่มความมั่นคงทางพลังงานจากการดำเนินการดังกล่าวของเมียนมา ประเทศสมาชิกอื่นๆ ในอาเซียนต่างมีความเคลื่อนไหวทางด้านการเตรียมความพร้อมและพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ด้วยเช่นกัน แล้วประเทศเพื่อนบ้านอื่นๆ ในภูมิภาคอาเซียนของเราจะมีทิศทางอย่างไรกันบ้าง

รายงานการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นของสำนักงานวิจัยเอเชียแห่งชาติของสหรัฐอเมริกา (The National Bureau of Asian Research; NBR) ระบุว่า ฟิลิปปินส์ อินโดนีเซีย ไทย เวียดนาม และมาเลเซีย จะเป็นผู้นำในด้านพลังงานนิวเคลียร์ในอาเซียน เนื่องจากประเทศเหล่านี้ได้ศึกษา วิจัย และพัฒนาโครงการด้านนิวเคลียร์มาตั้งแต่ช่วงทศวรรษ 1950 หรือราวปี 2493[1]

โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์แห่งแรกในอาเซียน คือ โรงไฟฟ้านิวเคลียร์บาตาน (BNPP) ใน**ฟิลิปปินส์** ที่สร้างขึ้นเพื่อรองรับสถานการณ์ด้านพลังงานที่เกิดขึ้นจากวิกฤตน้ำมันในปี 2516 และพัฒนาแล้วเสร็จเมื่อปี 2529 แต่กลับไม่เคยถูกเปิดใช้งานเนื่องจากสถานการณ์ทางการเมืองในประเทศประกอบกับทัศนคติของประชาชนต่ออุบัติเหตุที่โรงไฟฟ้าเชอร์โนบิลในสหภาพโซเวียต และโรงไฟฟ้าฟุกุชิมะในญี่ปุ่น[2] โดยเมื่อปลายปี 2567 กระทรวงพลังงานฟิลิปปินส์แถลงการณ์ตั้งเป้าที่จะมีการผลิตไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์เชิงพาณิชย์อย่างน้อย 1,200 MW ในปี 2575 และเพิ่มขึ้นเป็น 4,800 MW ภายในปี 2593[3] และอนุมัติร่างกฎหมายเพื่อจัดตั้ง Philippine Atomic Energy Regulatory Authority (PhilATOM) เพื่อกำกับดูแลด้านพลังงานนิวเคลียร์ของประเทศ[4]

อินโดนีเซีย มีความพร้อมทางด้านบุคลากรในการดำเนินการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ เนื่องจากมีมหาวิทยาลัยหลายแห่งที่เปิดสอนหลักสูตรวิศวกรรมนิวเคลียร์ ปัจจุบันอินโดนีเซียมีเครื่องปฏิกรณ์วิจัย 3 เครื่องดำเนินการอยู่ คือ ที่บันดุง (2 MW ตั้งแต่ปี 2507) ที่เซอร์ปง (30 MW ตั้งแต่ปี 2522) และที่ยอกยาการ์ตา (100 kW ตั้งแต่ปี 2530) จึงเห็นได้ว่าประชาชนมีทัศนคติที่ดีต่อเทคโนโลยีนิวเคลียร์และอินโดนีเซียได้มีการลงนาม MoU ร่วมกับหลายประเทศเพื่อพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานนิวเคลียร์ เช่น เกาหลี (OPR-1000 จำนวน 2 หน่วย ขนาดเครื่องละ 1,000 MW) สหรัฐอเมริกา (ThorCon จำนวน 2 หน่วย ขนาดเครื่องละ 250 MW) รัสเซีย (HTR ขนาด 10 MW ซึ่งจะขยายเป็น 1000 MW) จีน (HTR ไม่ระบุขนาด) และญี่ปุ่น

ในปี 2565 รัฐบาลอินโดนีเซียได้ประกาศเป้าหมายที่จะพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ภายในปี 2582 ภายใต้การกำกับดูแลของสำนักงานพลังงานปรมาณูแห่งชาติ (BATAN - Badan Tenaga Nuklir Nasional) ซึ่งได้เริ่มระดมทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแล้ว[5] และในปี 2567 อินโดนีเซียได้มีการหารือกับรัสเซียและสหรัฐอเมริกาเพื่อพัฒนา SMRs ในอินโดนีเซีย อีกทั้งยังเปิดเผยในการประชุม COP29 ว่า รัฐบาลมีเป้าหมายเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยจะมาจากพลังงานนิวเคลียร์ 5 GW[6]

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์บาตานในฟิลิปปินส์

[1] *Restoring Energy Security amid Transitions in the Indo-Pacific. Nov 2024*. www.nbr.org/wp-content/uploads/pdfs/publications/sr112_restoringenergysecurity_nov2024.pdf

[2] *โรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์แห่งแรกของอาเซียนอาจเปิดใช้งานในที่สุด หลังทิ้งร้างมา 37 ปี*. 30 มีนาคม 2023. https://www.bbc.com/thai/articles/c7299wg5jx4o

[3] *ฟิลิปปินส์ตั้งเป้าเปิดโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แห่งแรกภายในปี 2575*. September 26, 2024. https://www.infoquest.co.th/2024/432884

[4] *Philippine Senate Approves Bill to Create Nuclear Regulator.* 13 June 2025. https://www.nucnet.org/news/philippine-senate-approves-bill-to-create-nuclear-regulator-6-5-2025

