

วารสาร
นโยบาย

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน



พลังงาน

ฉบับที่ 99 มกราคม-มีนาคม 2556

ปรับโครงสร้าง ราคาก๊าซ LPG ก้าวที่กล้าพลังงานไทย

สถานการณ์พลังงานไทยในปี 2555

การนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในระยะสั้นและระยะยาว

ความจริงวันนี้ของ LPG

การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากการใช้พลังงาน ปี 2555

ISSN 0859-3701

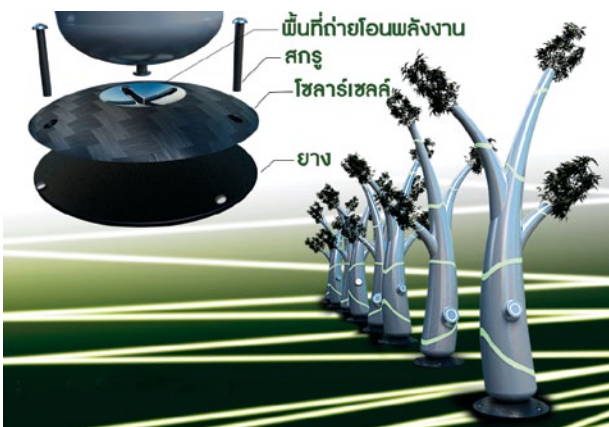


www.eppo.go.th

Solar Light Tree

ต้นไม้ไฟส่องถนน ลดการใช้พลังงาน

“ไฟส่องถนน” ที่ใช้ให้แสงสว่างยามค่ำถือเป็นอีกอุปกรณ์หนึ่งที่มีการใช้พลังงานค่อนข้างมาก ยิ่งในเมืองใหญ่ที่มีไฟส่องถนนตามสองข้างทางจำนวนมาก จะยิ่งใช้พลังงานมากกว่าพื้นที่อื่น ๆ ที่ผ่านมาราจึงเห็นหลายประเทศออกมาตรการประหยัดพลังงานด้วยการลดการเปิดไฟส่องถนน แต่เพื่อความปลอดภัยในชีวิตและทรัพย์สินก็เป็นสิ่งสำคัญ ไฟส่องถนนจึงยังมีความจำเป็น เพราะนอกจากจะให้แสงสว่างและทัศนวิสัยในการขับขี่รถที่ดีแล้ว ยังช่วยเพิ่มความปลอดภัยให้แก่คนเดินถนนด้วย



และในยุคที่ไฟส่องถนนข้างทางยังคงเป็นเพียงเสาสูง ๆ และมีรูปแบบเรียบ ๆ เรียงรายเป็นแนวยาวไปตามถนนหลายคนอาจนึกขี้ใจเพราะมันช่างเรียบง่ายไม่ถูกใจวัยรุ่นหรือคนที่ชอบความแปลกใหม่ ยิ่งในเมืองใหญ่ที่เต็มไปด้วยป่าคอนกรีต เสาไฟข้างทางยิ่งทำให้เมืองดูแห้งแล้งมากขึ้นไปอีก จะดีสักแค่ไหนถ้าสามารถเปลี่ยนเสาไฟข้างทางธรรมดา ๆ ให้กลายเป็นต้นไม้สีเขียว สามารถปลิวไหวลู่ลม แม้กระทั่ง

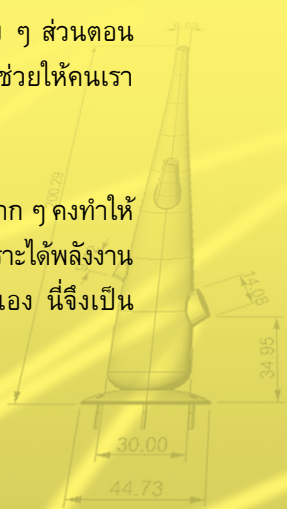


ให้กลิ่นหอมของดอกไม้ ออกมาได้ ที่สำคัญต้นไม้เหล่านี้ยังช่วยรักษาสิ่งแวดล้อมและลดการใช้พลังงานในการส่องสว่างได้เป็นอย่างดี

ความคิดนี้ไม่ได้เป็นเพียงเรื่องเพ้อฝันอีกต่อไป เพราะตอนนี้มีไฟส่องถนนแบบที่วางขึ้นมาแล้ว โดยเป็นผลงานการออกแบบของ Omar Huerta ดีไซน์เนอร์ชาวเม็กซิโก ประเทศอิตาลี ที่ออกแบบ “Solar Light Tree” หรือต้นไม้ให้แสงสว่างจากพลังงานแสงอาทิตย์รูปร่างของมันดูเหมือนต้นหญ้าหรือต้นไม้ มีลักษณะเป็นลำสูงขึ้นไป มีแสงสว่างส่องออกมาจากลำต้น โดยแสงไฟที่ส่องออกมาได้มาจากหลอดไฟ LED หลาย ๆ หลอดที่ติดตั้งไว้ที่ฐานของต้นไม้ ซึ่งไม่เพียงให้แสงสว่างแก่ท้องถนนเท่านั้น แต่ต้นไม้ต้นนี้ยังเป็นที่ปลูกต้นไม้ได้จริง ๆ เพราะตามกิ่งก้านของมันสามารถเพาะปลูกต้นไม้ได้โดยไม่ต้องใช้ดิน แต่ใช้ระบบเพาะปลูกด้วยน้ำหรือระบบไฮโดรโพนิกส์แทน

ระบบจะส่งน้ำขึ้นไปตามลำต้นเหมือนกับต้นไม้จริง ๆ เพื่อหล่อเลี้ยงต้นไม้ ทำให้ทัศนียภาพสองข้างทางที่ต้นไม้พลังงานแสงอาทิตย์ตั้งอยู่ดูสวยงามและร่มรื่น แถมยังสามารถเคลื่อนย้าย ถอนออก ปลูกใหม่เพิ่มเติมได้เรื่อย ๆ ส่วนตอนกลางคืนยังได้แสงสว่างที่ส่องออกมาจากต้นไม้ช่วยให้คนเราสัญจรไปมาได้สะดวกสบายมากขึ้น

ถ้าตามถนนมีต้นไม้พลังงานแสงอาทิตย์มาก ๆ คงทำให้ถนนดูสวยงามและช่วยประหยัดไฟฟ้าได้มาก เพราะได้พลังงานอย่างเต็มที่จากแสงอาทิตย์ในช่วงกลางวันนั่นเอง นี่จึงเป็นเสาไฟยุคใหม่ที่น่าสนใจทีเดียว





สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

เจ้าของ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ที่ปรึกษา

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

จัดทำโดย

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน
เลขที่ 121/1-2 ถ.เพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท
เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
โทร. 0 2612 1555 โทรสาร 0 2612 1357-8
www.eppo.go.th

ออกแบบและจัดพิมพ์

บริษัท ไดเรกชั่น แพลน จำกัด
โทร. 0 2642 5241-3, 0 2247 2339-40
โทรสาร 0 2247 2363
www.DIRECTIONPLAN.org

กักตัก

ประเด็นการปรับโครงสร้างราคาแก๊สหุงต้ม (LPG) เป็นเรื่องที่ประชาชนทุกภาคส่วนให้ความสนใจ เพราะแก๊ส LPG เป็นเชื้อเพลิงที่มีความสำคัญและเกี่ยวข้องกับการดำรงชีวิตและการทำกิจกรรมในภาคส่วนต่าง ๆ ทั้งภาคครัวเรือน ภาคอุตสาหกรรม และภาคคมนาคมขนส่ง การปรับโครงสร้างราคาที่ย่อมก่อให้เกิดผลกระทบต่อผู้ใช้แก๊ส LPG อย่างไม่อาจหลีกเลี่ยง

อย่างไรก็ตาม การปรับโครงสร้างราคาแก๊ส LPG มีความจำเป็นอย่างยิ่งในยุคที่ประเทศไทยกำลังจะก้าวสู่การเป็นประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน เพราะการตรึงราคาเชื้อเพลิงต่าง ๆ ในช่วงที่ผ่านมาส่งผลให้กลไกราคาพลังงานของประเทศไทยถูกบิดเบือนมาเป็นเวลานาน หากไม่ปรับโครงสร้างให้ราคาสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงจะส่งผลกระทบต่อขีดความสามารถในการแข่งขันกับประเทศในอาเซียน นอกจากนี้ยังมีปัญหาการลักลอบส่งออกแก๊สไปยังประเทศเพื่อนบ้าน ทำให้ประเทศไทยต้องแบกรับภาระส่วนต่างราคาแก๊สให้แก่เพื่อนบ้านอีก ส่งผลเสียต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศ แม้การปรับโครงสร้างครั้งนี้จะมีประชาชนผู้มีรายได้น้อยและร้านอาหารหาบเร่/แผงลอยที่อาจได้รับผลกระทบ แต่หน่วยงานที่เกี่ยวข้องจะเข้าไปให้ความช่วยเหลือเพื่อไม่ให้ประชาชนได้รับผลกระทบมากเกินไป

วันนี้ท่ามกลางความสนใจในประเด็นการปรับราคา LPG ของกระทรวงพลังงาน ได้เกิดความสับสนและความเข้าใจคลาดเคลื่อนในประเด็นที่มีการเข้าใจผิด สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (สนพ.) จึงได้จัดทำคู่มือ “ความจริงวันนี้ของ LPG” ที่ได้รวบรวมข้อมูลต่าง ๆ เกี่ยวกับแก๊ส LPG เช่น สถานการณ์แก๊ส LPG ความจำเป็นที่ต้องปรับราคาแก๊ส LPG การใช้แก๊ส LPG ภาคครัวเรือน ภาคขนส่ง และภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ฯลฯ ทั้งนี้ผู้ที่สนใจสามารถเข้าไปดาวน์โหลดได้ที่ www.eppo.go.th เพื่อให้ประชาชนได้เข้าใจเกี่ยวกับประเด็นการปรับโครงสร้างราคาแก๊ส LPG ในครั้งนี้

ถึงเวลาแล้วที่เราต้องเปิดใจยอมรับความเปลี่ยนแปลง และปรับตัวให้ทันกับสถานการณ์พลังงานที่เปลี่ยนแปลงไปเพื่อให้เราเกิดความเข้าใจและทันต่อความเปลี่ยนแปลง...ที่สำคัญเราต้องไม่ลืมว่าพลังงานที่เรามีอยู่นั้นเหลือน้อยลงไปทุกที เราจึงต้องใช้พลังงานที่มีอยู่อย่างรู้คุณค่าและประหยัดมากที่สุดเพื่อยืดเวลาให้เรามีพลังงานใช้กันต่อไป

แก๊สธรรมชาติหมดลง เราจะยังมีพลังงานทดแทนอื่นมาใช้ และกิจกรรมต่าง ๆ ยังสามารถเดินหน้าเพื่อการขับเคลื่อนประเทศได้ต่อไป

คณะทำงาน



ช่องทางใหม่
ในการติดตาม
สถานการณ์พลังงาน

ebooks.in.th
คลังหนังสืออิเล็กทรอนิกส์ประเทศไทย “ไม่มีคุณ”

ขั้นตอนการใช้งานผ่านอุปกรณ์

iPad iPhone / ระบบปฏิบัติการ Android

1. โหลด App ชื่อ “ebooks.in.th” จาก App Store / Android Market
2. เปิด App “ebooks.in.th” แล้ว Search คำว่า “นโยบายพลังงาน”
3. เลือกวารสารที่ท่านต้องการอ่าน เพื่อเก็บไว้ที่ตู้หนังสือ
4. เลือก Icon “Bookshelf” เพื่ออ่านหนังสือที่ต้องการ (ในครั้งแรกต้องลงทะเบียนก่อนใช้งาน)

ENERGY NEWS ZONE

- 3 สรุปรข่าวพลังงานรายไตรมาส
- 6 ภาพเป็นข่าว

ENERGY LEARNING ZONE

- 7 Scoop : ปรับโครงสร้างราคาก๊าซ LPG ก้าวที่กล้าพลังงานไทย



- 12 สถานการณ์พลังงานไทยในปี 2555

- 30 สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

- 36 โครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2

- 38 การนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในระยะสั้นและระยะยาว



- 41 ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเจียบ 1

- 45 การขยายอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำจิม 1 และเซเสต และการเพิ่มจุดซื้อขาย

- 47 สภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า จากกรณีแหล่งก๊าซธรรมชาติ Yadana ประเทศเมียนมาร์หยุดซ่อม วันที่ 5-14 เมษายน 2556



- 50 ความจริงวันนี้ของ LPG

- 54 นโยบาย Carbon Pricing กับการลดก๊าซเรือนกระจกในประเทศออสเตรเลีย



- 57 การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากการใช้พลังงาน ปี 2555

- 65 โครงการส่งเสริมระบบบริหารจัดการขนส่งเพื่อการประหยัดพลังงาน (พ.ศ. 2555)

- 68 กฎหมายด้านพลังงาน : หลักเกณฑ์การจัดทำเครื่องหมายแสดงในบริเวณเขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ



ENERGY GAME ZONE

- 70 เกมพลังงาน : LPG ที่คุณรู้จัก

- 71 การ์ตูนประหยัดพลังงาน : เคล็ดลับใช้ก๊าซหุงต้มให้ประหยัดพลังงาน

ประจำเดือน มกราคม 2556

- นายพงษ์ศักดิ์ รัตตพงศ์ไพศาล รมว.พลังงาน เปิดเผยว่าการใช้พลังงานโดยรวมในปี 2556 คาดว่าจะอยู่ที่ระดับ 2.086 ล้านบาร์เรลต่อวันเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือเพิ่มขึ้นประมาณ 5.4% เมื่อเทียบกับปี 2555 ทั้งนี้ เนื่องจากปัจจัยบวกด้านรายได้ประชาชนที่สูงขึ้นจากมาตรการปรับฐานรายได้ขั้นต่ำมาตรการคืนเงินภาษีให้ผู้ซื้อรถยนต์คันแรก

- นายพงษ์ศักดิ์ รัตตพงศ์ไพศาล รมว.พลังงาน เปิดเผยว่าได้หารือร่วมกับนายกิตติรัตน์ ณ ระนอง รองนายกรัฐมนตรี และ รมว.การคลัง ถึงแนวคิดที่รัฐบาลจะดำเนินการแก้ไขปัญหาปล้ำมน้ำมันระยะยาวด้วยการหารือกับกระทรวงพาณิชย์ถึงความเป็นไปได้ในการสร้างคลังเก็บน้ำมันปล้ำมนเพื่อเก็บสต็อกเอาไว้ และนำมาใช้ในช่วราคาน้ำมันพีซมีราคาแพง ซึ่งจะช่วยรักษาเสถียรภาพราคาให้เกิดความมั่นคงซึ่งได้คุยกันเบื้องต้นแล้ว แต่รายละเอียดต้องหารือว่าจะลงทุนอย่างไรและจะสต็อกเท่าใด ทั้งนี้ ได้มอบหมายให้ ปตท.ไปพิจารณาแนวทางตั้งโรงกลั่นน้ำมันปล้ำมนดิบมากขึ้นเป็นไปโอไอโอรเจนติเซล หรือ BHD ซึ่งจะได้น้ำมันไปโอดีเซลที่มีคุณสมบัติดีกว่าและสามารถเติมไปโอดีเซลในสัดส่วนที่มากขึ้นกว่าปัจจุบันที่มีสัดส่วนการผสมไม่เกิน 5%

- นายพงษ์ศักดิ์ รัตตพงศ์ไพศาล รมว.พลังงาน เปิดเผย



ภายหลังตรวจเยี่ยม โรงไฟฟ้าแม่เมาะว่า มอบนโยบายให้ กฟผ. ศึกษาความเป็นไปได้ ในการทบทวนแผนผลิตไฟฟ้าจากลิกไนต์ของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ จังหวัดลำปาง ในระยะยาว โดยให้เพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแผนปัจจุบันและปรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ เพราะปัจจุบันมีเทคโนโลยีประหยัดและสะอาดกว่าในการลดผลกระทบค่าไฟฟ้าผันแปรอัตโนมัติหรือเอฟพี ทำให้ต้นทุนผลิตไฟฟ้าจากลิกไนต์เหลือเพียง 1 บาทต่อหน่วย ด้านนายสุทัศน์ ปัทมศิริวัฒน์ ผู้ว่าการ กฟผ. กล่าวว่า สำหรับแนวคิดของ รมว.พลังงานในการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากลิกไนต์นั้นจะต้องนำไปศึกษาอีกครั้ง อนาคตไทยจะเข้าสู่ AEC ปี 2558 เชื่อว่าระบบคมนาคมทางรถไฟ จะเชื่อมถึงเพื่อลดต้นทุน ซึ่งเป็นโอกาสที่ดีที่จะซื้อแหล่งถ่านหินจากประเทศพม่า

- นายพงษ์ศักดิ์ รัตตพงศ์ไพศาล รมว.พลังงาน เปิดเผยยืนยันว่าจะปรับขึ้นราคาก๊าซหุงต้มในภาคครัวเรือนและขนส่งอย่างแน่นอน แม้จะมีเสียงคัดค้านหลายฝ่ายก็ตาม ทั้งนี้ กลาง

เดือนมกราคม 2556 กระทรวงพลังงานจะออกเอกสาร 1 ล้านฉบับชี้แจงข้อเท็จจริงเกี่ยวกับราคา LPG เพราะขณะนี้มีการให้ข้อมูลสับสน ทำให้ผู้บริโภคเข้าใจผิดหลายเรื่อง เช่น การทยอยปรับขึ้นราคาในปี 2556 จะเป็นราคาเท่ากับตลาดโลกทั้งที่นโยบายกำหนดชัดเจนว่าราคา LPG ทยอยขึ้นเท่ากับราคาก๊าซธรรมชาติอ่าวไทยบวกต้นทุนแยกก๊าซ หรือเทียบเท่า 5.50 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ซึ่งจะเป็นราคาเนื้อก๊าซประมาณ 16 บาทต่อกิโลกรัม เมื่อบวกภาษีต่าง ๆ แล้วราคาจะประมาณ 24 บาทต่อกิโลกรัม หรือปรับขึ้นประมาณ 6 บาทต่อกิโลกรัม จากราคาประกาศของภาครัฐที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม ส่วนการปรับราคา NGV จะไม่อนุญาตให้ ปตท.ปรับขึ้นราคาจนกว่าจะเสนอแผนแก้ปัญหาคิวเติม NGV ยาวและรอนานเกินไป

- นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ผอ. สนพ. เปิดเผยว่า ขณะนี้ได้ร่วมกับสวนดุสิตโพล ม.ราชภัฏสวนดุสิต จัดทำสำมะโนร้านค้าหาบเร่ แผงลอยอาหาร ที่ใช้ก๊าซหุงต้ม (LPG) ในการประกอบอาหาร รวมถึงครัวเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ทั่วประเทศ เพื่อวางแผนมาตรการช่วยเหลือลดผลกระทบภายหลังการปรับราคา LPG อย่างเป็นทางการ โดยเริ่มทดลองลงพื้นที่ย่านบางลำพูและจังหวัดสมุทรปราการไปแล้ว สำหรับข้อมูลที่ได้จะนำมากำหนดแผนจัดทำสำมะโนร้านค้าหาบเร่ แผงลอย ตลาด และชุมชนต่าง ๆ ใน 77 จังหวัดทั่วประเทศ คาดว่าจะใช้เวลาสำรวจประมาณ 2-3 เดือน

- นายทิมมี่ รอง ผอ. สนพ. เปิดเผยภายหลังที่นายพงษ์ศักดิ์ รัตตพงศ์ไพศาล รมว.พลังงาน มอบหมายให้ สนพ.หามาตรการช่วยเหลือชดเชยราคาก๊าซหุงต้มให้กลุ่มผู้มีรายได้น้อยนั้น ขณะนี้ สนพ.อยู่ระหว่างการว่าจ้างสถาบันการศึกษามาดำเนินการ



ลงพื้นที่สำรวจประชาชนที่มีสิทธิ์ได้รับการชดเชยราคา LPG ซึ่งกระทรวงพลังงานกำหนดไว้ 2 กลุ่ม ได้แก่ ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน และกลุ่มหาบเร่ แผงลอย ทั้งนี้ สนพ.จะเร่งคัดเลือกและว่าจ้างสถาบันการศึกษาให้แล้วเสร็จภายใน 1-2 สัปดาห์นี้ และเริ่มลงพื้นที่สำรวจประชาชนตามบ้านเรือนทุกหลังทั่วประเทศแบบเคาะประตูถึงบ้านเพื่อสอบถามข้อมูลพื้นฐาน นอกจากนี้ ในส่วนของกระทรวงพลังงานได้จัดตั้งคณะกรรมการเตรียมตัวบรรเทาผลกระทบผู้ใช้ LPG โดยมีนายณอดุล สิทธิพงศ์ ปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธาน ซึ่งคณะกรรมการดังกล่าวจะต้องเร่งหาข้อสรุปถึงวิธีการชดเชย LPG ที่เหมาะสม เป็นธรรมและทั่วถึง

กุมภาพันธ์ 2556

- นายพงษ์ศักดิ์ รัตพงษ์ไพศาล รมว.พลังงาน เปิดเผยภายหลังการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ที่มีนายกรัฐมนตรีเป็นประธานว่า กพช.เห็นชอบให้ขยายเวลาตรึงราคา LPG ภาคครัวเรือนที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม ถึงเดือนมีนาคม 2556 รวมถึงเห็นชอบให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา ดำเนินการแก้ไขคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 4/2547 เพื่อให้ครัวเรือนรายได้น้อยและร้านค้า หาบเร่/แผงลอยสามารถรับเงินชดเชยในการอุดหนุนราคา LPG จากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงได้ อย่างไรก็ตามกระทรวงพลังงานยังไม่มีแผนปรับขึ้นราคา NGV จนกว่าแผนการขยายป้อนใหม่ของ ปตท.จะมีความชัดเจน สำหรับกรณีรถติดตั้งแก๊ส LPG ระเบิดย่านถนนบรมราชชนนี ทำให้อีกอื่น ๆ และอาคารใกล้เคียงเสียหาย กระทรวงพลังงานมีความเป็นห่วงและเตรียมหารือกับนายกรัฐมนตรีเพื่อให้กำกับกระทรวงคมนาคมและกระทรวงอุตสาหกรรมเข้มงวดเรื่องความปลอดภัยรถยนต์ที่เติม LPG โดยนโยบายรัฐบาลนั้นไม่สนับสนุนให้ใช้ LPG ในรถยนต์เพราะเป็นก๊าซหนัก จุดติดง่าย แต่ที่ผ่านมา LPG มีราคาถูกทำให้มีรถยนต์ไปติดตั้งแทนน้ำมันเป็นจำนวนมาก นอกจากนี้ที่ประชุมยังได้อนุมัติให้กระทรวงพลังงานดำเนินโครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน ซึ่งเป็นโครงการส่งเสริมให้เกษตรกรรวมตัวกันเป็นสหกรณ์การเกษตรหรือวิสาหกิจชุมชนทำการปลูกพืชพลังงานเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ นำไปผลิตไฟฟ้า ก๊าซชีวภาพอัดหรือ CBG และใช้เป็นเชื้อเพลิงทดแทน LPG โดยจะมีการตั้งโรงไฟฟ้าที่ใช้ชีวมวลจากหญ้าเลี้ยงช้างโดยจะให้ดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้างดลงในพื้นที่แห้งแล้ง พื้นที่ที่เพาะปลูกข้าวไม่ได้คุณภาพเพื่อนำพื้นที่ดังกล่าวกลับมาใช้ประโยชน์ในระยะยาว

- นายพงษ์ศักดิ์ รัตพงษ์ไพศาล รมว.พลังงาน มอบนโยบายพลังงานให้แก่กระทรวงพลังงานในการสัมมนาทิศทางพลังงาน ปี 2556 โดยมีแนวทางนโยบายสำคัญ 7 ข้อ ได้แก่ 1. Energy bridge 2. กำหนดราคาน้ำมันเท่ากันทั่วประเทศ 3. สำรองเชื้อเพลิงเชิงยุทธศาสตร์ 4. การพัฒนาวิสาหกิจพลังงานทดแทนในชุมชน 5. การพัฒนาต่อยอด 6. ด้านอนุรักษ์พลังงาน และ 7. การกำกับราคาพลังงาน

- นายพงษ์ศักดิ์ รัตพงษ์ไพศาล รมว.พลังงาน ได้ประชุมวางแผนรับมือการหยุดส่งก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่าในเดือนเมษายนนี้ ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย โดยแนวทางการหารือแบ่งออกเป็น 2 ด้าน คือ ด้านก๊าซธรรมชาติและด้านไฟฟ้า โดยการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ กระทรวงพลังงานได้มอบหมายให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติไปเจรจากับ บริษัท Total ผู้ดำเนินการแหล่งก๊าซชานานาในประเทศพม่า ให้เลื่อนการหยุดส่งบารุงออกไปเป็นช่วงเวลา 12.00 น. ของวันที่ 5 เมษายน

ซึ่งจะช่วยลดภาวะวิกฤติลงได้บ้าง และลดความเสี่ยงของระบบไฟฟ้าและลดการใช้ น้ำมันเตาได้ถึง 26 ล้านลิตร ลดการใช้ดีเซลได้ 15 ล้านลิตร พร้อมทั้งให้ประสานกับผู้รับสัมปทานแหล่งโพลินเหนือและแหล่งปลาทองให้เลื่อนการหยุดส่งบารุงออกไปก่อน จนกว่าการซ่อมแหล่งก๊าซในประเทศพม่าจะแล้วเสร็จ ส่วน ปตท.ต้องสำรองน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลให้แก่โรงไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงทดแทนในช่วงการหยุดจ่ายก๊าซ พร้อมกันนี้ให้เตรียมก๊าซ NGV ค้างท่อในวันที่ 5 เมษายน ที่มีราว 350 ล้านลูกบาศก์ฟุต นำไปผลิต NGV ใช้งานได้อีก 12 วัน ทำให้การใช้ก๊าซ NGV ในยานยนต์ไม่ได้รับผลกระทบ ส่วนก๊าซหุงต้มที่จะหายไปจากโรงแยกก๊าซราว 10,000 ตัน ก็เตรียมแผนรองรับด้วยการนำเข้า LPG เพิ่ม 5,000 ตัน และใช้ก๊าซที่สำรองไว้อีก 5,000 ตัน ทั้งนี้ในวันที่ 5 เมษายน กระทรวงพลังงานจะจัดกิจกรรมรณรงค์ลดใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลา 14.00-14.30 น. ณ ทำเนียบรัฐบาล และในวันที่ 1 มีนาคม สนพ.จะออกมาตรการรณรงค์ให้ประชาชนประหยัดพลังงานเพื่อรับมือสถานการณ์ครั้งนี้

- นายพงษ์ศักดิ์ รัตพงษ์ไพศาล รมว.พลังงาน กล่าวว่จากเหตุการณ์หยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่าเพื่อนำมาผลิตกระแสไฟฟ้า ทำให้กระทรวงพลังงานต้องหันมาเตรียมจัดทำแผน PDP ฉบับใหม่ขึ้น โดยแผน PDP ใหม่จะลดใช้ก๊าซธรรมชาติจาก 70% เหลือ 45% โดยจะหันมาเพิ่มถ่านหินจาก 18% เป็น 20% นอกจากนี้ จะให้ กฟผ.ร่วมทุนกับโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินประเทศเพื่อนบ้าน ที่เวลานี้มีหลายประเทศเสนอเข้าไปร่วมพัฒนาได้แก่ โรงไฟฟ้าถ่านหินในพม่า 4,000 เมกะวัตต์ กัมพูชา 4,000 เมกะวัตต์ และล่าสุดมาเลเซีย 1,600 เมกะวัตต์

- นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ผอ. สนพ. เปิดเผยว่า ตามที่ สนพ.ได้ดำเนินโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ปี 2551-2555 ตั้งเป้าการดำเนินงาน 5 ปี 338 แห่ง และเป็นที่น่ายินดีว่ามีผู้ประกอบการเข้าร่วมโครงการทั้งสิ้น 409 ราย สูงกว่าที่ตั้งเป้าไว้ โดยคาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ 1,415 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี ผลิตไฟฟ้าได้ 300 เมกะวัตต์ คิดเป็น 50% ของแผน AEDP

- นายทวารัฐ สูตะบุตร รองอธิบดี พพ. กล่าวว่า ขณะนี้กระทรวงพลังงานกำลังหาแนวทางช่วยเหลือ SMEs ที่ได้รับผลกระทบทั้งด้านค่าแรง เงินบาทที่แข็งค่า ล่าสุดเปิดโครงการสนับสนุนเงินทุนเพื่อปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ประหยัดพลังงานแก่ SMEs สัดส่วนรายละไม่เกิน 3 ล้านบาท หรือไม่เกิน 20% ของเงินลงทุนปรับเปลี่ยน โดยจะเปิดให้ผู้ประกอบการสมัครได้ตั้งแต่วันที่ 16 เมษายนนี้ โดยใช้เงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน 500 ล้านบาท มาดำเนินการเป็นรูปแบบเงินให้เปล่า คาดว่าจะช่วยลดต้นทุนในเรื่องการประหยัดพลังงานได้ออย่างน้อย 1,250 ล้านบาท

สรุปข่าว ประจำเดือน มีนาคม 2556

- นายพงษ์ศักดิ์ รักตพงศ์ไพศาล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เปิดเผยสถานการณ์ล่าสุดเกี่ยวกับเรื่องที่จะประเทศพม่าเปิดช่องทางส่งก๊าซฯ จากแหล่งขนาดดา โดยเฉพาะวันที่ 5 เมษายน ว่า ล่าสุด กพฟ.ได้เข้าไปบริหารจัดการให้โรงไฟฟ้าเอกชนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากลาวและมาเลเซีย ทำให้ในวันที่ 5 เมษายนนี้ปริมาณไฟฟ้าสำรองจะเพิ่มขึ้นเป็น 1,100 เมกะวัตต์ ทำให้สถานการณ์ที่จะเกิดขึ้นในวันที่ 5 เมษายนนี้ดีขึ้น อย่างไรก็ตามได้ขอความร่วมมือทุกภาคส่วนทั้งภาครัฐและภาคเอกชนพร้อมใจลดการใช้ไฟฟ้าในวันที่ 5 เมษายน โดยเฉพาะภาคอุตสาหกรรม ห้างค้าปลีก ห้างสรรพสินค้า โรงภาพยนตร์ ที่ยืนยันว่าพร้อมให้ความร่วมมือกับรัฐบาล ทำให้มีแนวโน้มว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดหรือพีคในวันที่ 5 เมษายน อาจสูงไม่ถึง 26,300 เมกะวัตต์ ตามที่ กพฟ.ประเมินไว้

- นายพงษ์ศักดิ์ รักตพงศ์ไพศาล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เปิดเผยความคืบหน้าการปรับปรุงโครงสร้างราคาก๊าซหุงต้ม (LPG) ว่า กระทรวงพลังงานอยู่ระหว่างรอผลการสำมะโนประชากรในกลุ่มหาบเร่แผงลอย ร้านอาหารริมทาง ที่ได้รับผลกระทบจากการขึ้นราคา LPG ในภาคครัวเรือน ซึ่งรัฐบาลไม่เคยเก็บข้อมูลมาก่อน และคาดว่าผลการสำรวจจะเสร็จภายในเดือนมีนาคมนี้ เบื้องต้นได้รับรายงานว่า ได้สำรวจข้อมูลทั่วประเทศเสร็จเรียบร้อยแล้ว ยกเว้นพื้นที่กรุงเทพฯ ที่จะเริ่มหลังการเลือกตั้งผู้ว่าราชการกรุงเทพฯ เพื่อป้องกันปัญหาถูกร้องเรียนว่าเป็นการใช้เรื่อง LPG ในการหาเสียง จากนั้นเดือนเมษายนจะนำข้อมูลมาประมวลและพิจารณามาตรการในการช่วยเหลือต่อไป

- นายพงษ์ศักดิ์ รักตพงศ์ไพศาล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เปิดเผยภายหลังเป็นประธานการประชุม กบง. ว่า ที่ประชุมเห็นชอบ



การปรับและลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมัน 4 ชนิด คือ น้ำมันเบนซิน 95 ลดจัดเก็บเงินลง 50 สตางค์ต่อลิตร เหลือ 9.20 บาทต่อลิตร ส่งผลให้ ปตท.ปรับลดราคาเบนซิน 95 ลงลิตรละ 1 บาท มีผลวันที่

13 มีนาคม ส่วนแก๊สโซฮอล์ 91 เก็บเพิ่ม 20 สตางค์ต่อลิตร เป็น 1.90 บาทต่อลิตร แก๊สโซฮอล์ อี 20 ลดการชดเชยลง 20 สตางค์ต่อลิตร เหลือ 20 สตางค์ต่อลิตร และดีเซลเก็บเพิ่ม 30 สตางค์ต่อลิตร เป็น 1.80 บาทต่อลิตร เนื่องจากแนวโน้มราคาน้ำมันในตลาดโลกลดลง

- นายณอคุณ สิทธิพงศ์ ปลัดกระทรวงพลังงาน เปิดเผยว่าเพื่อให้นโยบายอนุรักษ์พลังงานนำไปสู่การปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมและเกิดการลดใช้พลังงานตามเป้าหมายแผนอนุรักษ์ 20 ปี สทพ.จึงได้ร่วมมือกับองค์กรความร่วมมือระหว่างประเทศเยอรมนี จัดตั้งโครงการความร่วมมือไทย-เยอรมันตามแผนอนุรักษ์พลังงาน โดยมีระยะเวลาดำเนินโครงการ 3 ปี ตั้งแต่ปี 2555-2558

- นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ผอ. สทพ. เปิดเผยในงานเสวนาโต๊ะกลม จัดโดยสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ



ว่า ประเทศไทยมีโอกาสเจอกับหายนะพลังงานระยะยาวหากไม่มีการบริหารจัดการด้านเชื้อเพลิงให้

เหมาะสม โดยเฉพาะการใช้ก๊าซธรรมชาติผลิตไฟฟ้ามากเกินไป โดยในปี 2573 จะต้องมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) มากถึงปีละ 23-24 ล้านตันต่อปี จากปัจจุบันที่นำเข้า 5 แสนตันต่อปี ซึ่งจะต้องเตรียมพร้อมระบบการขนส่งทางเรือและท่าเรือใช้เงินลงทุนกว่า 1 ล้านล้านบาท โดยขณะนี้ สทพ.อยู่ระหว่างการทบทวนแผนพัฒนาผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) เพื่อปรับปรุงการใช้เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้เหมาะสม

- นายมนูญ ศิริวรรณ นักวิชาการด้านพลังงาน เปิดเผยว่าแนวโน้มราคาน้ำมันตลาดโลกมีทิศทางปรับตัวลดลงต่อเนื่องในไตรมาส 2 (เดือนมีนาคม-พฤษภาคม 2556) เนื่องจากหมดช่วงฤดูหนาวความต้องการจะลดลงเป็นปกติของทุกปี ประกอบกับภาวะเศรษฐกิจโลกล่าสุดของประเทศสหรัฐอเมริกาต้องตัดงบประมาณรายจ่ายลงซึ่งจะส่งผลให้เศรษฐกิจสหรัฐอเมริกาชะลอตัวต่อเนื่อง เช่นเดียวกับเศรษฐกิจของยุโรปก็ยังไม่ฟื้นตัว อย่างไรก็ตามคาดว่าราคาขายปลีกของประเทศไทยจะปรับลดลงในส่วนของกลุ่มเบนซินและแก๊สโซฮอล์มากกว่า ขณะที่ดีเซลอาจทรงตัวเนื่องจากรัฐบาลอาจจะใช้โอกาสนี้เก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง และทยอยคืนการลดภาษีสรรพสามิตที่ขณะนี้ลดไปเฉลี่ย 5 บาทต่อลิตร



สถาปนา สนพ.ครบรอบ 11 ปี

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน จัดงานวันสถาปนาครบรอบ 11 ปี สนพ. โดยมีนายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน พร้อมผู้บริหารและเจ้าหน้าที่ สนพ. ร่วมถวายสังฆทานและภัตตาหารเพลแด่พระสงฆ์ เมื่อวันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2556

สัมมนาแผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี

นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน เป็นประธานเปิดงานสัมมนาเพื่อเผยแพร่ผลการดำเนินงาน “โครงการศึกษาจัดทำแผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554-2573)” เพื่อให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งภาครัฐและภาคเอกชนได้รับทราบและเตรียมความพร้อมในการรองรับการขับเคลื่อนตามแผนปฏิบัติการอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ทั้งด้านการบังคับใช้ทางกฎหมายและการร่วมมือในการอนุรักษ์พลังงาน ตลอดจนโอกาสการเข้าถึงมาตรการการสนับสนุนต่าง ๆ ที่รัฐจัดเตรียมให้



แผนประหยัดพลังงานในชุมชนของเรา

นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน มอบรางวัลการประกวด “แผนประหยัดพลังงานในชุมชนของเรา” ภายใต้โครงการ “Energy Planning Gang แงค์เด็กไทย หัวใจประหยัดพลังงาน” โดยทีมที่ได้รับรางวัลชนะเลิศ ได้แก่ โรงเรียนพุทธชินราชพิทยา จังหวัดพิษณุโลก รางวัลรองชนะเลิศอันดับ 1 ได้แก่ โรงเรียนบุญวาทย์วิทยาลัย จังหวัดลำปาง และรางวัลรองชนะเลิศ อันดับ 2 ได้แก่ โรงเรียนบ้านนา “นายกพิทยาคม” จังหวัดนครนายก



ทั้งนี้โครงการดังกล่าวจัดขึ้นเพื่อให้ความรู้เรื่องการวางแผนการประหยัดพลังงาน เพื่อใช้พลังงานในโรงเรียนหรือชุมชนอย่างมีประสิทธิภาพ และปลูกจิตสำนึกเรื่องการประหยัดพลังงานแก่เยาวชนที่สามารถนำมาใช้ได้จริงในชีวิตประจำวัน

สัมมนาเตรียมพร้อมรับมือวิกฤติพลังงานไฟฟ้า



นายเสมอใจ ศุขสุเมฆ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน (คนกลาง) เป็นประธานเปิดงานสัมมนา การสื่อสารและประชาสัมพันธ์ในสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า เพื่อเพิ่มความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับการสื่อสารและประชาสัมพันธ์ในสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้าให้แก่เจ้าหน้าที่ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง อาทิ กฟผ. กฟภ. กฟน. และ สนพ.