[5] *Nuclear Power in Indonesia.* 9 July 2025. https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/nuclear-power-in-indonesia

[6] *อินโดนีเซียไม่รอช้า! เร่งเพิ่มสัดส่วนพลังงานสะอาด 75% เล็งหาพื้นที่สร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 2 แห่งใหม่ หลังหารือผู้นำรัสเซีย-สหรัฐฯ.* 04.12.2024. https://thestandard.co/indonesia-clean-energy-increase/

เวียดนาม มีเครื่องปฏิกรณ์วิจัย 1 เครื่องที่ดาลัต ขนาด 500 kW เริ่มใช้งานตั้งแต่ปี 2549[7] และในช่วงปีที่ผ่านมาเวียดนามได้มีการเจรจาหารือกับพันธมิตรต่างประเทศเกี่ยวกับการลงทุนก่อสร้างโครงการพลังงานนิวเคลียร์ ได้แก่ รัสเซีย ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ ฝรั่งเศส และสหรัฐฯ[8] โดยตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับที่ 8 (PDP8) ฉบับปรับปรุง เวียดนามได้บรรจุโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาด 4,000 - 6,800 MW โดยแบ่งเป็น 2 โครงการ คือ โรงไฟฟ้านิวเคลียร์นินห์ถ่วน 1 (Ninh Thuan I) ซึ่งจะมีเครื่องปฏิกรณ์ 1,200 MW 2 เครื่อง คาดว่าจะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ได้ในระหว่างปี 2574 - 2578 และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์นินห์ถ่วน 2 (Ninh Thuan II) ซึ่งจะมีเครื่องปฏิกรณ์ไม่กำหนดขนาดอีก 2 เครื่อง คาดว่าจะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2579 - 2583 ทั้งนี้ สังคมเวียดนามยังคงกังวลว่าจะมีการทุจริตเชิงนโยบายของเจ้าหน้าที่ระดับสูงของเวียดนามในโครงการดังกล่าว[9]

มาเลเซียในปี 2552 เคยตั้งเป้าเปิดใช้โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ปี 2564 ก่อนที่เป้าหมายนี้จะถูกเลื่อนออกไปอย่างไม่มีกำหนด มาเลเซียได้ลงนาม MoU ร่วมกับเกาหลีใต้ ในปี 2552 เพื่อการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นของโครงการพลังงานนิวเคลียร์ในประเทศมาเลเซีย ต่อมาก็ได้ลงนาม MoU ร่วมกับฝรั่งเศส ในปี 2557 เพื่อศึกษากฎระเบียบและเทคโนโลยีนิวเคลียร์และพัฒนาแผนงานนิวเคลียร์ฉบับสมบูรณ์ และมีความร่วมมือกับญี่ปุ่นเพื่อพัฒนาบุคลากรด้านนิวเคลียร์มาอย่างต่อเนื่อง[10] และในปี 2568 มาเลเซียได้ประกาศในการประชุม EnergyAsia 2025 ว่ามาเลเซียได้บรรจุพลังงานนิวเคลียร์ในแผนที่นำทางการเปลี่ยนผ่านพลังงานแห่งชาติ (National Energy Transition Roadmap - NETR) เรียบร้อยแล้ว โดยจะมีความพร้อมตั้งแต่ปี 2578[11]

[7] *การเติบโตของพลังงานนิวเคลียร์ในเอเชีย. 12 มีนาคม 2024. สมาคมนิวเคลียร์แห่งประเทศไทย* Nuclear Society of Thailand. https://nst.or.th/academics/%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B9%80%E0%B8%95%E0%B8%B4%E0%B8%9A%E0%B9%82%E0%B8%95%E0%B8%82%E0%B8%AD%E0%B8%87%E0%B8%9E%E0%B8%A5%E0%B8%B1%E0%B8%87%E0%B8%87%E0%B8%B2%E0%B8%99%E0%B8%99%E0%B8%B4%E0%B8%A7/

[8] *เวียดนาม-รัสเซียเตรียมเซ็นข้อตกลงสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เร็วๆ นี้.* 12 พ.ค. 2568. https://mgronline.com/indochina/detail/9680000044284

[9] *โรงงานนิวเคลียร์ 'เวียดนาม' พูดง่ายกว่าทำ? เสี่ยงเกิดทุจริต ล้มเหลวซ้ำรอยเดิม.* 04 พ.ค. 2025. https://www.bangkokbiznews.com/world/1178840

[10] *Reviving Malaysia's Nuclear Energy Program.* Oct 14. https://www.nuclearbusiness-platform.com/media/insights/reviving-malaysia-nuclear-energy-program

[11] https://thereporter.asia/2025/06/nuclear-revival-asia-energyasia-2025/

สิงคโปร์มีการศึกษาด้านนิวเคลียร์โดย Energy Market Authority (EMA) ซึ่งเป็นหน่วยงานกำกับดูแลตลาดพลังงานของประเทศสิงคโปร์ ภายใต้กระทรวงการค้าและอุตสาหกรรม และได้มีความร่วมมือกับประเทศต่าง ๆ เพื่อศึกษาเทคโนโลยีและศักยภาพในการดำเนินการพลังงานนิวเคลียร์ในสิงคโปร์ ได้แก่ สหรัฐอเมริกา UAE และสวีเดน โดยในปีที่ผ่านมาสิงคโปร์ได้ลงนามข้อตกลง 123 (123 Agreement) เพื่อแลกเปลี่ยนวัสดุหรืออุปกรณ์ด้านเทคโนโลยีนิวเคลียร์กับสหรัฐอเมริกาและจะเข้าร่วมโครงการโครงสร้างพื้นฐานสำหรับการใช้เทคโนโลยี SMRs อย่างมีความรับผิดชอบกับกระทรวงการต่างประเทศสหรัฐฯ[12]