โดยมีนายเริงชัย คงทอง ผู้ช่วยผู้อำนวยการฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง-ปฏิบัติการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) (คนที่ 3 จากขวา) ดร.สุภาพร โพธิ์แก้ว อาจารย์ประจำภาควิชาสื่อสารมวลชน คณะนิเทศศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (คนที่ 3 จากซ้าย) และนายกิตติ สิงหาปัด ผู้ดำเนินรายการข่าวสามมิติ ร่วมเป็นวิทยากร

ปรับโครงสร้าง ราคาก๊าซ LPG ก้าวที่กล้าพลังงานไทย



“ก๊าซปิโตรเลียมเหลว” หรือ LPG ถือว่ามีความสำคัญต่อภาคอุตสาหกรรม ภาคครัวเรือน และภาคขนส่งเป็นอย่างมาก เพราะเป็นเชื้อเพลิงที่มีราคาถูกกว่าน้ำมันเนื่องจากรัฐควบคุมราคาไว้ ส่งผลให้ปริมาณความต้องการใช้ LPG เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ประเทศไทยจำเป็นต้องนำเข้าก๊าซ LPG เพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ในประเทศ ซึ่งปัจจุบันประเทศไทยนำเข้าก๊าซสูงถึงร้อยละ 30 ของปริมาณความต้องการใช้ LPG ทั้งหมดของประเทศ หากเกิดภาวะวิกฤติหรือสถานการณ์ที่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อการจัดหา LPG อาทิ การผลิตในประเทศหรือแหล่งนำเข้าก๊าซหยุดส่งจ่าย ก๊าซกะทันหัน หรือการนำเข้าไม่เป็นไปตามแผน อาจก่อให้เกิดความเสี่ยงต่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศได้ ภาครัฐจึงจำเป็นต้องเตรียมแผนและหามาตรการรองรับเหตุการณ์วิกฤติต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น เพื่อไม่ให้ประชาชนได้รับผลกระทบ และมีก๊าซใช้อย่างเพียงพอ

ในอดีตที่ผ่านมารัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการใช้ก๊าซ LPG ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงสะอาดและให้ความร้อนสูงมาทดแทนการใช้ถ่านและฟืนในการหุงหาอาหาร เพื่อเป็นการช่วยเหลือค่าครองชีพของประชาชนและให้ประชาชนได้ใช้ก๊าซหุงต้มในราคาถูก รัฐจึงได้มีการตรึงราคาก๊าซ LPG ที่จำหน่ายในประเทศไว้ที่ระดับ 333 เหยียญสหรัฐต่อตัน หรือประมาณ 10 บาทต่อกิโลกรัม เมื่อรวมเงินนำส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงค่าการตลาด และภาษีแล้ว ทำให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ระดับ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม ในขณะที่ราคาจำหน่ายในประเทศเพื่อนบ้านเป็นไปตามราคาตลาดโลก ทำให้ราคาขายปลีกของประเทศไทยถูกกว่าประเทศเพื่อนบ้าน

โครงสร้างราคาก๊าซ LPG เดือนเมษายน 2556

หน่วยบาท / กก.	ราคา ณ โรงกลั่น	ภาษีสรรพสามิต	ภาษีเทศบาล	กองทุนน้ำมัน (1)	กองทุนอนุรักษ์	ราคาขายส่ง	ภาษี	ราคาขายส่งรวม VAT	กองทุนน้ำมัน (2)	ค่าการตลาด	ภาษี	ราคาขายปลีก
LPG (ครัวเรือน)	9.8684	2.1700	0.2170	1.4309	0.0000	13.6863	0.9580	14.6443	-	3.2566	0.2280	18.13
LPG (ขนส่ง)	9.8684	2.1700	0.2170	1.4309	0.0000	13.6863	0.9580	14.6443	3.0374	3.2566	0.4406	21.38
LPG (อุตสาหกรรม)	9.8684	2.1700	0.2170	1.4309	0.0000	13.6863	0.9580	14.6443	10.7100	3.2566	0.9777	29.59

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

เปรียบเทียบราคาขายปลีกก๊าซหุงต้ม ในประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้าน

ประเทศ	ราคาก๊าซหุงต้ม (บาท/กิโลกรัม)
ลาว	48.87
พม่า	39.50
กัมพูชา	39.94
มาเลเซีย	20.00
เวียดนาม	49.00
ไทย	18.13

หมายเหตุ : ข้อมูล ณ วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 กรมธุรกิจพลังงาน

การที่รัฐกำหนดราคาขายปลีกก๊าซ LPG ไว้ในระดับต่ำเป็นเวลานาน ประกอบกับราคาน้ำมันที่ปรับตัวสูงขึ้น ทำให้มีการนำ LPG ไปใช้ในภาคขนส่ง ส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซ LPG เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วและต่อเนื่องจนเกินกว่าขีดความสามารถในการผลิตของประเทศ จึงต้องมีการนำเข้าตั้งแต่เดือนเมษายน 2551 เพื่อแก้ไขปัญหาการขาดแคลนก๊าซ LPG ในประเทศ และเพิ่มการจัดหาก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมันในประเทศเพื่อลดการนำเข้า โดยให้จ่ายเงินชดเชยแก่โรงกลั่นน้ำมันที่นำก๊าซ LPG ออกมาจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงในประเทศ การจ่ายชดเชยราคาก๊าซ LPG ดังกล่าวใช้เงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงซึ่งเก็บเงินเข้ากองทุนจากผู้ใช้น้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซล



นโยบายดังกล่าวทำให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงมีภาระในการจ่ายชดเชยก๊าซ LPG เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และจากความแตกต่างของราคาขายปลีกในประเทศและราคาขายปลีกในประเทศเพื่อนบ้าน จึงเป็นเหตุให้มีการลักลอบขนถึงก๊าซหุงต้มออกไปจำหน่ายในประเทศเพื่อนบ้านตามแนวชายแดน ปัญหาการลักลอบนำก๊าซหุงต้มไปจำหน่ายยังประเทศเพื่อนบ้านนี้ทำให้ประเทศไทยสูญเสียเงินชดเชยราคานำเข้าก๊าซ LPG ให้แก่ประชาชนของประเทศเพื่อนบ้าน โดยก๊าซหุงต้มบรรจุถึงขนาด 15 กิโลกรัม 1 ถัง จะทำให้ประเทศไทยสูญเสียเงินชดเชยก๊าซ LPG 300 บาท ทำให้ประเทศไทยจำเป็นต้องเข้มงวดไม่ให้มีการลักลอบส่งออกก๊าซหุงต้มตามแนวชายแดนติดกับประเทศเพื่อนบ้าน

อย่างไรก็ตาม ตลอดระยะเวลาที่ผ่านมา ราคา LPG ในตลาดโลกมีการปรับราคาสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง แต่รัฐบาลได้พยายามตรึงราคาไว้ เพื่อไม่ให้กระทบต่อค่าครองชีพของประชาชนและต้นทุนการผลิตของภาคอุตสาหกรรม รวมถึงไม่ให้กระทบต่อเศรษฐกิจในภาพรวม แต่ในช่วงที่ผ่านมา การจัดหาก๊าซ LPG ยังมีข้อจำกัดและอุปสรรคในหลาย ๆ ด้าน โดยเฉพาะการนำเข้า LPG ที่รัฐต้องจ่ายเงินชดเชยราคา LPG ซึ่งเงินชดเชยนี้มาจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ทำให้เกิดความไม่เป็นธรรมแก่ผู้ใช้ น้ำมันที่ต้องนำเงินส่วนนี้มาชดเชยราคา



นอกจากนั้นการที่รัฐบาลมีนโยบายรักษาระดับราคา LPG ในภาคครัวเรือนไว้ และให้ปรับขึ้นราคา LPG ในภาคขนส่งและภาคอุตสาหกรรม เพื่อลดปัญหาการขยายตัวของการใช้ก๊าซและลดภาระการจ่ายชดเชยการนำเข้า ส่งผลให้มีการลักลอบนำก๊าซหุงต้มจากโรงบรรจุก๊าซไปจำหน่ายในสถานบริการหรือโรงงานอุตสาหกรรม ทำให้เกิดการใช้ LPG ผิดประเภท โดยการนำถังก๊าซหุงต้มไปใช้ในยานพาหนะ และเกิดการถ่ายเท LPG จากถังก๊าซหุงต้ม ก่อให้เกิดปัญหาการส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงไม่ตรงตามความเป็นจริง ทั้งยังส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยในชีวิตและทรัพย์สินของประชาชนด้วย



ถึงเวลาปรับโครงสร้างราคาตามกลไกตลาด

การตรึงราคาก๊าซ LPG ที่ไม่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงอาจส่งผลกระทบต่อขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศในระยะยาว กระทรวงพลังงานจึงมีแนวทางที่จะปรับโครงสร้างราคา LPG ให้เป็นราคาที่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของโรงแยกก๊าซ LPG ในประเทศ โดยมีความจำเป็นที่ต้องปรับราคา LPG ดังนี้

1. ด้านความเป็นธรรม เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมแก่ผู้ใช้ น้ำมันไม่ต้องถูกเก็บค่าน้ำมันแพงเพื่อไปอุดหนุนผู้ใช้ก๊าซ LPG ให้ได้ใช้ในราคาถูก ซึ่งการจัดหาก๊าซ LPG ของประเทศไทยได้มาจาก 3 แหล่ง คือ

โรงแยกก๊าซธรรมชาติ ใช้วัตถุดิบจากก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย ต้นทุนอยู่ที่ 550 เหรียญสหรัฐต่อตัน ราคาขายปลีกอยู่ที่ 24.82 บาทต่อกิโลกรัม

โรงกลั่นน้ำมัน ใช้ น้ำมันดิบที่นำเข้าจากต่างประเทศ มาผ่านกระบวนการกลั่น ราคาอยู่ที่ 764 เหรียญสหรัฐต่อตัน ราคาขายปลีกอยู่ที่ 31.64 บาทต่อกิโลกรัม

นำเข้าจากต่างประเทศ ราคาตลาดโลก (Contract Price : CP) อยู่ที่ 900 เหรียญสหรัฐต่อตัน ราคาขายปลีกอยู่ที่ 36.35 บาทต่อกิโลกรัม

กระทรวงพลังงานมีนโยบายให้ประชาชนภาคครัวเรือนใช้ก๊าซ LPG ที่สะท้อนต้นทุนก๊าซ LPG ที่ผลิตในประเทศ ราคา 24.82 บาทต่อกิโลกรัม เพื่อให้ราคามีความเหมาะสมเป็นธรรม และสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง

2. ลดภาระกองทุนน้ำมันฯ เนื่องจากการควบคุมราคา LPG ทำให้เกิดการบิดเบือนกลไกตลาด ส่งผลให้ราคา LPG ต่ำกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น ทำให้การใช้ LPG ขยายตัวมากขึ้น กองทุนน้ำมันฯ จึงมีภาระการอุดหนุนเพิ่มมากขึ้น



ภาวะการชดเชยก๊าซ LPG ที่ผ่านมา

ปี	ชดเชยนำเข้า	ชดเชยโรงกลั่น	รวม
2551	7,947	-	7,947
2552	6,896	-	6,896
2553	22,261	-	22,261
2554	25,801	10,471	36,272
2555	36,020	13,863	49,883
รวม	98,925	24,334	123,259

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

3. ป้องกันการลักลอบส่งออก การควบคุมราคา LPG ทำให้ราคาจำหน่ายก๊าซในประเทศถูกกว่าประเทศเพื่อนบ้าน ทำให้มีการลักลอบนำก๊าซไปจำหน่ายตามแนวชายแดน เท่ากับว่ารัฐต้องนำเงินกองทุนน้ำมันฯ ที่เก็บจากผู้ใช้น้ำมันคนไทยไปชดเชยให้แก่ประเทศเพื่อนบ้านด้วย

แนวทางการปรับโครงสร้างราคาก๊าซ LPG

คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2556 เห็นชอบมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2556 ในแนวทางการปรับโครงสร้างราคาก๊าซ LPG ดังนี้

1. ภาคครัวเรือน ตรึงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ไปจนถึงเดือนมีนาคม 2556 โดยปรับราคาให้สะท้อนต้นทุนก๊าซ LPG ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ 24.84 บาท ภายในปี 2556 อย่างไรก็ตาม ที่ประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 29 มีนาคม 2556 เห็นชอบให้ขยายเวลาการตรึงราคา LPG ภาคครัวเรือนออกไปอีก 2 เดือน ซึ่งจะสิ้นสุดกำหนดเวลาตรึงราคาในเดือนพฤษภาคม 2556 เนื่องจากการสำรวจผู้ใช้ LPG ในส่วนครัวเรือนไม่มีไฟฟ้าใช้ และร้านค้าหาบเร่/แผงลอยอาหารทั่วประเทศ ที่ดำเนินการโดยมหาวิทยาลัยราชภัฏสวนดุสิตจะแล้วเสร็จในกลางเดือนเมษายนนี้ จึงยังไม่สามารถหาข้อสรุปเพื่อช่วยเหลือกลุ่มผู้มีรายได้น้อยและผู้ที่ได้รับผลกระทบจากการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ได้





โดยเบื้องต้นสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ศึกษาแนวทางช่วยเหลือโดยจะนำเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงมาอุดหนุนในรูปแบบการไม่ปรับราคาสำหรับครัวเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ และครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน รวมประมาณ 8.4 ล้านครัวเรือน จะอุดหนุน 6 กิโลกรัมต่อเดือน ส่วนกลุ่มร้านค้าหาบเร่/แผงลอยอาหารใช้ตัวเลขอ้างอิงจากการสำรวจของมหาวิทยาลัยราชภัฏสวนดุสิต กลุ่มนี้จะได้รับการอุดหนุนตามการใช้จริงแต่ไม่เกิน 150 กิโลกรัมต่อเดือน ซึ่งคาดว่าจะเพียงพอและไม่กระทบต่อการปรับขึ้นราคาสินค้า อย่างไรก็ตาม จะมีการพิจารณาวิธีการปรับขึ้นราคาและหาแนวทางชดเชยราคาก๊าซ LPG อีกครั้ง เพื่อให้ราคาเพิ่มจากกิโลกรัมละ 18.13 บาท เป็น 24.84 บาท ภายในปีนี้

3. ภาคปิโตรเคมี กำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับก๊าซที่ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี กิโลกรัมละ 1 บาท ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2555 เป็นต้นไป เพื่อเป็นการลดภาระกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจากการชดเชยการนำเข้าก๊าซ LPG จากต่างประเทศ ซึ่งส่วนหนึ่งเกิดจากการใช้ก๊าซในภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมีที่มีการขยายตัวสูงขึ้นอย่างมาก

4. ภาคอุตสาหกรรม คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2555 เห็นชอบให้ตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2555 มอบหมาย กบง.พิจารณาปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรมให้ราคาไม่เกินต้นทุนก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมัน

ต่อมา กบง.เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2555 เห็นชอบกำหนดก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรมไม่เกินต้นทุนก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมันและไม่เกิน 30.13 บาทต่อกิโลกรัม ปัจจุบัน (เดือนเมษายน 2556) ราคาอยู่ที่ 29.59 บาทต่อกิโลกรัม

ส่วนกลุ่มธุรกิจเอสเอ็มอี เช่น อุตสาหกรรมเซรามิก อุตสาหกรรมมอลล่าโย อุตสาหกรรมรายย่อย ฯลฯ ซึ่งใช้ก๊าซ LPG เป็นเชื้อเพลิงหลักในราคา 30.13 บาทต่อกิโลกรัม ซึ่งที่ผ่านมากระทรวงพลังงานได้เข้าไปสนับสนุนในการปรับปรุงโรงงาน เครื่องจักรให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น และประหยัดการใช้เชื้อเพลิงประมาณ 20-30% หรือทำให้ลดต้นทุนค่าก๊าซ LPG ลงได้เหลือประมาณ 21 บาทต่อกิโลกรัมเท่านั้น

การกำหนดนโยบายการปรับโครงสร้างราคาก๊าซ LPG ให้เป็นไปตามกลไกของตลาด สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ถือเป็นแนวทางสำคัญในการพัฒนาโครงสร้างการบริโภคและจัดสรรพลังงานให้มีประสิทธิภาพ เพียงพอต่อความต้องการของภาคส่วนต่าง ๆ สามารถพัฒนาและขับเคลื่อนประเทศให้ก้าวหน้าต่อไปในทุก ๆ ด้าน