กัมพูชาลงนาม MoU ร่วมกับรัสเซียในปี 2558 เพื่อก่อสร้างและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและเทคโนโลยีนิวเคลียร์ในกัมพูชา และลงนาม MoU ร่วมกับจีนในปี 2560 เพื่อพัฒนาบุคคลากรและการประเมินศักยภาพและความต้องการของประเทศ[13] โดยในปี 2564 ในโอกาสการฉลองความสัมพันธ์ทางการทูตกัมพูชา-รัสเซีย ครบรอบ 65 ปี ได้มีการหารือเพิ่มเติมเพื่อพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ในกัมพูชา[14]

สปป.ลาวลงนาม MoU ร่วมกับรัสเซียในปี 2559 เพื่อพัฒนาความร่วมมือในการออกแบบ ก่อสร้างและดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาด 1,000 MW ใน สปป.ลาว[15] โดยเมื่อช่วงต้นปีที่ผ่านมาในโอกาสที่รองนายกรัฐมนตรี สปป.ลาว เดินทางเยือนรัสเซียก็ได้หารือร่วมกันถึงความร่วมมือเพื่อพัฒนาพลังงานสะอาดและพลังงานปรมาณูเพื่อสันติระหว่างลาวและรัสเซียอย่างต่อเนื่อง[16]

ขณะนี้ มีเพียง**บรูไน**ที่ยังไม่มีความเคลื่อนไหวในด้านการบรรจุโรงไฟฟ้านิวเคลียร์หรือ SMRs ลงในแผนพลังงานของประเทศ[17] และ**ไทย**ซึ่งบรรจุ SMRs ขนาด 600 MW ไว้ ณ ปี 2580 ในร่างแผน PDP2024 ที่ได้จัดรับฟังความคิดเห็นไปเมื่อช่วงเดือนมิถุนายน 2567[18]

สิงคโปร์ได้ลงนามข้อตกลง 123 (123 Agreement) เพื่อแลกเปลี่ยนวัสดุหรืออุปกรณ์ด้านเทคโนโลยีนิวเคลียร์กับสหรัฐอเมริกา

[12] *Singapore signs agreement with US to deepen understanding of nuclear reactors, safety*. Aug 01, 2024. https://www.straitstimes.com/singapore/singapore-signs-agreement-with-us-to-deepen-understanding-of-nuclear-reactors-safety?ref=inline-article

[13] *EMERGING ZERO EMISSION ENERGY THROUGH RENEWABLE ENERGY AND NUCLEAR ENERGY PLAN IN CAMBODIA. 2022.* https://www.rcaro.org/hub/sub0507/file_down/id/26796

[14] *รัสเซียจับมือกัมพูชา อาจพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์*. 6 มี.ค. 2022. https://www.youtube.com/watch?v=RihgZbcNKEY

[15] *Russia and Laos plan nuclear cooperation.* 15 April 2016. https://world-nuclear-news.org/Articles/Russia-and-Laos-plan-nuclear-cooperation

[16] *ลาวก็สนใจ "โรงไฟฟ้านิวเคลียร์" ส่งรองนายกรัฐมนตรีหารือ Rosatom.* 27 เม.ย. 2568. https://mgronline.com/indochina/detail/9680000039465

[17] https://www.egnret.ewg.apec.org/Upload/20250523132348221c231.pdf

[18] *PDP 2024 และ Gas Plan 2024. 20 มิถุนายน 2567.* https://www.eppo.go.th/index.php/th/component/k2/item/20632-news-200667-01

สถิติพลังงานอาเซียน จาก ASEAN Energy Outlook ฉบับที่ 8

กองยุทธศาสตร์และแผนงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ในฐานะผู้แทนเครือข่ายความร่วมมือด้านนโยบายและแผนพลังงานอาเซียน (ASEAN Regional Energy Policy and Planning Sub-sector Network: REPP-SSN) ได้มีบทบาทสำคัญในการจัดทำรายงานแนวโน้มพลังงานของอาเซียน ฉบับที่ 8 (ASEAN Energy Outlook: AEO8) ซึ่งเป็นรายงานวิเคราะห์เชิงลึกเกี่ยวกับสถานการณ์พลังงานของภูมิภาคในระยะยาว โดยอ้างอิงจากนโยบายพลังงานของประเทศสมาชิก ร่วมกับสมมติฐานด้านเศรษฐกิจ สังคม และเทคโนโลยี เพื่อใช้ประกอบการกำหนดแนวทางเชิงนโยบายภายใต้แผนความร่วมมือด้านพลังงานอาเซียน รายงานดังกล่าวสะท้อนแนวโน้มสำคัญของภาคพลังงานในมิติต่าง ๆ ดังนี้

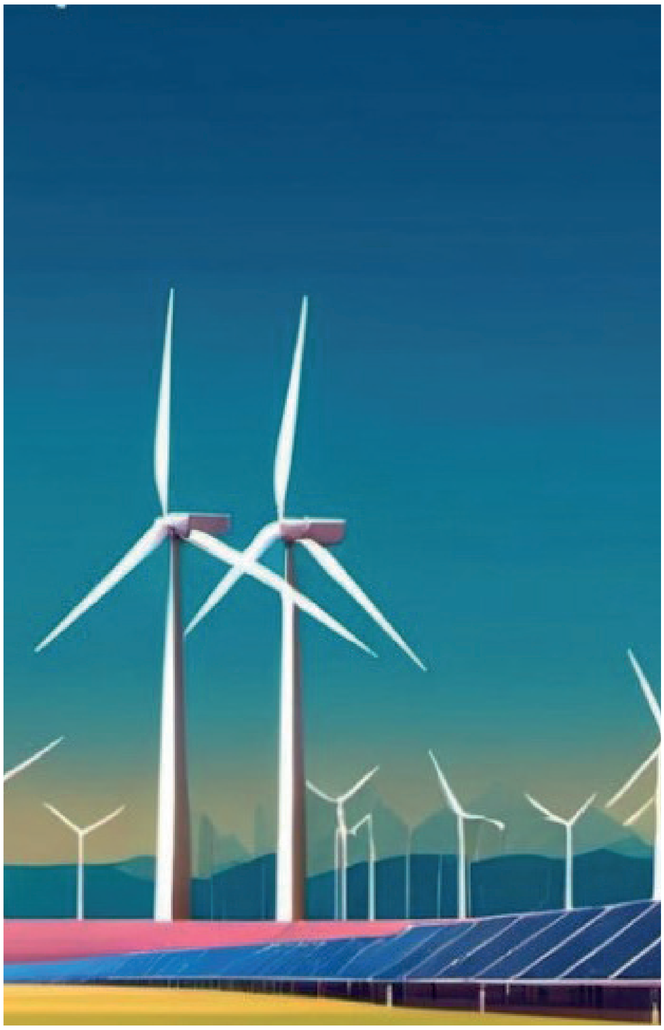
1. ปัจจัยขับเคลื่อนการบริโภคพลังงานของอาเซียน

- **ประชากร**ในภูมิภาคอาเซียนยังคงเติบโต โดยในปี 2022 มีจำนวน 680 ล้านคน หรือคิดเป็นร้อยละ 8.7 ของประชากรโลก อินโดนีเซียมีสัดส่วนสูงสุดที่ร้อยละ 41 ตามด้วยฟิลิปปินส์ที่ร้อยละ 17 และเวียดนามที่ร้อยละ 14 แม้อัตราการเติบโตเฉลี่ยจะลดลงจากร้อยละ 0.9 ในปี 2022 เหลือร้อยละ 0.2 ภายในปี 2050 แต่จำนวนประชากรยังเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ความต้องการแรงงาน การบริโภค และพลังงานเพิ่มขึ้น

- **การขยายตัวของเขตเมือง** (Urbanization) โดยปี 2022 มีประชากรในเมือง 348 ล้านคน คิดเป็นร้อยละ 51 คาดว่าจะเพิ่มเป็น 521 ล้านคน คิดเป็นร้อยละ 66 ในปี 2050 ซึ่งส่งผลต่อการเพิ่มขึ้นของความต้องการพลังงานในภาคขนส่ง ก่อสร้างเชิงพาณิชย์ และภาคครัวเรือน

- **เศรษฐกิจ**อาเซียนเติบโตอย่างต่อเนื่อง โดยในปี 2022 ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product: GDP) อยู่ที่ 3.6 ล้านล้านดอลลาร์สหรัฐ เพิ่มจาก 3.4 ล้านล้านดอลลาร์ในปี 2021 โดย GDP ต่อหัวเฉลี่ย 5,300 ดอลลาร์สหรัฐ สิงคโปร์สูงสุดที่ 82,800 ดอลลาร์สหรัฐ ตามด้วยบรูไนและมาเลเซีย ส่งผลให้ความต้องการบริโภคพลังงานในภาพรวมเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง

สัดส่วนพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ในปี 2022 อาเซียนมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนใน TPES อยู่ที่ร้อยละ 15.6



2. ภาพรวมการจัดหาและการใช้พลังงานของอาเซียน

▪ การฟื้นตัวของ **การจัดหาพลังงานขั้นต้น** (Total Primary Energy Supply: TPES) ในปี 2022 อยู่ที่ 698 ล้านตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยยังพึ่งพาพลังงานฟอสซิล โดยเฉพาะเชื้อเพลิงถ่านหินที่ร้อยละ 30.5 เพิ่มขึ้นร้อยละ 16.5 จากปี 2021 ในขณะที่ พลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนเพียงร้อยละ 15.6 สะท้อนถึงความท้าทายในการสร้างความมั่นคงทางพลังงาน เนื่องจาก ความต้องการที่เติบโตเร็วกว่าการผลิตภายในประเทศ ส่งผลให้ต้องพึ่งพาการนำเข้าเชื้อเพลิงมากขึ้น โดยอาเซียนมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของภูมิภาคในปี 2022 ลดลงร้อยละ 4.7 อยู่ที่ 146.8 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต โดยประเทศไทยและอินโดนีเซียเป็นประเทศที่มีการลดลงสูงสุด ขณะที่มาเลเซีย เมียนมา และเวียดนาม มีปริมาณสำรองคงที่