แต่สิ่งสำคัญที่สุดคือ การสร้างจิตสำนึกที่ดีในการอนุรักษ์และใช้พลังงานอย่างประหยัด คุ่มค่า เพื่อให้ประเทศไทยมีพลังงานใช้ต่อไปอีกนาน ๆ



2. ภาคขนส่ง คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2555 เห็นชอบให้คงราคาก๊าซ LPG ภาคขนส่งที่ 21.13 บาทต่อกิโลกรัม ต่ออีก 3 เดือน (วันที่ 16 พฤษภาคม 2555 ถึงวันที่ 15 สิงหาคม 2555) และตั้งแต่วันที่ 16 สิงหาคม 2555 มอบหมาย กบง.พิจารณาปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่งให้ราคาไม่เกินต้นทุนก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมัน

ต่อมา กบง.เมื่อวันที่ 14 สิงหาคม 2555 เห็นชอบปรับเพิ่มราคาก๊าซ LPG 0.25 บาทต่อกิโลกรัม ส่งผลราคาขายปลีกเป็น 21.38 บาทต่อกิโลกรัม จนถึงปัจจุบัน

สถานการณ์พลังงานไทย

ปี 2555

1. ภาพรวมเศรษฐกิจ

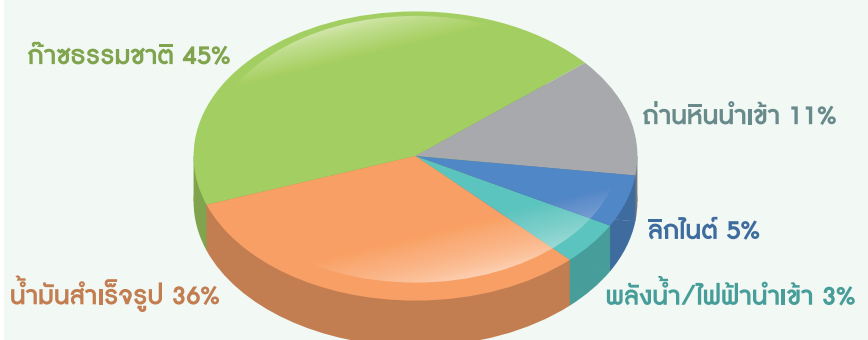
สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจไทยไตรมาส 4 ของปี 2555 ขยายตัวร้อยละ 18.9 เร่งขึ้นจากการขยายตัวร้อยละ 0.4 ร้อยละ 4.4 และร้อยละ 3.1 ใน 3 ไตรมาสแรก ตามลำดับ ส่งผลให้ทั้งปี 2555 เศรษฐกิจไทยขยายตัวร้อยละ 6.4 ซึ่งมีการขยายตัวดีขึ้นทั้งด้านการผลิตและการใช้จ่าย ด้านการผลิตขยายตัวดีขึ้นจากภาคอุตสาหกรรมที่ขยายตัวร้อยละ 37.4 ในไตรมาส 4 ส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากฐานที่ต่ำในช่วงเดียวกันของปีก่อนและผลผลิตรถยนต์ที่สูงเกินคาดการณ์ รวมทั้งการฟื้นตัวของอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ ส่งผลให้ทั้งปี 2555 การผลิตในภาคอุตสาหกรรมขยายตัวร้อยละ 7.0 ส่วนการผลิตในภาคการเกษตรทั้งปี 2555 ขยายตัวร้อยละ 3.1 ด้านการใช้จ่ายมีการขยายตัวจากอุปสงค์ในประเทศ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการใช้จ่ายของภาคครัวเรือนทั้งปี 2555 ขยายตัวร้อยละ 6.6 ซึ่งได้รับแรงสนับสนุนจากมาตรการคืนเงินภาษีรถยนต์คันแรกและการปรับตัวดีขึ้นของรายได้ภาคครัวเรือน ส่วนการลงทุนรวมขยายตัวอย่างต่อเนื่อง ทั้งการลงทุนภาคเอกชนและการลงทุนภาครัฐที่ขยายตัวร้อยละ 14.6 และร้อยละ 8.9 ตามลำดับ สำหรับการส่งออกสินค้าปี 2555 ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 0.4 ทั้งนี้ การส่งออกสินค้าในไตรมาส 4 ปรับตัวดีขึ้นทั้งการส่งออกสินค้าเกษตรกรรมและอุตสาหกรรม ส่วนรายรับทางด้านบริการปี 2555 ขยายตัวร้อยละ 18.3 จากจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติที่ขยายตัวร้อยละ 16.0 ซึ่งปัจจัยเหล่านี้ส่งผลต่อสถานการณ์พลังงานไทยในประเทศ ดังนี้

2. อุปสงค์พลังงาน

ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Consumption) ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 1,981 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 6.8 การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นโดยการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.6 การใช้ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.4 และการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.0 ในขณะที่การใช้ลิกไนต์ลดลงร้อยละ 12.6

สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นในปี 2555 ก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนการใช้มากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 45 รองลงมาคือ น้ำมัน ถ่านหินนำเข้า ลิกไนต์ และพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า คิดเป็นร้อยละ 36 ร้อยละ 11 ร้อยละ 5 และร้อยละ 3 ตามลำดับ

สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ปี 2555



3. อุปทานพลังงาน

การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Production) ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 1,088 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อน ร้อยละ 6.8 โดยการผลิตน้ำมันดิบ การผลิตคอนเดนเสท การผลิตก๊าซธรรมชาติ และการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ เพิ่มขึ้น ร้อยละ 6.4 ร้อยละ 6.5 ร้อยละ 11.5 และร้อยละ 6.0 ตามลำดับ ในขณะที่การผลิตลิแกนด์ลดลงร้อยละ 17.2 ตามความต้องการใช้ที่ลดลง

การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Import (Net)) ในปี 2555

อยู่ที่ระดับ 1,079 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 6.0 โดยพลังงานที่มีการนำเข้าเพิ่มขึ้น ได้แก่ การนำเข้าน้ำมันดิบสุทธิเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.5 ในส่วนของการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปสุทธิเพิ่มขึ้นร้อยละ 18.8 ซึ่งเป็นส่วนที่เหลือจากความต้องการใช้ภายในประเทศ การนำเข้าถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.4 จากความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น การนำเข้าก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 ในขณะที่การนำเข้าไฟฟ้าสุทธิลดลงร้อยละ 2.6 ทั้งนี้ ประเทศไทยมีอัตราการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศต่อความต้องการใช้ ในปี 2555 อยู่ที่ระดับร้อยละ 54 ซึ่งลดลงจากปีก่อนซึ่งอยู่ที่ระดับร้อยละ 55

การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ⁽¹⁾

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2554	2555	เปลี่ยนแปลง%	
			2554	2555
การใช้ ⁽²⁾	1,855	1,981	4.0	6.8
การผลิต	1,018	1,088	2.9	6.8
การนำเข้า (สุทธิ)	1,018	1,079	1.7	6.0
การเปลี่ยนแปลงสต็อก	-129	-147	-	-
การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use)	310	332	6.9	7.1
การนำเข้า/การใช้ (%)	55	54	-	-

- (1) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ประกอบด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป ไฟฟ้าจากพลังน้ำ และถ่านหินลิแกนด์
 (2) การใช้ไม่รวมการเปลี่ยนแปลงสต็อก และการใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use) ได้แก่ การใช้ขงมตอย NGL Condensate LPG และ Naphtha ซึ่งเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

4. การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายและมูลค่าการนำเข้าพลังงาน

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย (Final Modern Energy Consumption) ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 1,300 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน ขยายตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.7 เป็นผลสืบเนื่องมาจากการลงทุนที่ปรับตัวดีขึ้น โดยทั้งปี 2555 การลงทุนรวมขยายตัวร้อยละ 13.3 ซึ่งขยายตัวทั้งการลงทุนภาครัฐและภาคเอกชน ส่งผลให้การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายส่วนใหญ่เพิ่มขึ้น โดยการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 16.1 การนำเข้าถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.2 และการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.0 ในขณะที่การใช้ลิแกนด์ลดลงร้อยละ 43.7

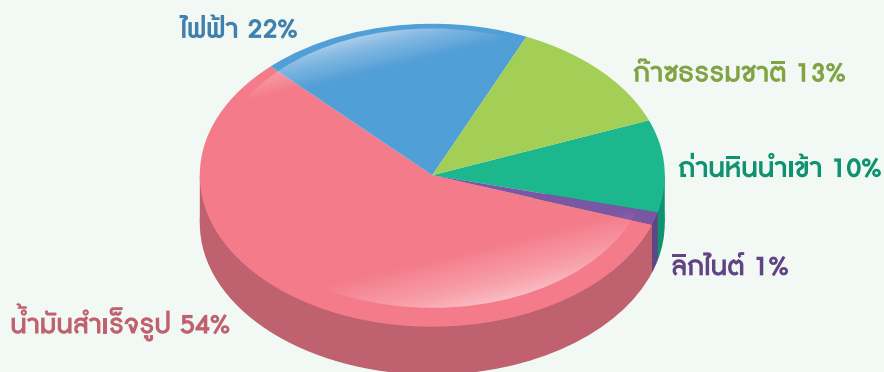
สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายในปี 2555 การใช้น้ำมันสำเร็จรูปมีสัดส่วนการใช้มากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 54 รองลงมาเป็นการใช้ไฟฟ้า ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินนำเข้า และลิแกนด์ คิดเป็นร้อยละ 22 ร้อยละ 13 ร้อยละ 10 และร้อยละ 1 ตามลำดับ

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย

หน่วย : เทียบเท่าฟันทันบาร์เรลน้ำมันดิบ/วัน

	2551	2552	2553	2554	2555
การใช้	1,093	1,130	1,188	1,229	1,300
น้ำมันสำเร็จรูป	629	640	650	668	703
ก๊าซธรรมชาติ	80	97	115	145	169
ถ่านหินนำเข้า	126	135	141	127	133
ลิกไนต์	20	20	19	27	15
ไฟฟ้า	238	238	263	262	280
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)					
การใช้	1.0	3.4	5.2	3.5	5.7
น้ำมันสำเร็จรูป	-3.5	1.8	1.4	2.8	5.3
ก๊าซธรรมชาติ	20.0	21.9	18.8	25.8	16.1
ถ่านหินนำเข้า	15.9	7.3	4.7	-9.9	4.2
ลิกไนต์	-1.9	-3.6	-1.2	41.6	-43.7
ไฟฟ้า	1.7	-0.2	10.5	-0.4	7.0

สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย ปี 2555



มูลค่าการนำเข้าพลังงาน ในปี 2555 มีมูลค่าการนำเข้าทั้งหมด 1,447 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 16.9 มูลค่าการนำเข้าพลังงานเพิ่มขึ้นทุกประเภท โดยน้ำมันดิบ ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 77 ของมูลค่าการนำเข้าทั้งหมด มีมูลค่าการนำเข้า 1,119 พันล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 14.5 โดยราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 114 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลจากปีก่อน นอกจากนี้ในส่วนของ LNG มีมูลค่าการนำเข้าเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 50.2 เนื่องจากประเทศไทยเริ่มมีการนำเข้า LNG ตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2554 ประกอบกับในปี 2555 ราคา LNG ปรับตัวสูงขึ้น เนื่องจากความต้องการที่เพิ่มขึ้นในประเทศต่าง ๆ เช่น ญี่ปุ่น จีน เกาหลีใต้ ฯลฯ



มูลค่าการนำเข้าพลังงาน

หน่วย : พันล้านบาท

ชนิด	2554	2555	2555	
			เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
น้ำมันดิบ	977	1,119	14.5	77
น้ำมันสำเร็จรูป	94	124	31.9	9
ก๊าซธรรมชาติ	94	116	24.4	8
ถ่านหิน	42	47	10.3	3
ไฟฟ้า	14	16	16.7	1
ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)	16	24	50.2	2
รวม	1,237	1,447	16.9	100

5. น้ำมันดิบและคอนเดนเสท

การผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสท ในปี 2555 มีปริมาณ 239 พันบาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 24 ของปริมาณความต้องการใช้ในโรงกลั่น เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 6.5

การผลิตน้ำมันดิบ ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 149 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 6.4 จากการผลิตที่เพิ่มขึ้นของแหล่งสงขลาและแหล่งสิริกิติ์

การผลิตคอนเดนเสท ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 90 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 6.5 จากการผลิตที่เพิ่มขึ้นของแหล่งสตูล แหล่งพุนาน และจักรวาล แหล่งบงกช แหล่งตราด และแหล่งภู่อ้อม

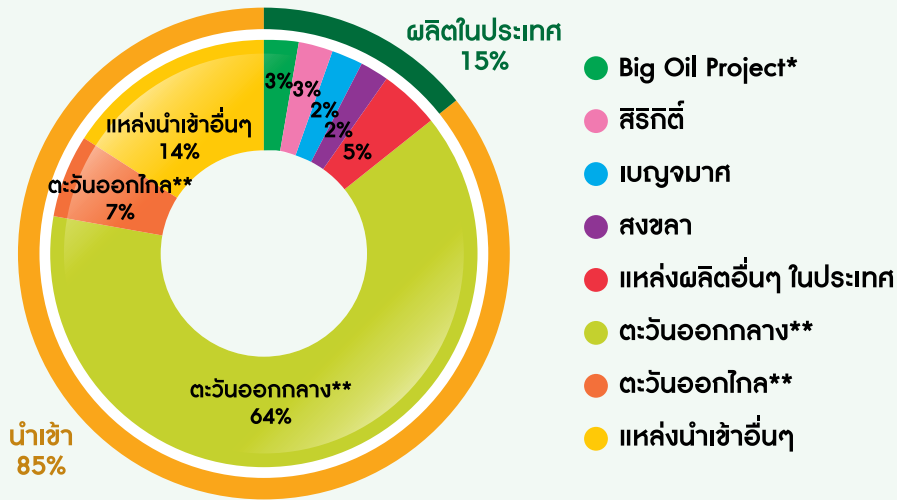
การนำเข้าและส่งออกน้ำมันดิบ ในปี 2555 มีการนำเข้าน้ำมันดิบอยู่ที่ระดับ 863 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.6 จากปีก่อน โดยส่วนใหญ่นำเข้าจากกลุ่มประเทศตะวันออกกลาง ในส่วนของการส่งออกน้ำมันดิบอยู่ที่ระดับ 41 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 26.6 จากปีก่อน

การจัดการและการใช้น้ำมันดิบ

หน่วย : พันบาร์เรล/วัน

ปี	การจัดการ				การใช้		
	น้ำมันดิบ	คอนเดนเสท	รวม	นำเข้า	รวมทั้งสิ้น	ส่งออก	ใช้ในโรงกลั่น
2550	135	79	213	804	1,018	52	921
2551	144	85	229	812	1,040	46	928
2552	154	84	238	803	1,041	41	937
2553	153	89	242	816	1,058	30	962
2554	140	84	224	794	1,018	33	936
2555	149	90	239	863	1,101	41	977
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)							
2551	7.3	8.0	7.2	0.9	2.2	-11.9	0.8
2552	6.7	-1.4	4.0	-1.0	0.1	-10.5	0.9
2553	-0.6	5.6	1.6	1.6	1.6	-27.1	2.7
2554	-8.6	-5.1	-7.3	-2.7	-3.7	8.5	-2.7
2555	6.4	6.5	6.5	8.6	8.1	26.6	4.4

การจัดหาน้ำมันดิบ ปี 2555



* BIG OIL PROJECT ของบริษัท ยูโนแคล (เดิม) ประกอบด้วย แหล่งปลาทอง ปลาหมึก กะพง สุราษฎร์ และยะลา

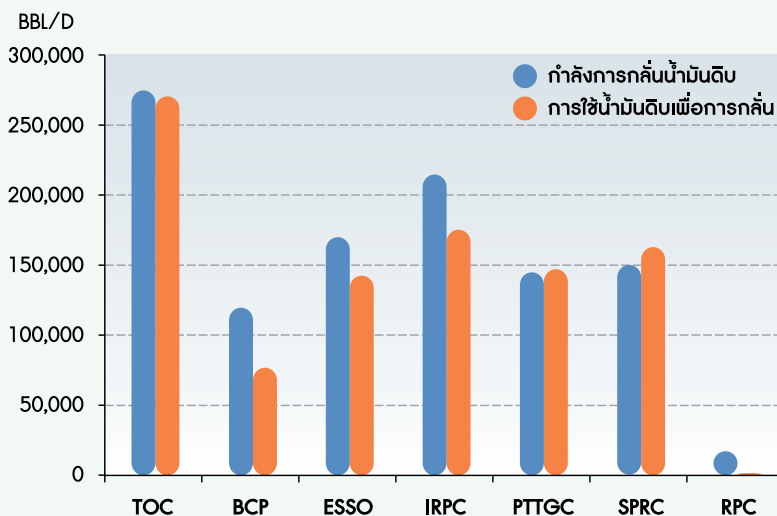
** ตะวันออกกลาง ได้แก่ สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ซาอุดีอาระเบีย โอมาน กาตาร์ และอื่น ๆ

ตะวันออกไกล ได้แก่ มาเลเซีย อินโดนีเซีย บรูไน และอื่น ๆ

กำลังการกลั่นน้ำมันดิบ ในปี 2555 มีความสามารถในการกลั่นรวมทั้งสิ้น 1,092 พันบาร์เรลต่อวัน โดยไทยออยล์ (TOC) มีกำลังการกลั่น 275 พันบาร์เรลต่อวัน ไออาร์พีซี (IRPC) มีกำลังการกลั่น 215 พันบาร์เรลต่อวัน เอสโซ่ (ESSO) มีกำลังการกลั่น 170 พันบาร์เรลต่อวัน สตาร์ปิโตรเลียม (SPRC) มีกำลังการกลั่น 150 พันบาร์เรลต่อวัน พีทีที โกลบอล เคมิคอล (PTTGC) มีกำลังการกลั่น 145 พันบาร์เรลต่อวัน บางจาก (BCP) มีกำลังการกลั่น 120 พันบาร์เรลต่อวัน และระยองเพียวริฟายเออร์ (RPC) มีกำลังการกลั่น 17 พันบาร์เรลต่อวัน

การใช้น้ำมันดิบเพื่อการกลั่น ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 977 พันบาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 89 ของความสามารถในการกลั่นทั่วประเทศ ซึ่งเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.4 จากปีก่อน ทั้งนี้ ในส่วนของโรงกลั่นน้ำมันบางจากมีการใช้กำลังการกลั่นเพียงร้อยละ 64 เนื่องจากการปิดซ่อมแซมโรงกลั่นจากอุบัติเหตุเพลิงไหม้ในต้นเดือนกรกฎาคม 2555