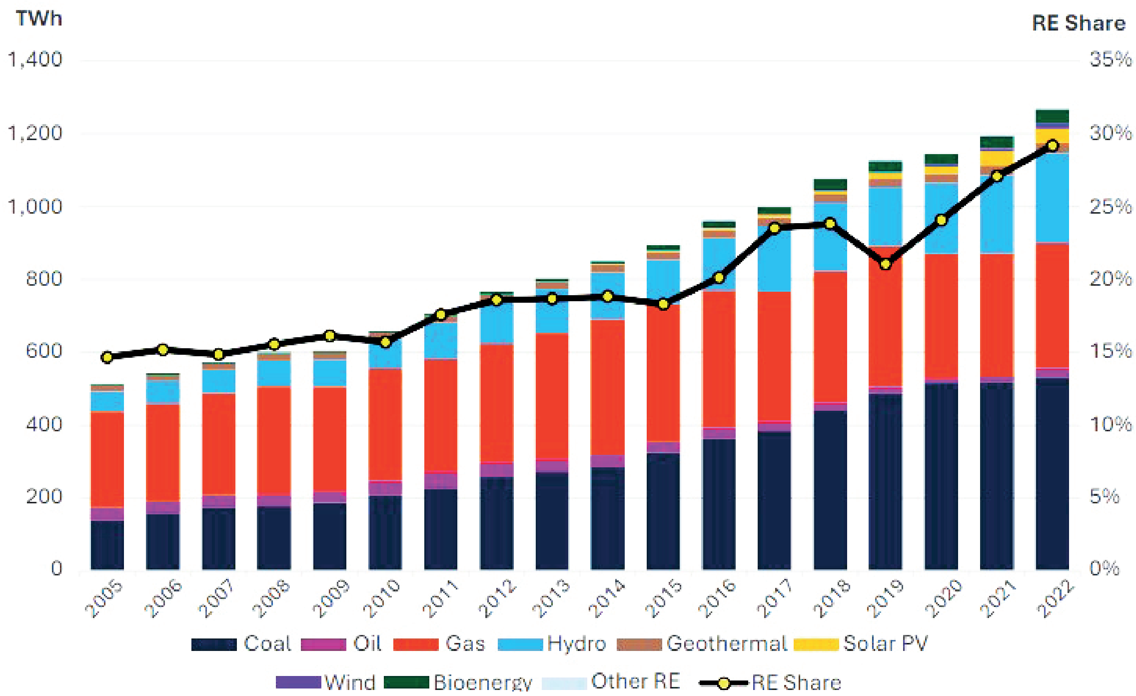
▪ การเติบโตของ**การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย** (Total Final Energy Consumption: TFEC) ในปี 2022 อยู่ที่ 432 ล้านตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยการใช้ในภาคอุตสาหกรรมมีสัดส่วนสูงสุดที่ร้อยละ 43 อยู่ที่ 185 ล้านตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ รองลงมาคือภาคการขนส่ง ภาคครัวเรือน ภาคพาณิชย์ และ ภาคเกษตร ตามลำดับ สะท้อนถึงโครงสร้างเศรษฐกิจของอาเซียนที่ยังพึ่งพาการผลิตภาคอุตสาหกรรมและการขนส่งเป็นหลัก

▪ ด้านสัดส่วน**พลังงานหมุนเวียน** (Renewable Energy) ในปี 2022 อาเซียนมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนใน TPES อยู่ที่ร้อยละ 15.6 และกำลังผลิตติดตั้งไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอยู่ที่ร้อยละ 33.6 ในขณะที่เป้าหมายภายใต้แผนความร่วมมือด้านพลังงานอาเซียน ระยะที่ 2 ปี 2021-2025 (ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) Phase II: 2021–2025) ตั้งเป้าหมายสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนที่ร้อยละ 23 และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งพลังงานหมุนเวียนที่ร้อยละ 35 ภายในปี 2025

▪ ด้าน**ความเข้มการใช้พลังงาน** (Energy Intensity) ในปี 2022 อาเซียนลดความเข้มการใช้พลังงานได้ที่ร้อยละ 24.5 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2005 ในขณะที่เป้าหมายภายใต้แผน APAEC ระยะที่ 2 ปี 2021-2025 ตั้งไว้ที่ร้อยละ 32 ภายในปี 2025 แสดงให้เห็นว่ายังมีช่องว่างการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานที่ยังต้องเร่งดำเนินการ

▪ ด้าน**กำลังการผลิตติดตั้ง** (Installed Capacity) สำหรับผลิตไฟฟ้า ในปี 2022 อาเซียนมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 315.4 กิกะวัตต์ เพิ่มขึ้นร้อยละ 27 เมื่อเทียบกับปี 2018 โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ที่เติบโตอย่างรวดเร็ว มีกำลังผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นกว่า 19.5 กิกะวัตต์ ในช่วงเวลาเดียวกัน โดยสัดส่วนกำลังผลิตจากพลังงานสะอาดเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 26.4 ในปี 2018 เป็น ร้อยละ 33.6 ในปี 2022 สะท้อนถึงความก้าวหน้าในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของภูมิภาค

▪ ด้าน**การผลิตไฟฟ้ารวม** อาเซียนทำสถิติใหม่สูงสุดที่ 1,263 เทราวัตต์ชั่วโมง ในปี 2022 โดยแม้ว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลยังคงเป็นแหล่งพลังงานหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่สัดส่วนร้อยละ 71.2 แต่ลดลงจาก ร้อยละ 85.8 ในปี 2005 ในขณะเดียวกัน สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดเพิ่มขึ้นเป็น ร้อยละ 29.2 โดยมีไฟฟ้าพลังน้ำเป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เติบโตเร็วที่สุด โดยเพิ่มขึ้นถึง 54.1 เทราวัตต์ชั่วโมง ภายใน 2 ปี รองลงมาคือพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งเพิ่มขึ้น 20.7 เทราวัตต์ชั่วโมง ในช่วงเวลาเดียวกัน แนวโน้มการเปลี่ยนผ่านนี้ สะท้อนความพยายามของอาเซียนในการสร้างสมดุลระหว่างความมั่นคงทางพลังงานและความยั่งยืนด้านสิ่งแวดล้อม พร้อมรองรับเป้าหมายลดคาร์บอนในระยะยาวของภูมิภาค รายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 1



รูปที่ 1 แสดงการผลิตไฟฟ้ารวมของอาเซียน ปี 2005-2022

3. การปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG Emissions) และแนวทางการเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี 2050

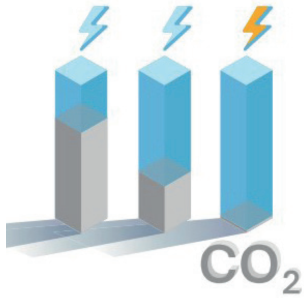
■ ในปี 2022 **การปล่อยก๊าซเรือนกระจก**ของอาเซียน เพิ่มขึ้นเป็น 2,215 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ซึ่งเพิ่มขึ้นเกือบสองเท่า จากระดับ 1,175 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า จากปีฐาน 2005 โดยมีปัจจัยสำคัญมาจากการเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างรวดเร็ว การพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลัก การขยายตัวของเครือข่ายคมนาคมขนส่ง การตัดไม้ทำลายป่า และการเพิ่มขึ้นของประชากรอย่างต่อเนื่อง

Baseline Scenario (BAS)

■ หากอาเซียนไม่มีการดำเนินมาตรการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างเป็นรูปธรรม การวิเคราะห์ภายใต้สถานการณ์ฐาน (Baseline Scenario: BAS) ในรายงาน AEO8 คาดการณ์ว่า ภายในปี 2050 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคพลังงานจะ**เพิ่มขึ้นสูงถึง** 5,127 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ในทางกลับกัน การลดลงของความเข้มการใช้พลังงานสามารถชดเชยการเพิ่มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ประมาณ 2,936 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า แต่ถึงแม้จะมีผลเชิงบวกนี้**ก็ยังไม่เพียงพอ**ที่จะหลีกเลี่ยงการเพิ่มขึ้นโดยรวมของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างรวดเร็วได้

■ อาเซียนในฐานะภาคีของความตกลงปารีส มีบทบาทสำคัญในการร่วมลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อจำกัดอุณหภูมิโลกไม่เกิน 1.5 องศาเซลเซียส ตามแนวทางของ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ที่ระบุว่าโลกต้องลดการปล่อยลงร้อยละ 45 ภายในปี 2030 **และบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี 2050**

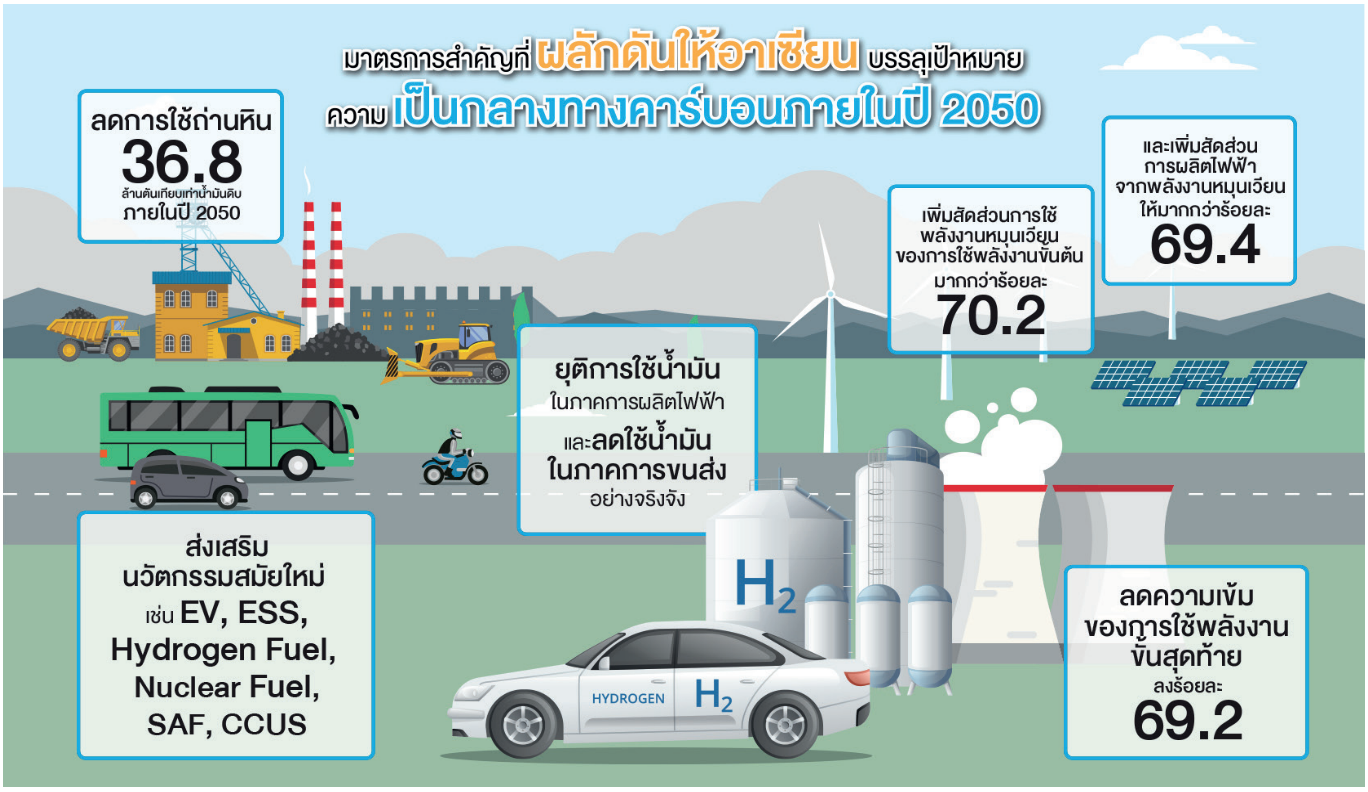
■ จากการวิเคราะห์ในรายงาน AEO8 ภายใต้ฉากทัศน์ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality Scenario: CNS) อาเซียนสามารถ**บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน**ภายในปี 2050 ได้ หากดำเนินมาตรการสำคัญอย่างต่อเนื่องและจริงจัง ดังนี้ :



Carbon Neutral Scenari (CNS)

อาเซียนยังคงต้องเร่งสร้างสมดุลระหว่างการตอบสนองความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้น ด้วยราคาที่เข้าถึงได้ พร้อมทั้งการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เพื่อก้าวสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนตามข้อตกลงระดับโลก โดยยึดหลักการ **"ไม่ทิ้งใครไว้ข้างหลัง"**

ที่มา : 8th ASEAN Energy Outlook ผลิตไฟฟ้า ไม่รวมผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS)
https://aseanenergy.org/wp-content/uploads/2024/09/8th-ASEAN-Energy-Outlook.pdf



5 เทคโนโลยี AI ช่วยประหยัดค่าไฟได้เห็นผล

ปัจจุบันเทคโนโลยี AI ได้มีบทบาทสำคัญต่อการใช้ชีวิตประจำวันของผู้คนมากขึ้น และโดยเฉพาะการพัฒนาที่ทำให้เราประหยัดพลังงานและเวลามากขึ้น เช่น การทำหน้าที่ควบคุมการใช้งานไฟฟ้าในบ้าน และช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้าให้เกิดประโยชน์สูงสุด ลดการสิ้นเปลืองพลังงาน ตลอดจนลดค่าใช้จ่าย มาดูกันว่ามีเทคโนโลยีอะไรบ้าง

ระบบไฟอัจฉริยะ (Smart Lighting)

นวัตกรรมที่ควบคุมด้วย AI สามารถปรับความสว่างของไฟได้ตามความต้องการ เช่น ปรับให้ไฟหรี่ลงเมื่อไม่มีการเคลื่อนไหว หรือปิดไฟอัตโนมัติเมื่อไม่มีคนอยู่ในห้อง เพิ่มความสะดวก และยังลดการใช้พลังงานที่ไม่จำเป็น

ระบบปรับอุณหภูมิอัจฉริยะ (Smart Thermostat)

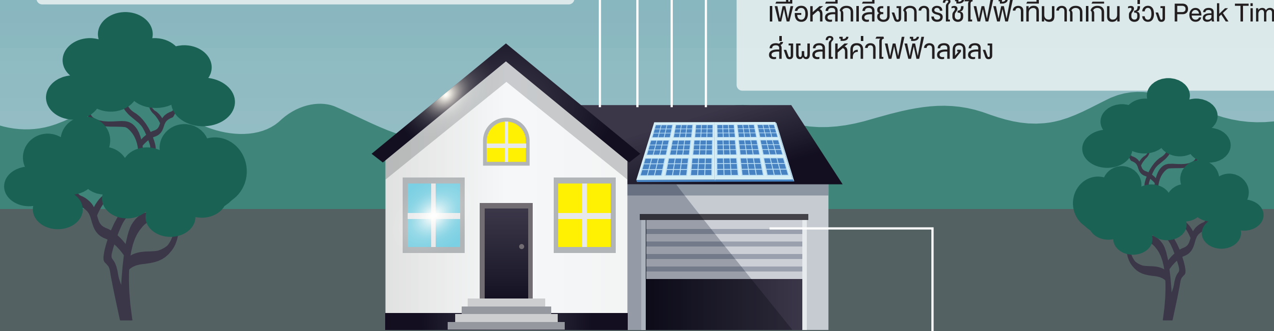
ใช้ AI เรียนรู้พฤติกรรมการใช้งานของเจ้าของบ้าน เช่น ช่วงเวลาที่มักเปิดเครื่องปรับอากาศ การปรับอุณหภูมิให้เหมาะสม ทั้งยังสามารถปรับให้เหมาะสมกับอุณหภูมิภายนอก ช่วยให้เครื่องปรับอากาศทำงานเฉพาะเมื่อจำเป็น ลดการทำงานที่มากเกินไป ส่งผลดีให้ค่าไฟฟ้าลดลงและประหยัดพลังงาน

เครื่องใช้ไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Appliances)

ระบบ AI จะช่วยควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ เช่น ตู้เย็น เครื่องซักผ้า หรือเครื่องล้างจาน ให้ทำงานให้เหมาะสมกับการใช้งานจริง เช่น การเลือกโปรแกรมซักผ้าที่ใช้พลังงานน้อยที่สุด ในปริมาณที่เหมาะสม หรือการปรับอุณหภูมิของตู้เย็นให้เหมาะกับปริมาณอาหารที่เก็บไว้