การใช้กำลังการกลั่นของประเทศ ปี 2555



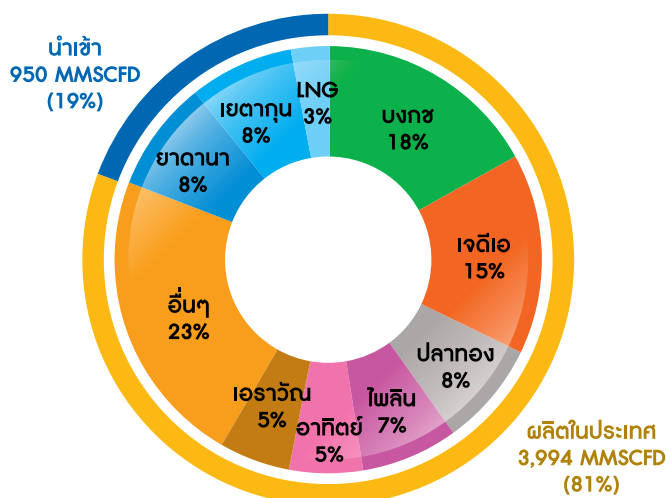
6. ก๊าซธรรมชาติ

การจัดการก๊าซธรรมชาติ ในปี 2555 มีการจัดหา รวมทั้งประเทศอยู่ที่ระดับ 4,944 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.6 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยที่สัดส่วน ร้อยละ 81 เป็นการผลิตภายในประเทศ และที่เหลือร้อยละ 19 เป็นการนำเข้า

การผลิตก๊าซธรรมชาติ ในปี 2555 การผลิตภายใน ประเทศอยู่ที่ระดับ 3,994 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจาก ปีก่อนร้อยละ 11.5 จากการผลิตที่เพิ่มขึ้นของแหล่งปลาทอง แหล่งสตูล แหล่งภูฮ่อม แหล่งเอราวัณ แหล่งสิริกิติ์ แหล่งฟูนานและจักรวาล รวมทั้งแหล่งบรรพตใต้และแหล่ง บงกชได้เริ่มผลิตก๊าซเข้าระบบตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2555

การนำเข้าก๊าซธรรมชาติ ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 950 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.4 เนื่องจากมีการนำเข้า LNG มากขึ้น ในขณะที่การนำเข้า ก๊าซธรรมชาติจากพม่าลดลงจากการหยุดจ่ายก๊าซของแหล่ง เยตากูนในช่วงวันที่ 29 ธันวาคม 2554 ถึงวันที่ 9 มกราคม 2555 และการหยุดจ่ายก๊าซของทั้งแหล่งเยตากูนและยาดานา ในช่วงวันที่ 8-17 เมษายน 2555 เนื่องจากมีการซ่อมบำรุง ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

การจัดการก๊าซธรรมชาติ ปี 2555



การใช้ก๊าซธรรมชาติ ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 4,534 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 9.7 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นทุกสาขา โดยการใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 59 ของการใช้ทั้งหมด มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.1 อยู่ที่ระดับ 2,670 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน การใช้

เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.5 การใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่น ๆ (โพรเพน อีเทน และ LPG) มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.8 และ การใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV) มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 20.7

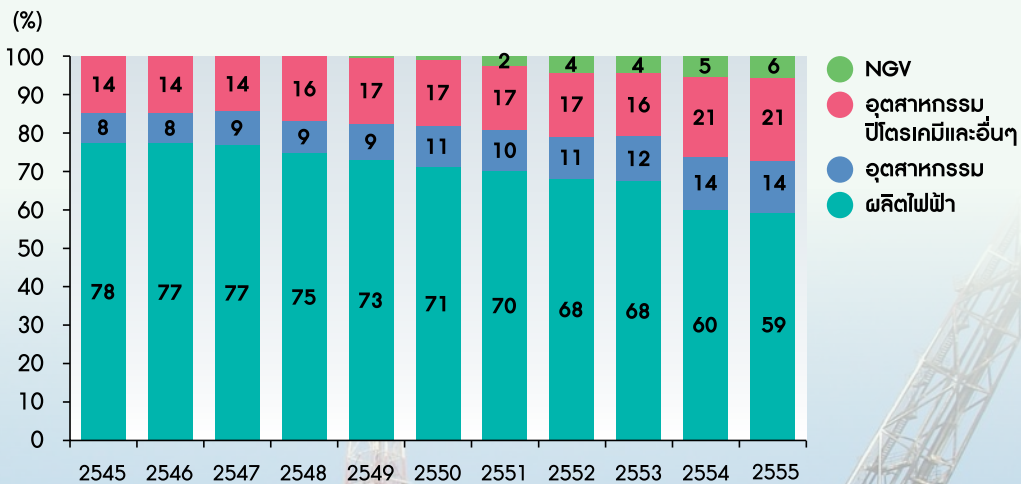
การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา**

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

สาขา	2552	2553	2554	2555		
				ปริมาณ	เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การใช้	3,564	4,039	4,143	4,534	9.7	100
ผลิตไฟฟ้า*	2,435	2,728	2,476	2,670	8.1	59
อุตสาหกรรม	387	478	569	628	10.5	14
อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่น ๆ	599	652	867	958	10.8	21
เชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV)	143	181	231	278	20.7	6

* ใช้ใน EGAT, EGGO, ราชบุรี (IPP), IPP, SPP
 **ค่าความร้อนเท่ากับ 1,000 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต

สัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติ ปี 2555



7. ก๊าซซัลเฟอร์ธรรมชาติ (NGL)

การผลิตก๊าซซัลเฟอร์ธรรมชาติ (NGL) ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 18,975 บาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 12.4 โดยนำไปใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) ภายในประเทศปริมาณ 13,812 บาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 73 ของการผลิตทั้งหมด ที่เหลือร้อยละ 27 ส่งออกไปจำหน่ายยังประเทศสิงคโปร์ จำนวน 5,163 บาร์เรลต่อวัน

การผลิต การส่งออก และการใช้ NGL

หน่วย : บาร์เรล/วัน

รายการ	2554	2555		
		ปริมาณ	เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การผลิต	16,878	18,975	12.4	100
การส่งออก	3,495	5,163	47.7	27
การใช้ภายในประเทศ	13,382	13,812	3.2	73

8. ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป

การผลิตน้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 989 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 7.1 โดยการผลิตน้ำมันสำเร็จรูปส่วนใหญ่เพิ่มขึ้น ยกเว้นการผลิตน้ำมันเครื่องบินและน้ำมันก๊าด

การใช้น้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 768 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.7 การใช้น้ำมันสำเร็จรูปส่วนใหญ่เพิ่มขึ้น ยกเว้นน้ำมันเตา

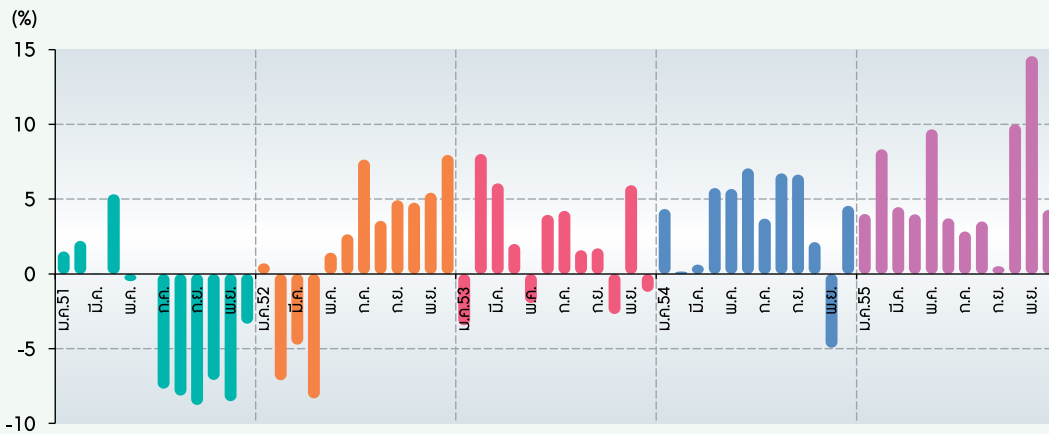
การนำเข้าและส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2555 มีการนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูปอยู่ที่ระดับ 67 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 25.9 ด้านการส่งออกมีปริมาณเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 10.5 อยู่ที่ระดับ 199 พันบาร์เรลต่อวัน

การผลิต การใช้ การนำเข้า และการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ปี 2555

	ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)				เปลี่ยนแปลง (%)			
	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก
เบนซิน	132	157	5	27	5.0	9.8	817.7	62.0
เบนซิน 91	55	78	1	25	4.3	17.7	279.8	101.0
เบนซิน 95	1	3	-	2	1.3	-35.8	-	-57.6
แก๊สโซฮอล์ 91	36	37	-	-	14.0	14.3	-	-
แก๊สโซฮอล์ 95	40	40	-	0.01	-0.8	-1.0	-	-
เบนซินพื้นฐาน	-	-	4	-	-	-	1,454.7	-
ดีเซล	353	432	0.3	92	7.1	8.7	-72.6	14.1
น้ำมันก๊าด	0.2	1	-	1	3.6	-50.0	-	-70.4
น้ำมันเครื่องบิน	87	101	0.05	13	0.2	-6.9	-74.4	-37.3
น้ำมันเตา	41	105	6	66	-3.7	5.5	9.2	10.6
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว*	153	193	55	0.3	9.1	11.5	20.4	-38.2
รวม	768	989	67	199	5.7	7.1	25.9	10.5

*ไม่รวมการใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

อัตราการขยายตัวของการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ปี 2551-2555



น้ำมันเบนซิน

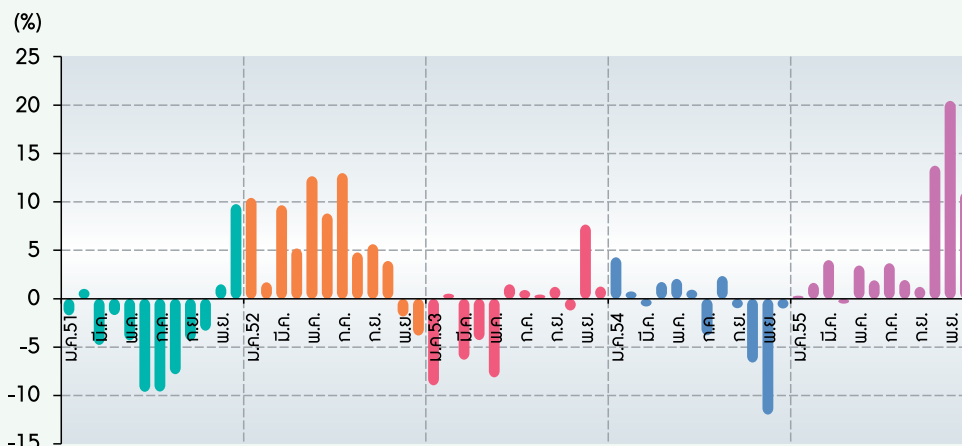
การผลิตน้ำมันเบนซิน ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 157 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 9.8 โดยน้ำมันเบนซิน 91 ผลิตได้ 78 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 17.7 และน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 ผลิตได้ 37 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 14.3 ในขณะที่น้ำมันเบนซิน 95 ผลิตได้ 3 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 35.8 และน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 ผลิตได้ 40 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.0

การใช้น้ำมันเบนซิน ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 132 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.0 โดยการใช้เพิ่มขึ้นสูงในช่วงปลายปี ส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากจำนวนรถใหม่ que เพิ่มขึ้นจากนโยบายรถคันแรกของรัฐบาล ทั้งนี้ การใช้ น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E10) ลดลงร้อยละ 9.2 ในขณะที่การใช้ น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E20) และน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E85) ยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจากมาตรการจูงใจด้านราคาและจำนวนสถานีบริการที่เพิ่มขึ้น โดย ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2555

มีสถานีจำหน่ายน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E20) จำนวน 1,310 แห่ง และน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E85) จำนวน 68 แห่ง ตั้งอยู่ในเขตพื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑล 33 แห่ง ส่วนที่เหลือ 35 แห่ง กระจายอยู่ในต่างจังหวัด โดยแบ่งเป็นของ ปตท. 16 แห่ง บางจาก 51 แห่ง และระยองเพียง 1 แห่ง

การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเบนซิน ในปี 2555 การนำเข้าอยู่ที่ระดับ 5 พันบาร์เรลต่อวัน การนำเข้าเพิ่มขึ้นสูงเนื่องจากในช่วงต้นปี 2555 โรงกลั่นสตาร์ปิโตรเลียมปรับปรุงการผลิตเพื่อรองรับมาตรฐานน้ำมันยูโร 4 ประกอบกับในช่วงเดือนกรกฎาคม-ตุลาคม 2555 โรงกลั่นน้ำมันบางจากหยุดซ่อมบำรุงเนื่องจากเกิดเพลิงไหม้ ซึ่งเป็นช่วงเวลาเดียวกับที่โรงกลั่นไทยออยล์และไออาร์พีซีหยุดซ่อมบำรุง ทำให้การนำเข้าเบนซินพื้นฐานเพิ่มขึ้นสูง ส่วนการส่งออกเบนซินอยู่ที่ระดับ 27 พันบาร์เรลต่อวัน โดยส่วนใหญ่เป็นการส่งออกเบนซิน 91

อัตราการขยายตัวของการใช้น้ำมันเบนซิน ปี 2551-2555





เอทานอล ปัจจุบันมีโรงงานผลิตเอทานอลที่เดินระบบแล้ว 20 โรง มีกำลังการผลิตรวม 3.27 ล้านลิตรต่อวัน หรืออยู่ที่ระดับ 21 พันบาร์เรลต่อวัน โดยในปี 2555 มีการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นพลังงาน 1.79 ล้านลิตรต่อวัน หรืออยู่ที่ระดับ 11 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 27.9 จากปีก่อน จากความต้องการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ที่เพิ่มขึ้น ส่วนราคาเฉลี่ยเอทานอลในปี 2555 อยู่ที่ราคา 20.80 บาทต่อลิตร ลดลงจากปีก่อนอยู่ที่ 3.47 บาทต่อลิตร

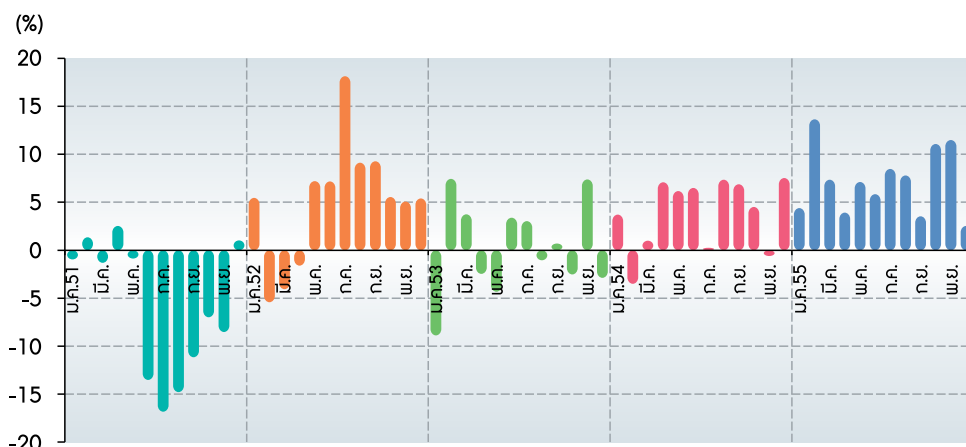
น้ำมันดีเซล

การผลิตน้ำมันดีเซล ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 432 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 8.7

การใช้น้ำมันดีเซล ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 353 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 7.1 ตามภาวะเศรษฐกิจของประเทศที่ขยายตัวและการตรึงราคาน้ำมันดีเซลให้ไม่เกิน 30 บาทต่อลิตร

การนำเข้าและส่งออกน้ำมันดีเซล ในปี 2555 การนำเข้าอยู่ที่ระดับ 0.3 พันบาร์เรลต่อวัน ส่วนการส่งออกอยู่ที่ระดับ 92 พันบาร์เรลต่อวัน เนื่องจากโรงกลั่นสามารถผลิตน้ำมันดีเซลได้สูงกว่าความต้องการใช้ภายในประเทศ

อัตราการขยายตัวของการใช้้ำมันดีเซล ปี 2555



ไบโอดีเซล ในส่วนของการผลิตไบโอดีเซล ปี 100 ปัจจุบันมีโรงงานผลิตที่ได้คุณภาพตามประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน จำนวน 13 ราย มีกำลังการผลิตรวม 5.21 ล้านลิตรต่อวัน หรือประมาณ 33 พันบาร์เรลต่อวัน โดยในปี 2555 มีการผลิตไบโอดีเซล ปี 100 เพื่อใช้เป็นพลังงาน 2.45 ล้านลิตรต่อวัน หรืออยู่ที่ระดับ 15 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 43.0 จากปีก่อน เนื่องจากในปี 2554 มีปัญหาน้ำมันปาล์มดิบขาดแคลน ทั้งนี้ ในปี 2555 มีการออกประกาศของกรมธุรกิจพลังงานเพื่อปรับสัดส่วนไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลจำนวน 2 ครั้ง คือ วันที่ 17 กรกฎาคม 2555 ปรับลดสัดส่วนไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลลงมาอยู่ที่ร้อยละ 3.5-5 เนื่องจากปัญหาปาล์ม น้ำมันขาดแคลน และต่อมาในวันที่ 1 พฤศจิกายน 2555 ปรับเพิ่มสัดส่วนไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลขึ้นมาอยู่ที่ร้อยละ 4.5-5 เนื่องจากปัญหาปาล์มน้ำมันล้นตลาด

น้ำมันเตา

การผลิตน้ำมันเตา ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 105 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.5

การใช้น้ำมันเตา ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 41 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 3.7 โดยส่วนใหญ่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม อยู่ที่ระดับ 35 พันบาร์เรลต่อวัน ที่เหลือเป็นการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า 6 พันบาร์เรลต่อวัน

การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเตา ในปี 2555 มีการนำเข้าอยู่ที่ระดับ 6 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.2 เพื่อใช้ผลิตไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติในช่วงที่พม่าหยุดจ่ายก๊าซ ส่วนการส่งออกน้ำมันเตาอยู่ที่ระดับ 66 พันบาร์เรลต่อวัน ส่วนใหญ่เป็นน้ำมันเตา Grade 5 ที่มีปริมาณเกินความต้องการใช้ภายในประเทศ

น้ำมันเครื่องบิน

การผลิตน้ำมันเครื่องบิน ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 101 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 6.9

การใช้น้ำมันเครื่องบิน ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 87 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 0.2 จากการขยายตัวของบริการขนส่งทางอากาศร้อยละ 9.0 สืบเนื่องจากจำนวนนักท่องเที่ยวจากต่างประเทศที่เพิ่มขึ้นซึ่งส่วนใหญ่เป็นนักท่องเที่ยวจากประเทศจีน ญี่ปุ่น เกาหลี และภูมิภาคอาเซียน

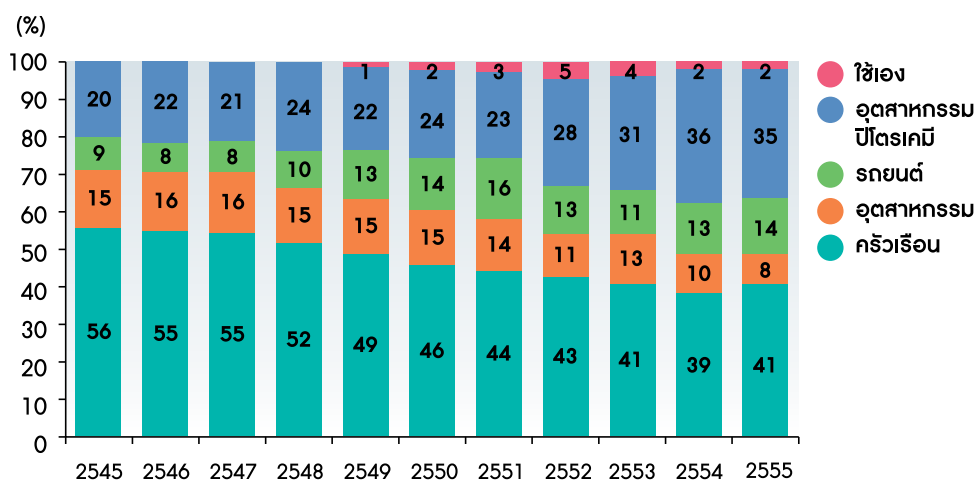
การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเครื่องบิน ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2555 มีการนำเข้าอยู่ที่ระดับ 0.1 พันบาร์เรลต่อวัน และมีการส่งออกอยู่ที่ระดับ 13 พันบาร์เรลต่อวัน

ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) โพรเพน และบิวเทน

การผลิต LPG ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 6,049 พันตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 11.6 โดยเป็นการผลิตจากโรงแยกก๊าซอยู่ที่ระดับ 4,078 พันตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 19.0 ในขณะที่การผลิต LPG จากโรงกลั่นน้ำมันลดลงร้อยละ 1.2 อยู่ที่ระดับ 1,971 พันตัน

การใช้ LPG ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 7,386 พันตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 7.2 โดยภาคครัวเรือนซึ่งมีการใช้เป็นสัดส่วนสูงที่สุดคิดเป็นร้อยละ 41 ของปริมาณการใช้ทั้งหมด มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 14.7 การใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 35 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.6 ส่วนการใช้ในรถยนต์คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 14 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.3 ในขณะที่การใช้ในภาคอุตสาหกรรมซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 มีการใช้ลดลงร้อยละ 14.5 ลดลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่รัฐบาลได้ประกาศปรับขึ้นราคาขายปลีก LPG ในภาคอุตสาหกรรมตั้งแต่วันที่ 19 กรกฎาคม 2554 รวมทั้งการปรับราคาขายปลีก LPG ในภาคอุตสาหกรรมตามราคาตลาดโลกโดยให้ราคาไม่เกินต้นทุน LPG จากโรงกลั่นน้ำมันตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2555 นอกจากนี้ ในส่วนการใช้เองคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 2 มีการใช้ลดลงร้อยละ 16.0

สัดส่วนการใช้ LPG



การนำเข้าและส่งออก LPG ในปี 2555 มีการนำเข้าในรูปแบบของ LPG โพรเพน และบิวเทน อยู่ที่ 1,730 พันตัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 20.4 เนื่องจากความต้องการใช้โดยรวมที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับการหยุดซ่อมบำรุงของโรงแยกก๊าซและโรงกลั่นน้ำมัน ได้แก่ ในช่วงวันที่ 1 มีนาคม-7 เมษายน 2555 โรงกลั่น PTTGC หยุดซ่อมบำรุงประจำปี และในช่วงวันที่ 26 มีนาคม-23 เมษายน 2555 โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 1 ของ ปตท.ลดกำลังการผลิตลงเพื่อซ่อมแซมหน่วยดิ่ง CO₂ จากก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งในช่วงเดือนสิงหาคม-กันยายน 2555 โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 4 ของ ปตท. รวมทั้งโรงกลั่นไทยออยล์และบางจากมีการปิดซ่อมบำรุง ส่วนการส่งออกอยู่ที่ 10 พันตัน โดยส่วนใหญ่ส่งออกไปประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ กัมพูชา มาเลเซีย และ สเปน.ลาว ตามลำดับ

การผลิตและการใช้ LPG โพรเพน และบิวเทน

หน่วย : พันตัน

	2553	2554	2555	เปลี่ยนแปลง (%)	
				2554	2555
การจัดการ	6,008	6,859	7,779	14.2	13.4
• การผลิต	4,416	5,422	6,049	22.8	11.6
โรงแยกก๊าซ	2,676	3,428	4,078	28.1	19.0
โรงกลั่นน้ำมัน	1,730	1,994	1,971	15.3	-1.2
อื่น ๆ	10	-	-	-	-
• การนำเข้า	1,591	1,437	1,730	-9.7	20.4
ความต้องการ	6,012	6,906	7,396	14.9	7.1
• การใช้	5,987	6,890	7,386	15.1	7.2
ครัวเรือน	2,435	2,656	3,047	9.1	14.7
อุตสาหกรรม	778	718	614	-7.8	-14.5
รถยนต์	680	920	1,061	35.3	15.3
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี	1,881	2,465	2,555	31.1	3.6
ใช้เอง	213	131	110	-38.5	-16.0
• การส่งออก	25	16	10	-34.6	-38.4

การใช้พลังงานในการขนส่งทางบก ในปี 2555 การใช้พลังงานอยู่ที่ระดับ 21,947 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 8.4 ส่วนใหญ่เป็นการใช้น้ำมันดีเซล คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 57 ของการใช้พลังงานในการขนส่งทางบก รองลงมาคือการใช้แก๊สเบนซิน การใช้ NGV และ การใช้ LPG ในรถยนต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 26 ร้อยละ 11 และร้อยละ 6 ตามลำดับ ซึ่งในส่วนของการใช้ NGV และ การใช้ LPG ในรถยนต์พบว่าการใช้เพิ่มสูงขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อน ดังนี้

การใช้ NGV เพิ่มขึ้นร้อยละ 20.6 เนื่องจากมีราคาถูกกว่าน้ำมัน ทั้งนี้ ในช่วงต้นปีมีการปรับราคาขายปลีกขึ้นเดือนละ 0.50 บาทต่อกิโลกรัม ตั้งแต่วันที่ 16 มกราคม-16 เมษายน 2555 และให้คงราคาขายปลีกไว้ที่ 10.50 บาทต่อกิโลกรัม จนกว่าจะได้ข้อสรุปการศึกษาต้นทุนราคาก๊าซ NGV ที่ชัดเจน โดย ณ สิ้นปี 2555 มีจำนวนรถ NGV ทั้งสิ้น 374,857 คัน เพิ่มขึ้นจากปี 2554 ที่มี 300,581 คัน ทดแทนการใช้น้ำมันเบนซินได้ร้อยละ 19.9 และทดแทนการใช้น้ำมันดีเซลร้อยละ 5.5 มีสถานีบริการ NGV ทั้งประเทศจำนวน 483

สถานี อยู่ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 243 สถานี และต่างจังหวัด 240 สถานี

การใช้ LPG ในรถยนต์ เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.3 เนื่องจากมีราคาที่ถูกลงกว่าน้ำมันและมีสถานีบริการที่มากกว่า NGV ทั้งนี้ ในช่วงต้นปีมีการปรับราคาขายปลีกขึ้นเดือนละ 0.75 บาทต่อกิโลกรัม ตั้งแต่วันที่ 16 มกราคม-16 เมษายน 2555 โดยให้คงราคาขายปลีกไว้ที่ 21.38 บาทต่อกิโลกรัม และตั้งแต่วันที่ 16 สิงหาคม 2555 เป็นต้นไป ให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาการปรับราคาขายปลีก LPG ภาคขนส่งในแต่ละเดือนได้ตามความเหมาะสม โดยไม่เกินต้นทุน LPG จากโรงกลั่นน้ำมัน โดย ณ สิ้นปี 2555 มีรถที่ใช้ LPG 26,540 คัน รถที่ใช้ LPG ร่วมกับน้ำมันเบนซิน 969,237 คัน และใช้ LPG ร่วมกับน้ำมันดีเซล 5,645 คัน คิดเป็นรถที่ใช้ LPG ทั้งสิ้น 1,001,422 คัน เพิ่มขึ้นจากปี 2554 ที่มี 832,882 คัน มีสถานีบริการ LPG ทั่วประเทศจำนวน 1,164 สถานี อยู่ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 426 สถานี และต่างจังหวัด 738 สถานี

การใช้พลังงานในการขนส่งทางบก

หน่วย : พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe)

	2552	2553	2554	2555		เปลี่ยนแปลง (%)		
				ปริมาณ	สัดส่วน (%)	2553	2554	2555
ดีเซล	11,401	11,454	11,638	12,471	57	0.5	1.6	7.2
เบนซิน	5,606	5,526	5,463	5,741	26	-1.4	-1.1	5.1
NGV	1,282	1,623	2,072	2,498	11	26.6	27.6	20.6
LPG	778	794	1,073	1,238	6	2.1	35.3	15.3
รวม	19,067	19,396	20,246	21,947	100	1.7	4.4	8.4



9. ลิกไนต์/ถ่านหิน

การจัดทาลิกไนต์/ถ่านหิน ในปี 2555 มีปริมาณการจัดทาลิกไนต์/ถ่านหินอยู่ที่ระดับ 16,511 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.0

การผลิตลิกไนต์ ในปี 2555 มีปริมาณ 5,023 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 16.2 โดยร้อยละ 83 ของการผลิตลิกไนต์ในประเทศผลิตจากเหมืองแม่เมาะของ กฟผ. จำนวน 4,161 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ส่วนที่เหลือร้อยละ 17 เป็นการผลิตจากเหมืองเอกชน จำนวน 862 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

การนำเข้าถ่านหิน ในปี 2555 มีปริมาณ 11,488 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 12.7 ตามปริมาณการใช้ที่เพิ่มขึ้น



การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน ในปี 2555 มีปริมาณการใช้ลิกไนต์/ถ่านหินอยู่ที่ระดับ 16,407 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 3.8

การใช้ลิกไนต์ ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 4,919 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 12.4 โดยร้อยละ 84 ของปริมาณการใช้ลิกไนต์ เป็นการใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนที่เหลือร้อยละ 16 ส่วนใหญ่นำไปใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตปูนซีเมนต์

การใช้ถ่านหินนำเข้า ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 11,488 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.7 โดยใช้ในภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 58 ของปริมาณการใช้ถ่านหิน ส่วนที่เหลือร้อยละ 42 ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ IPP และ SPP ซึ่งมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 26.2 เนื่องจากโรงไฟฟ้าเกิดโค่วัน ที่มีกำลังการผลิตติดตั้ง 660 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง เริ่มทดสอบการผลิตตั้งแต่ปลายปี 2554 และผลิตไฟฟ้าเข้าระบบในช่วงปลายเดือนกรกฎาคม 2555

การผลิตและการใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน

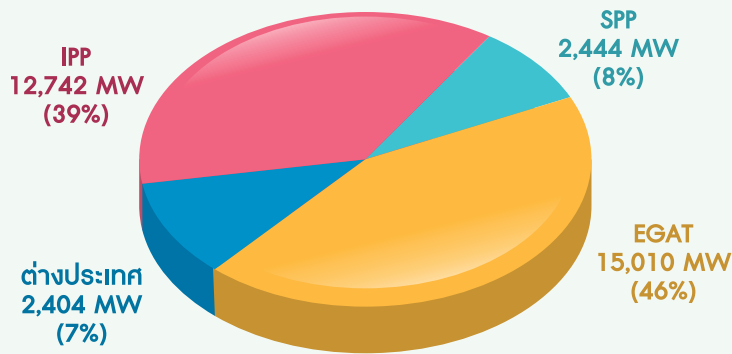
หน่วย : พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

	2554	2555		
		ปริมาณ	เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การจัดทา	16,186	16,511	2.0	
• การผลิตลิกไนต์	5,992	5,023	-16.2	100
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	4,349	4,161	-4.3	83
เหมืองเอกชน	1,643	862	-47.5	17
• การนำเข้าถ่านหิน	10,194	11,488	12.7	
ความต้องการ	15,808	16,407	3.8	
• การใช้ลิกไนต์	5,614	4,919	-12.4	100
ผลิตกระแสไฟฟ้า	4,251	4,150	-2.4	84
อุตสาหกรรม	1,363	769	-43.6	16
• การใช้ถ่านหิน	10,194	11,488	12.7	100
ผลิตกระแสไฟฟ้า (SPP และ IPP)	3,847	4,856	26.2	42
อุตสาหกรรม	6,347	6,632	4.5	58

10. ไฟฟ้า

กำลังการผลิตติดตั้ง ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2555 มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 32,600 เมกะวัตต์ เป็นการผลิตติดตั้งของ กฟผ. 15,010 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 46 รัับซื้อจาก IPP จำนวน 12,742 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 39 รัับซื้อจาก SPP จำนวน 2,444 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 และนำเข้าจาก สปป.ลาว และแลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย จำนวน 2,404 เมกะวัตต์ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 7

กำลังการผลิตติดตั้งแยกตามผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้า ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2555 รวมทั้งสิ้น 32,600 MW



การผลิตพลังงานไฟฟ้า ในปี 2555 มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำนวน 176,973 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.0 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

การผลิตพลังงานไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่สำคัญในปี 2555 สรุปได้ดังนี้

การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 67 ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด อยู่ที่ระดับ 119,434 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 10.3

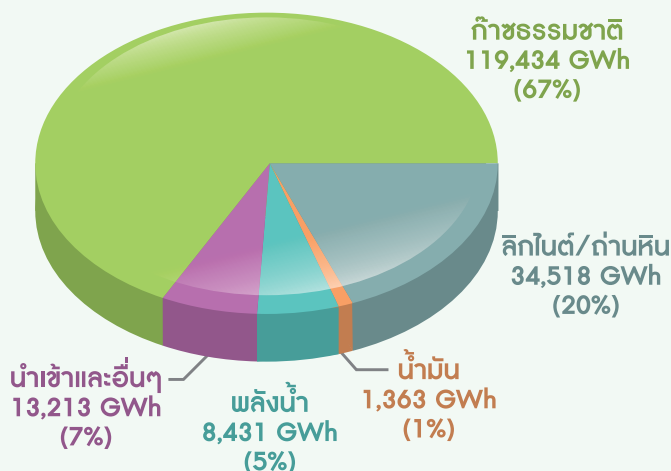
การผลิตไฟฟ้าจากลิกไนต์/ถ่านหิน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 20 อยู่ที่ระดับ 34,518 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 9.0

การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5 อยู่ที่ระดับ 8,431 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 6.3 โดยเป็นการผลิตเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในช่วงต้นปี 2555 ที่แหล่งเขตกอนมีการปิดซ่อมบำรุงประจำปี

การนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ไฟฟ้าแลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย และอื่น ๆ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 7 อยู่ที่ระดับ 13,213 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 0.8

การผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซล คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 1 อยู่ที่ระดับ 1,363 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 2.4 โดยส่วนใหญ่เป็นการใช้น้ำมันเตาเพื่อทดแทนก๊าซธรรมชาติจากพม่าในช่วงกลางปี 2555

การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง ปี 2555



ความต้องการใช้พลังไฟฟ้าสูงสุด (Gross Peak Generation) ในปี 2555 เกิดขึ้นเมื่อวันพฤหัสบดีที่ 26 เมษายน เวลา 14.30 น. อยู่ที่ระดับ 26,774 เมกะวัตต์ โดยสูงกว่า Peak ของปี 2554 ซึ่งเกิดขึ้นเมื่อวันอังคารที่ 24 พฤษภาคม เวลา 14.00 น. ที่ระดับ 24,518 เมกะวัตต์ อยู่ 2,256 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.2

ความต้องการใช้พลังไฟฟ้าสูงสุดและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า

ปี	ความต้องการใช้พลังไฟฟ้าสูงสุด * (เมกะวัตต์)	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (ร้อยละ)
2551	22,568	74.8
2552	22,596	73.4
2553	24,630	74.8
2554	24,518	75.6
2555	26,774	75.2

* ประมาณการโดย สทพ.

การใช้ไฟฟ้า ในปี 2555 มีการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 161,778 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.7 จากปีก่อน เนื่องจากในช่วงต้นปี 2555 ภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมเริ่มฟื้นตัวจากวิกฤติอุทกภัย รวมทั้งนโยบายกระตุ้นเศรษฐกิจต่าง ๆ และสภาพอากาศที่ร้อนอบอ้าว ส่งผลให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมซึ่งมีสัดส่วนการใช้มากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 45 มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.7 ภาคธุรกิจมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.6 ภาคครัวเรือนมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 11.1 และภาคเกษตรกรรมมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 27.1 ในขณะที่การใช้ไฟฟ้าในส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไรลดลงร้อยละ 22.3 ส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากมาตรการลดการใช้พลังงานของภาครัฐ รวมทั้งตั้งแต่เดือนตุลาคม 2555 เป็นต้นไป ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นหน่วยงานราชการจะถูกจัดกลุ่มใหม่ตามประเภทอัตราค่าไฟฟ้า โดยอยู่ในประเภทกิจการขนาดเล็ก/กลาง/ใหญ่ แล้วแต่กรณี ส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าในกลุ่มนี้ลดลง ทั้งนี้ มีรายละเอียดการใช้ไฟฟ้ารายสาขาดังนี้

การใช้ไฟฟ้ารายสาขา

หน่วย : กิกะวัตต์ชั่วโมง

สาขา	2552	2553	2554	2555		
				ปริมาณ	เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
ครัวเรือน	30,257	33,216	32,799	36,447	11.1	23
กิจการขนาดเล็ก	14,342	15,586	15,446	17,015	10.2	10
ธุรกิจ	21,341	23,005	23,631	27,083	14.6	17
อุตสาหกรรม	60,874	67,952	67,785	72,296	6.7	45
ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	4,677	5,049	4,888	3,799	-22.3	2
เกษตรกรรม	318	335	297	377	27.1	0.2
อื่น ๆ	3,373	4,157	4,009	4,761	18.8	3
รวม	135,181	149,301	148,855	161,778	8.7	100

การใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 48,244 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 9.2 การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเกือบทุกสาขายกเว้นส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร โดยภาคครัวเรือนมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.6 ภาคธุรกิจมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.5 และภาคอุตสาหกรรมมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.5

การใช้ไฟฟ้าในเขตภูมิภาค ในปี 2555 อยู่ที่ระดับ 111,717 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 8.5 การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเกือบทุกสาขายกเว้นส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร โดยภาคเกษตรกรรมมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นสูงร้อยละ 27.1 เนื่องจากในปีที่แล้วการใช้ไฟฟ้าในภาคเกษตรกรรมลดลงอย่างมากจากเหตุการณ์อุทกภัย

การใช้ไฟฟ้าภาคอุตสาหกรรม ในปี 2555 กลุ่มอุตสาหกรรมที่สำคัญส่วนใหญ่มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อน เนื่องจากอุตสาหกรรมหลักที่ได้รับผลกระทบจากอุทกภัยในปีที่แล้วมีการผลิตกลับเข้าสู่ภาวะปกติและผู้ผลิตบางรายเร่งการผลิตเพื่อชดเชยในช่วงที่เกิดอุทกภัย โดยอุตสาหกรรมอาหารมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.8 จากการขยายตัวของการใช้จ่ายเพื่ออุปโภคบริโภคของครัวเรือน อุตสาหกรรมเหล็กและโลหะพื้นฐานมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.7 เนื่องจากมีการส่งออกเพิ่มขึ้น รวมทั้งการลงทุนของภาครัฐในการก่อสร้างทางด้านคมนาคมที่เพิ่มขึ้น อุตสาหกรรมพลาสติกมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.7 จากความต้องการที่เพิ่มขึ้น อุตสาหกรรมซีเมนต์มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.2 จากการขยายตัวของ

การก่อสร้างทั้งของภาครัฐและภาคเอกชน รวมทั้งการส่งออกไปสู่ตลาดในภูมิภาคอาเซียนมากขึ้น และอุตสาหกรรมยานยนต์มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 28.3 เป็นผลจากความต้องการใช้ภายในประเทศที่ขยายตัวตามนโยบายลดต้นทุนของรัฐบาลและคำสั่งซื้อจากต่างประเทศ ในขณะที่อุตสาหกรรมสิ่งทอมีการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 2.3 เนื่องจากความต้องการจากต่างประเทศลดลง ประกอบกับความสามารถในการแข่งขันด้านแรงงานที่ลดลง และอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์มีการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 9.7 เนื่องจากผลกระทบจากอุทกภัยซึ่งต้องใช้เวลาในการฟื้นฟู ทั้งนี้การผลิตของอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์เริ่มเข้าสู่ภาวะปกติในไตรมาส 4 ของปี 2555 โดยมีรายละเอียดการใช้ไฟฟ้าในกลุ่มอุตสาหกรรมที่สำคัญดังนี้

การใช้ไฟฟ้าในกลุ่มอุตสาหกรรมที่สำคัญ

หน่วย : กิกะวัตต์ชั่วโมง

ประเภท	2552	2553	2554	2555	เปลี่ยนแปลง (%)		
					2553	2554	2555
1. อาหาร	8,034	8,316	8,929	9,716	3.5	7.4	8.8
2. เหล็กและโลหะพื้นฐาน	5,677	6,766	6,770	6,952	19.2	0.1	2.7
3. สิ่งทอ	5,990	6,603	6,166	6,027	10.2	-6.6	-2.3
4. อิเล็กทรอนิกส์	5,743	5,986	7,008	6,328	4.2	17.1	-9.7
5. พลาสติก	3,603	4,155	4,140	4,457	15.3	-0.3	7.7
6. ซีเมนต์	3,766	3,785	3,807	4,042	0.5	0.6	6.2
7. ยานยนต์	2,815	3,810	3,854	4,943	35.4	1.1	28.3
8. เคมีภัณฑ์	2,736	2,993	2,454	2,142	9.4	-18.0	-12.7
9. ยางและผลิตภัณฑ์ยาง	2,423	2,657	2,761	3,010	9.6	3.9	9.0
10. การผลิตน้ำแข็ง	2,342	2,575	2,419	2,697	9.9	-6.1	11.5

การใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจ ในปี 2555 การใช้ไฟฟ้าในกลุ่มธุรกิจที่สำคัญส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อน จากภาวะเศรษฐกิจที่ขยายตัวประกอบกับมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจต่าง ๆ ของรัฐบาล โดยในส่วนของห้างสรรพสินค้า ธุรกิจขายปลีก และขายส่ง มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นสืบเนื่องจากการขยายตัวของการใช้จ่ายเพื่ออุปโภค-บริโภคของครัวเรือน ในส่วนของธุรกิจโรงแรมและภัตตาคารมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามการขยายตัวของธุรกิจโรงแรมและภัตตาคารที่ขยายตัวร้อยละ 11.5 จากจำนวนนักท่องเที่ยวต่างประเทศที่ขยายตัวเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ธุรกิจอสังหาริมทรัพย์ อพาร์ทเมนต์และเกสต์เฮาส์มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากการขยายตัวของธุรกิจอสังหาริมทรัพย์และธุรกิจให้เช่าที่อยู่อาศัยที่ขยายตัวร้อยละ 3.9 โดยมีรายละเอียดการใช้ไฟฟ้าในกลุ่มธุรกิจที่สำคัญดังนี้

การใช้ไฟฟ้าในกลุ่มธุรกิจที่สำคัญ

หน่วย : กิกะวัตต์ชั่วโมง

ประเภท	2552	2553	2554	2555	เปลี่ยนแปลง (%)		
					2553	2554	2555
1. ห้างสรรพสินค้า	3,889	3,999	4,154	4,490	2.8	3.9	8.1
2. โรงแรม	3,070	3,326	3,372	3,721	8.4	1.4	10.3
3. อพาร์ทเมนต์และเกสต์เฮาส์	2,554	2,864	2,909	3,291	12.1	1.6	13.1
4. ขยายปลีก	2,317	2,487	2,679	2,968	7.3	7.7	10.8
5. อสังหาริมทรัพย์	2,267	2,468	2,502	2,788	8.9	1.4	11.4
6. โรงพยาบาล	1,862	2,044	2,095	2,220	9.8	2.5	6.0
7. ขยายส่ง	1,517	1,740	1,891	2,242	14.7	8.7	18.6
8. ก่อสร้าง	909	920	919	982	1.2	-0.1	6.8
9. สถาบันการเงิน	884	914	886	950	3.5	-3.1	7.2
10. ภัตตาคารและไนต์คลับ	782	812	788	869	3.8	-2.9	10.3

ค่าเอฟที ในช่วงเดือนกันยายน-ธันวาคม 2555 อยู่ที่อัตรา 48 สตางค์ต่อหน่วย ปรับขึ้นจากค่าเอฟทีในช่วงเดือน พฤษภาคม-สิงหาคม 2555 ซึ่งอยู่ที่อัตรา 30 สตางค์ต่อหน่วย เนื่องจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

11. รายได้สรรพสามิตและฐานะกองทุนน้ำมัน

รายได้สรรพสามิต จากน้ำมันสำเร็จรูปในปี 2555 มีจำนวน 56,699 ล้านบาท

ฐานะกองทุนน้ำมัน ในปี 2555 ฐานะกองทุนน้ำมันเท่ากับติดลบ 16,800 ล้านบาท

รายได้สรรพสามิต และฐานะกองทุนน้ำมัน

หน่วย : ล้านบาท

ณ สิ้นปี	ภาษีสรรพสามิต	ฐานะกองทุนน้ำมัน	รายรับ (รายจ่าย)
2551	54,083	11,069	11,069
2552	123,445	21,294	10,225
2553	153,561	27,441	6,147
2554	92,766	-14,000	-41,441
2555	56,699	-16,800	-4,079
มกราคม	5,514	-15,774	-1,774
กุมภาพันธ์	5,245	-18,699	-2,925
มีนาคม	5,151	-21,304	-2,605
เมษายน	4,897	-22,820	-1,516
พฤษภาคม	5,128	-21,864	956
มิถุนายน	4,997	-18,623	3,241
กรกฎาคม	5,327	-14,213	4,410
สิงหาคม	5,338	-15,325	-1,112
กันยายน	5,036	-18,423	-3,098
ตุลาคม	4,945	-19,500	-1,077
พฤศจิกายน	5,121	-18,079	1,421
ธันวาคม	5,485	-16,800	1,279



สถานการณ์ ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

1. ราคาน้ำมันดิบ

ธันวาคม 2555 ราคาน้ำมันดิบดูไบ เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$106.34 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$0.92 ต่อบาร์เรล จากปัญหาหน้าผาทางการคลังในสหรัฐอเมริกา (US Fiscal Cliff) ยังไม่ได้รับการแก้ไข รวมถึงตัวแทนของพรรค Democrat กล่าวว่าสหรัฐอเมริกากำลังจะตกหน้าผาทางการคลัง เป็นสัญญาณว่าการตกลงกับพรรค Republican ยังไม่สามารถบรรลุข้อตกลงได้ ทางด้านประธานาธิบดีชูดานกล่าวว่าชูดานมีความพร้อมในการเจรจากับประธานาธิบดีชูดานได้เกี่ยวกับการส่งออกน้ำมันดิบจากชูดานใต้ผ่านท่อขนส่งของชูดาน ทั้งนี้ ทั้ง 2 ประเทศได้เซ็นข้อตกลงการส่งออกน้ำมันร่วมกันในเดือนกันยายน 2555 แต่ทั้ง 2 ประเทศไม่ถอนกำลังทหารจากชายแดนพิพาทตามข้อตกลงขั้นแรก ก่อนเริ่มการส่งออกน้ำมัน ส่วนน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$88.25 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$1.71 ต่อบาร์เรล จากความคาดหวังของนักลงทุนต่อการแก้ปัญหาวิกฤตหน้าผาการคลังในสหรัฐอเมริกา รวมทั้งสำนักงานสารสนเทศด้านพลังงานของสหรัฐอเมริกา (EIA) รายงานปริมาณน้ำมันดิบคงคลังลดลง 11.1 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ 359.9 ล้านบาร์เรล สิ้นสุดสัปดาห์สุดท้ายของปี 2555 จากปริมาณการนำเข้าที่ลดลงของโรงกลั่นต่าง ๆ ในประเทศ เพื่อลดภาษีน้ำมันดิบคงคลัง ณ สิ้นปี นับว่าเป็นการลดลงที่มากที่สุดนับจากปี 2544 เป็นต้นมา

มกราคม 2556 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$107.94 และ \$94.77 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$1.60 และ \$6.52 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากปัจจัยสนับสนุนจากตัวเลขเศรษฐกิจต่าง ๆ ที่ประกาศออกมาดีตามคาด โดยดัชนีความเชื่อมั่นต่อเศรษฐกิจยุโรป

เดือนมกราคม 2556 ที่ปรับเพิ่มขึ้นจากเดือนก่อน และดัชนีชี้วัดเศรษฐกิจเยอรมนี (IFO) เดือนมกราคม 2556 ที่แตะระดับสูงสุดนับจากเดือนมิถุนายน 2555 ส่งสัญญาณการฟื้นตัวของเศรษฐกิจยุโรป ในขณะที่ยอดสินค้าคงทนของสหรัฐอเมริกาเดือนธันวาคม 2555 ราคาก๊าซในเดือนพฤศจิกายน 2555 การผลิตภาคอุตสาหกรรมในเดือนมกราคม 2556 อีกทั้งการจ้างงานภาคเอกชนและนอกภาคการเกษตรเดือนมกราคม 2556 ที่ขยายตัวช่วยลดแรงกดดันจากตัวเลขจีดีพีไตรมาส 4 ที่หดตัวลงร้อยละ 0.1 จากไตรมาสก่อน เนื่องจากได้รับผลกระทบจากพายุเฮอริเคนแซนดี้ นอกจากนี้ยังมีประเด็นเรื่องปัญหานิวเคลียร์อิหร่านที่กลับมาสร้างความกังวลต่อนักลงทุนถึงอุปทานที่อาจได้รับผลกระทบ หลังอิหร่านวางแผนที่จะติดตั้งอุปกรณ์หมุนเหวี่ยงเพื่อเสริมสมรรถนะแร่ยูเรเนียมให้ทันสมัยขึ้น โดยที่การเจรจาของตัวแทนกลุ่มชาติตะวันตกกับอิหร่านยังไม่มีความคืบหน้า ใดๆ ก็ดี น้ำมันดิบเวสต์เท็กซัสได้รับแรงกดดันในช่วงปลายสัปดาห์จากปริมาณน้ำมันดิบคงคลังบริเวณจุดส่งมอบคัชชิง โอกาโฮมา ที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากกำลังการขนส่งน้ำมันของท่อส่งน้ำมัน Seaway ที่ลดกำลังลงจากอุปสงค์ปลายทางที่ปรับลดลงตามการปิดซ่อมบำรุงของโรงกลั่น

กุมภาพันธ์ 2556 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$111.09 และ \$95.27 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$3.15 และ \$0.50 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากนักลงทุนมีความคาดหวังว่าสหรัฐอเมริกามีบทบาทสรุปเกี่ยวกับมาตรการแก้ไขปัญหาหน้าผาทางการคลังได้ทัน โดยสภาผู้แทนราษฎรจะกลับมาประชุมเพื่อหาข้อสรุปอีกครั้ง ซึ่งเชื่อว่าจะหาวิธีหลีกเลี่ยงมาตรการขึ้นภาษีและลดรายจ่ายที่จะมีผลบังคับใช้ในวันที่ 1 มกราคมนี้ได้ ประกอบกับเงินประกาศ

ตัวเลขการนำเข้าน้ำมันดิบในเดือนมกราคม เพิ่มขึ้นกว่าร้อยละ 7 จากปีก่อน ขณะที่การนำเข้าน้ำมันจากอิหร่านปรับลดลงกว่าร้อยละ 30 ซึ่งเป็นผลมาจากมาตรการคว่ำบาตรจากชาติตะวันตก ส่งผลให้ตลาดมีความกังวลต่ออุปทานน้ำมันดิบที่มีแนวโน้มตึงตัวมากขึ้น รวมทั้งนักวิเคราะห์คาดการณ์ว่าปริมาณน้ำมันดิบคงคลังของสหรัฐอเมริกา ณ วันที่ 21 ธันวาคม 2555 จะปรับลดลง 1.9 ล้านบาร์เรล เนื่องจากปริมาณการนำเข้าที่ปรับลดลง ประกอบกับโรงกลั่นพยายามให้น้ำมันคงคลังของตัวเองอยู่ในระดับต่ำในช่วงสิ้นปี

2. ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดสิงคโปร์

ธันวาคม 2555 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$118.85, \$115.90 และ \$123.37 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว \$0.77, \$0.55 และ \$0.54 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากมีแรงซื้อในตลาดมากขึ้น ประกอบกับอินโดนีเซียมีแผนที่จะนำเข้าน้ำมันเบนซินในระดับสูงในเดือนมกราคม 2556 ในขณะที่โรงกลั่นในมาเลเซียมีแผนปิดซ่อมบำรุงในเดือนมกราคมเช่นกัน อีกทั้งความกังวลด้านอุปทานที่มีแนวโน้มปรับลดลงหลังโรงกลั่นในภูมิภาคหลายแห่งจะปิดซ่อมบำรุงในต้นปีหน้า นอกจากนี้ปริมาณน้ำมันเบนซินคงคลังที่สิงคโปร์ปรับตัวลดลงเนื่องจากอินเดียลดปริมาณการส่งออกลง ขณะที่ราคาน้ำมันดีเซลได้รับแรงกดดันจากอุปทานส่วนเกินในภูมิภาคค่อนข้างมาก ขณะที่โอกาสในการส่งออกไปยังยุโรปยังต่ำอยู่ อีกทั้งการซื้อขายน้ำมันดีเซลในภูมิภาคเอเชียชะลอตัวเนื่องจากผู้ค้ารอดูทิศทางตลาดหลังจาก Platts เปลี่ยนกำหนดคุณภาพในการประเมินราคาน้ำมันดีเซลโดยลดปริมาณกำมะถันจาก 0.5% (5,000 ppm) ลงเป็น 0.05% (500 ppm) เริ่มวันที่ 2 มกราคม 2556

มกราคม 2556 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$122.77, \$120.07 และ \$127.01 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$3.92, \$4.17 และ \$3.64 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ เนื่องจากความกังวลต่ออุปทานตึงตัว หลังจาก Hess Corp. ประกาศขายโรงกลั่นที่ตั้งอยู่บริเวณรัฐนิวเจอร์ซีย์ ก่อปรกับรัฐทางตะวันออกของสหรัฐอเมริกาได้มีการสั่งซื้อน้ำมันเบนซินเพื่อเตรียมใช้ในฤดูร้อนซึ่งมีความต้องการใช้สูง อีกทั้งยังได้รับแรงหนุนจากความต้องการนำเข้าจากประเทศแถบตะวันออกกลางรวมทั้งเวียตนามด้วย ขณะที่อุปสงค์ภายในภูมิภาคที่ปรับเพิ่มสูงขึ้น แต่อุปทานปรับตัวลดลงตามแผนการซ่อมบำรุงของโรงกลั่นหลายแห่งในภูมิภาค รวมทั้งปริมาณน้ำมันเบนซินคงคลังที่สิงคโปร์ที่ปรับลดลงยังเป็นปัจจัยเสริมช่วยหนุนราคา ในขณะที่อุปสงค์น้ำมันดีเซลในยุโรปที่เพิ่มขึ้นจากอากาศที่หนาวเย็นและความต้องการนำเข้าหลายประเทศในแอฟริกา ช่วยลด

อุปทานส่วนเกินในภูมิภาคลงไปได้ และผู้ซื้อกังวลว่าอุปทานจะตึงตัวมากขึ้นตามแผนการซ่อมบำรุงของโรงกลั่นต่าง ๆ ในภูมิภาค

กุมภาพันธ์ 2556 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ \$132.98, \$129.78 และ \$132.75 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว \$10.21, \$9.71 และ \$5.74 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จาก Petroleum Association of Japan (PAJ) รายงานโรงกลั่นในญี่ปุ่นผลิตน้ำมันเบนซิน ณ วันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2556 อยู่ที่ระดับ 6.30 ล้านบาร์เรล ลดลงร้อยละ 3.1 (W-O-W) ก่อปรกับ Indian Petroleum & Analysis Cell รายงานยอดขายของอินเดียเดือนมกราคม 2556 เพิ่มขึ้นร้อยละ 12 (Y-O-Y) อยู่ที่ระดับ 1.30 ล้านตัน อีกทั้ง Energy Information Administration (EIA) รายงานปริมาณสำรองเชิงพาณิชย์ของสหรัฐอเมริกา ลดลง 2.9 ล้านบาร์เรล (W-O-W) ลดลงสูงสุดตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2555 นอกจากนี้ Commodity Weather Group คาดว่าอากาศในสหรัฐอเมริกาจะหนาวกว่าปกติไปอีก 10 วัน ซึ่งจะทำให้ความต้องการใช้น้ำมันดีเซลเพื่อทำความร้อนของสหรัฐอเมริกาปรับตัวสูงขึ้นในระยะนี้ รวมทั้ง Platts รายงานอุปสงค์น้ำมันดีเซลจากภูมิภาคแอฟริกาตะวันออกแข็งแกร่งโดยแทนซาเนีย เคนยา โมซัมบิก ซูดาน และอียิปต์ นำเข้าปริมาณรวมเฉลี่ย 5.1 ล้านบาร์เรลต่อเดือน ในช่วงเดือนมกราคม-มิถุนายน 2556

3. ราคาขายปลีก

ธันวาคม 2555-กุมภาพันธ์ 2556 จากสถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกและภาวะเงินเฟ้อของประเทศ รวมทั้งการส่งเสริมพลังงานทดแทนและฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ประกอบกับไม่ให้ราคาขายปลีกน้ำมันส่งผลกระทบต่อค่าขนส่งและค่าโดยสาร คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) จึงได้มีการปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยในช่วงระหว่างวันที่ 1 ธันวาคม 2555-28 กุมภาพันธ์ 2556 ได้มีการปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนฯ โดยอัตราที่ปรับขึ้นอยู่กับแต่ละชนิดน้ำมัน ทำให้อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 ของน้ำมันเบนซิน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล์ 91 และดีเซล อยู่ที่ 9.20, 7.90, 3.50, -0.90, -11.10, 3.50 และ 0.70 บาทต่อลิตร ตามลำดับ จากการปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนฯ และราคาน้ำมันตลาดโลกที่เปลี่ยนแปลง ส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล์ 91 และดีเซลหมุนเร็ว ณ วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 อยู่ที่ระดับ 48.75, 46.25, 40.33, 34.88, 23.18, 37.88 และ 29.99 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง

	2554	2555	2556	2555		2556	
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	พฤศจิกายน	ธันวาคม	มกราคม	กุมภาพันธ์
น้ำมันดิบ (หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล)							
ดูไบ	106.32	109.05	109.36	107.26	106.34	107.94	111.09
เบรนท์	111.26	111.86	114.74	109.64	109.31	112.78	116.90
เวสต์เท็กซัส	95.01	94.11	95.00	86.54	88.25	94.77	95.27
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจอร์จทาวน์ (หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล)							
เบนซินออกเทน 95	119.77	123.42	127.36	119.62	118.85	122.77	132.98
เบนซินออกเทน 92	117.40	120.26	124.44	116.45	115.90	120.07	129.78
ดีเซลหมุนเร็ว	124.56	126.15	129.60	123.91	123.37	127.01	132.75
ราคาขายปลีกของไทย (หน่วย : บาท/ลิตร)							
	2554	2555	2556	2555		2556	
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	30 พ.ย.	31 ธ.ค.	31 ม.ค.	28 ก.พ.
เบนซินออกเทน 95	44.49	46.26	47.30	48.60	48.60	46.75	48.75
เบนซินออกเทน 91	39.69	41.92	44.80	43.75	43.75	44.25	46.25
แก๊สโซฮอล์ 95 E10	36.44	37.95	38.88	37.83	37.83	38.33	40.33
แก๊สโซฮอล์ 91	33.94	35.93	36.43	35.38	35.38	35.88	37.88
แก๊สโซฮอล์ 95 E20	32.93	34.33	33.43	32.38	32.38	32.38	34.88
แก๊สโซฮอล์ 95 E85	21.75	22.22	22.33	21.68	21.68	21.98	23.18
ค่าการตลาดของผู้ค้าน้ำมัน (หน่วย : บาท/ลิตร)							
			29.86	29.79	29.79	29.79	29.99
	2554	2555	2556	2555		2556	
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	พฤศจิกายน	ธันวาคม	มกราคม	กุมภาพันธ์
เบนซินออกเทน 95	5.41	5.09	2.73	4.96	5.11	2.99	2.45
เบนซินออกเทน 91	1.87	1.99	2.12	2.12	2.28	2.38	1.84
แก๊สโซฮอล์ 95 E10	1.38	1.54	1.41	1.54	1.66	1.68	1.11
แก๊สโซฮอล์ 91	1.55	1.76	1.63	1.77	1.88	1.91	1.33
แก๊สโซฮอล์ 95 E20	2.38	2.56	1.84	2.12	2.19	2.13	1.51
แก๊สโซฮอล์ 95 E85	8.26	10.35	8.32	9.75	9.64	9.01	7.55
ดีเซลหมุนเร็ว	1.27	1.53	1.44	1.48	1.55	1.52	1.35
เฉลี่ยรวม	1.40	1.63	1.55	1.61	1.70	1.68	1.40
ค่าการกลั่นของผู้ค้าน้ำมัน (หน่วย : บาท/ลิตร)							
	2554	2555	2556	2555		2556	
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	พฤศจิกายน	ธันวาคม	มกราคม	กุมภาพันธ์
เฉลี่ยรวม	1.5654	2.1496	2.4115	2.0344	2.1512	2.1295	2.7237

ราคาลิขสิทธิ์น้ำมันเชื้อเพลิง (ต่อ)

อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (หน่วย : บาท/ลิตร)						
	30 ก.ย. 55	31 ต.ค. 55	30 พ.ย. 55	31 ธ.ค. 55	31 ม.ค. 56	28 ก.พ. 56
เบนซินออกเทน 95	7.40	8.00	8.00	8.50	8.50	9.20
เบนซินออกเทน 91	6.10	6.70	6.70	7.20	7.20	7.90
แก๊สโซฮอล์ 95 E10	1.70	2.30	2.30	2.80	2.80	3.50
แก๊สโซฮอล์ 91	-0.60	0.00	0.00	0.50	0.50	1.20
แก๊สโซฮอล์ 95 E20	-0.90	-2.30	-2.30	-1.80	-1.80	-0.90
แก๊สโซฮอล์ 95 E85	-11.80	-11.80	-11.80	-11.80	-11.80	-11.10
ดีเซลหมุนเร็ว	0.20	0.70	0.70	1.50	1.10	0.70
LPG ภาคครัวเรือน (บาท/กก.)	0.7936	0.9378	1.0384	1.0349	1.0577	1.2483
LPG ภาคขนส่ง (บาท/กก.)	3.8310	3.9752	4.0758	4.0723	4.0951	4.2857
LPG ภาคอุตสาหกรรม (บาท/กก.)	12.0136	12.1578	12.2584	12.2549	12.2777	12.4683

โครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556

หน่วย : บาท/ลิตร

	เบนซิน 95	เบนซิน 91	แก๊สโซฮอล์ 95 E10	แก๊สโซฮอล์ 91	แก๊สโซฮอล์ 95 E20	แก๊สโซฮอล์ 95 E85	ดีเซล หมุนเร็ว
ราคาน้ำมัน ณ โรงกลั่น	25.3453	24.9226	25.3394	25.1286	25.2506	23.8533	25.2989
ภาษีสรรพสามิต	7.0000	7.0000	6.3000	6.3000	5.6000	1.0500	0.0050
ภาษีเทศบาล	0.7000	0.7000	0.6300	0.6300	0.5600	0.1050	0.0005
กองทุนน้ำมันฯ	9.2000	7.9000	3.5000	1.2000	-0.9000	-11.1000	0.7000
กองทุนอนุรักษ์พลังงาน	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500
ภาษีมูลค่าเพิ่ม (ขายส่ง)	2.9747	2.8541	2.5214	2.3456	2.1532	0.9911	1.8378
รวมขายส่ง	45.4700	43.6267	38.5408	35.8542	32.9138	15.1494	28.0922
ค่าการตลาด	30.654	2.4517	1.6722	1.8933	1.8376	7.5053	1.7736
ภาษีมูลค่าเพิ่ม (ค่าการตลาด)	0.2146	0.1716	0.1171	0.1325	0.1286	0.5254	0.1242
รวมขายปลีก	48.75	46.25	40.33	37.88	34.88	23.18	29.99

4. สถานการณ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)

4.1 การปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือน
ตั้งราคาอยู่ที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม ถึงเดือน
มีนาคม 2556 ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2556

4.2 การปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรม
(1) เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2555 กบง.เห็นชอบ
แนวทางการปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรม
ดังนี้

- ให้กำหนดราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรม
ไว้ที่ 30.13 บาทต่อกิโลกรัม กรณีราคา LPG ตลาดโลก
ปรับตัวสูงขึ้นมากทำให้ต้นทุนราคาก๊าซ LPG จากโรงกลั่น
น้ำมันเกิน 30.13 บาทต่อกิโลกรัม ให้กำหนดราคาขายปลีก
ก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรมไว้ที่ 30.13 บาทต่อกิโลกรัม

- ให้กำหนดราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคอุตสาหกรรม
เป็นไปตามต้นทุนโรงกลั่นน้ำมันกรณีราคาก๊าซ LPG ตลาด
โลกปรับตัวลดลงทำให้ต้นทุนราคาก๊าซ LPG จากโรงกลั่น
น้ำมันต่ำกว่า 30.13 บาทต่อกิโลกรัม

(2) ราคาก๊าซ LPG

เดือน	พ.ย. 55	ธ.ค. 55	ม.ค. 56	ก.พ. 56
ราคา LPG CP (\$/Ton)	1,026	986	955	910
ราคาขายปลีก (บาท/กก.)	30.13	30.13	30.13	30.13

4.3 การปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่ง

เนื่องจากมติคณะรัฐมนตรีเห็นชอบให้คงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่งไว้ที่ 21.13 บาทต่อกิโลกรัม ไปจนถึงวันที่ 15 สิงหาคม 2555 สนพ.ได้ออกประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน เรื่อง การกำหนดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนสำหรับก๊าซที่จำหน่ายให้โรงงานขนส่ง ฉบับที่ 69 ทำให้ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ที่จำหน่ายก๊าซให้ภาคขนส่งต้องส่งเงินเข้ากองทุนเพิ่มเติมตั้งแต่วันที่ 16 พฤษภาคม 2555 ถึงวันที่ 15 สิงหาคม 2555 ในอัตราเดิมคือ 2.8036 บาทต่อกิโลกรัม ส่งผลให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ 21.13 บาทต่อกิโลกรัม

ต่อมา กบง.เมื่อวันที่ 14 สิงหาคม 2555 เห็นชอบให้ปรับเพิ่มราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่งขึ้น 0.25 บาทต่อกิโลกรัม ตั้งแต่วันที่ 16 สิงหาคม 2555 ส่งผลให้ราคาขายปลีกก๊าซ LPG ภาคขนส่งอยู่ที่ 21.38 บาทต่อกิโลกรัม

โครงสร้างราคาก๊าซ LPG เดือนกุมภาพันธ์ 2556

หน่วย : บาท/กก.

	ภาคครัวเรือน	ภาคขนส่ง	ภาคอุตสาหกรรม
ราคา ณ โรงกลั่น	10.0510	10.0510	10.0510
ภาษีสรรพสามิต	2.1700	2.1700	2.1700
ภาษีเทศบาล	0.2170	0.2170	0.2170
กองทุนน้ำมันฯ	1.2483	1.2483	1.2483
กองทุนอนุรักษ์ฯ	0.0000	0.0000	0.0000
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	0.9580	0.9580	0.9580
ราคาขายส่ง	14.6443	14.6443	14.6443
กองทุนน้ำมันฯ	-	3.0374	11.2200
ค่าการตลาด	3.2566	3.2566	3.2566
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	0.2280	0.4406	1.0134
ราคาขายปลีก	18.13	21.38	30.13

สถานการณ์การนำเข้าก๊าซ LPG ตั้งแต่เดือนเมษายน 2551-กุมภาพันธ์ 2556 ได้มีการขดเซยกนำเข้าเป็นเงิน 103,386 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดดังนี้

ภาวะเงินขดเซยกการนำเข้าก๊าซ LPG เดือนเมษายน 2551-กุมภาพันธ์ 2556			
เดือน	ปริมาณนำเข้า (ตัน)	อัตราเงินขดเซยก (บาท/กก.)	เงินขดเซยก (ล้านบาท)
รวม ปี 51	446,414	17.80	7,948
รวม ปี 52	745,302	9.25	6,896
รวม ปี 53	1,593,135	13.97	22,262
รวม ปี 54	1,439,066	17.93	25,802
เม.ย. 55	184,656	25.40	4,691
พ.ค. 55	115,667	19.98	2,311
มิ.ย. 55	109,592	14.67	1,607
ก.ค. 55	84,189	10.63	895
ส.ค. 55	180,750	16.78	3,032
ก.ย. 55	181,039	21.98	3,978
ต.ค. 55	139,051	23.31	3,241
พ.ย. 55	137,525	23.26	3,199
ธ.ค. 55	115,167	21.63	2,491
รวม ปี 55	1,676,567	21.48	36,020
ม.ค. 56	93,003	20.43	1,900
ก.พ. 56	181,495	18.73	3,400
รวม ปี 56	274,498	21.48	5,300
รวมทั้งสิ้น	6,174,982	16.88	104,228

ภาวะการขดเซยกก๊าซ LPG ของโรงกลั่น ตั้งแต่เดือน มกราคม 2554-กุมภาพันธ์ 2556 ได้มีการขดเซยกก๊าซ LPG ที่จำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงของโรงกลั่นน้ำมัน เป็นเงินประมาณ 16,148 ล้านบาท

ประมาณการภาวะเงินขดเซยก LPG ของโรงกลั่นน้ำมัน เดือนมกราคม-กุมภาพันธ์ 2556			
เดือน	ปริมาณผลิต เพื่อเป็นเชื้อเพลิง (ตัน)	อัตราเงินขดเซยก (บาท/กก.)	เงินขดเซยก (ล้านบาท)
รวม ปี 54	874,937	11.97	10,471
ม.ค. 55	93,050	12.89	1,200
ก.พ. 55	72,953	16.61	1,212
มี.ค. 55	77,252	20.58	1,590
เม.ย. 55	92,582	15.44	1,430
พ.ค. 55	96,539	12.05	1,164
มิ.ย. 55	82,224	9.12	750
ก.ค. 55	77,304	6.28	486
ส.ค. 55	69,818	10.68	746
ก.ย. 55	70,156	14.90	1,046
ต.ค. 55	82,006	15.81	1,297
พ.ย. 55	87,335	16.24	1,419
ธ.ค. 55	99,729	15.31	1,527
รวม ปี 55	1,000,948	13.85	13,864
ม.ค. 56	88,266	14.55	1,284
ก.พ. 56	75,499	13.25	1,000
รวม ปี 56	163,765	13.95	2,285

5. สถานการณ์เอทานอลและไบโอดีเซล

5.1 การผลิตเอทานอล ผู้ประกอบการผลิตเอทานอล จำนวน 21 ราย กำลังการผลิตรวม 4.02 ล้านลิตรต่อวัน แต่มีรายงานการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเพียง 19 ราย มีปริมาณการผลิตประมาณ 2.38 ล้านลิตรต่อวัน โดยราคาเอทานอลแปลงสภาพเดือนธันวาคม 2555 อยู่ที่ 20.34 บาทต่อลิตร เดือนมกราคม 2556 อยู่ที่ 21.39 บาทต่อลิตร และกุมภาพันธ์ 2556 อยู่ที่ 23.59 บาทต่อลิตร

5.2 การผลิตไบโอดีเซล ผู้ผลิตไบโอดีเซลที่ได้คุณภาพตามประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน จำนวน 9 ราย โดยมีกำลังการผลิตรวม 6.01 ล้านลิตรต่อวัน การผลิตอยู่ที่ประมาณ 2.71 ล้านลิตรต่อวัน ราคาไบโอดีเซลในประเทศเฉลี่ยเดือนธันวาคม 2555 อยู่ที่ 26.41 บาทต่อลิตร เดือนมกราคม 2556 อยู่ที่ 28.64 บาทต่อลิตร และเดือนกุมภาพันธ์ 2556 อยู่ที่ 28.77 บาทต่อลิตร

ปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง

หน่วย : ล้านลิตร/วัน

ชนิดของน้ำมันเชื้อเพลิง	2555			2556
	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.
เบนซิน 95	0.10	0.10	0.12	0.97
แก๊สโซฮอล์ 95 (E10)	5.32	5.52	6.08	7.73
แก๊สโซฮอล์ 95 (E20)	1.24	1.47	1.76	1.90
แก๊สโซฮอล์ 95 (E85)	0.13	0.15	0.19	0.20
เบนซิน 91	8.30	8.70	8.64	3.04
แก๊สโซฮอล์ 91	5.99	6.22	6.22	7.86
เอทานอล	1.49	1.59	1.74	2.11
ดีเซลหมุนเร็ว	53.70	57.60	57.85	60.30
B100	2.15	2.30	2.31	2.41

6. สถานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2556 มีทรัพย์สินรวม 4,297 ล้านบาท หนี