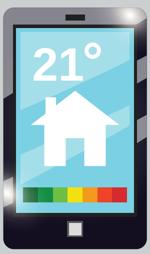
ระบบจัดการพลังงาน (Energy Management System หรือ EMS)

ใช้ AI ตรวจสอบและจัดการการใช้พลังงานในบ้านอย่างมีประสิทธิภาพ เชื่อมต่อกับแหล่งพลังงานทดแทน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ หรือการควบคุมการใช้พลังงานจากเครื่องใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ ซึ่งทำงานอัตโนมัติ เพื่อปรับการใช้พลังงานให้เหมาะสม โดยเฉพาะเพื่อหลีกเลี่ยงการใช้ไฟฟ้าที่มากเกิน ช่วง Peak Time ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าลดลง



ระบบควบคุมการใช้ไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automated Power Control Systems)

ใช้ข้อมูลจากเซ็นเซอร์ หรือการเชื่อมต่อกับสมาร์ตโฟนในการควบคุมการเปิด-ปิดเครื่องใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ ภายในบ้านโดยอัตโนมัติ เช่น การปิดอุปกรณ์ที่ไม่ได้ใช้งาน หรือเมื่อจำเป็น ทำได้จากระยะไกลผ่านสมาร์ตโฟน ผลลัพธ์ที่ได้คือลดการใช้ไฟฟ้าผิดเวลา และลดการทำงานของเครื่องใช้ไฟฟ้า ช่วยประหยัดพลังงานและค่าไฟฟ้า



แบบสอบถามความพึงพอใจ

ฉบับที่ 136 / 2568

วารสาร นโยบายพลังงาน
w w w . e p p o . g o . t h

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน มีความประสงค์จะสำรวจความพึงพอใจของท่านผู้อ่านเพื่อนำข้อมูลมาใช้ประกอบการปรับปรุงวารสารนโยบายพลังงานให้ดียิ่งขึ้น ขอความกรุณาท่านผู้อ่านได้ตอบแบบสอบถามในรูปแบบออนไลน์ผ่านคิวอาร์โค้ดที่ปรากฏนี้ คำตอบของท่านมีค่าสำหรับเรา ขอขอบคุณมา ณ โอกาสนี้

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

ชื่อ-นามสกุล ....หน่วยงาน..

อาชีพ/ตำแหน่ง ....โทรศัพท์..

ที่อยู่..อีเมล..

กรุณาทำเครื่องหมาย ลงในช่อง และเติมข้อความที่สอดคล้องกับความต้องการของท่านลงในช่องว่าง

1. ท่านอ่าน "วารสารนโยบายพลังงาน" จากที่ใด

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

2. ท่านอ่าน "วารสารนโยบายพลังงาน" เพราะเหตุใด

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

....

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.สำนวนการเขียน ทำความเข้าใจได้ง่าย					
5.ขนาดตัวอักษร มีความเหมาะสม					
6.รูปแบบตัวอักษร อ่านง่าย					
7.การใช้สี ดูสบายตา น่าอ่าน					

ความพึงพอใจต่อคอลัมน์ภายใน "วารสารนโยบายพลังงาน"

รายการ	5	4	3	2	1
เรื่องจากปก					
บทความด้านสถานการณ์พลังงาน					
บทความด้านปิโตรเลียม					
บทความด้านสถานการณ์การปล่อยก๊าซฯ					
บทความด้านไฟฟ้า					
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

....

....

ขอบคุณที่ตอบแบบสอบถามความคิดเห็น

เกมพลังงาน

เทคโนโลยี Small Modular Reactor หรือ SMR คืออะไร ???

คำตอบ ....

ชื่อ- นามสกุล ....

ที่อยู่ ....

โทรศัพท์ .... อีเมล ....

ตอบถูกรับไปเลย 5 รางวัล !!!
Speaker BT WD-06 (White) WK ลำโพงบลูทูธไร้สาย

ลำโพงบลูทูธ ไร้สายจาก Wekome รุ่น WD-06
ลำโพงแบบ TWS สามารถเชื่อมต่อลำโพงพร้อมกัน 2 ตัวได้
มีขนาดกะทัดรัด และมาพร้อมแบตเตอรี่ในตัว ขนาด 1200 mAh
สามารถเล่นเพลงต่อเนื่องได้ยาวนานสูงสุด 3-4 ชั่วโมง
พอร์ต Type-C สำหรับรีชาร์จแบตเตอรี่
รองรับการเชื่อมต่อแบบไร้สายผ่านบลูทูธ แรงดันไฟฟ้าขาเข้า 5V
กระแสไฟขาออก 1A กำลังขับ 5 วัตต์ น้ำหนักขนาด 372 กรัม

ส่งคำตอบพร้อมชื่อ-ที่อยู่ และเบอร์โทรศัพท์ (ตัวบรรจง)
มาที่ อีเมล iujai@outlook.co.th
หรือ บริษัท ไวส์ 32 มีเดีย แอนด์ คอนซัลแตนท์ จำกัด
105/16 หมู่ 11 ถนนสวนผัก แขวงตลิ่งชัน เขตตลิ่งชัน กรุงเทพมหานคร 10170
วงเล็บมุมซองว่า "เกมพลังงาน"

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน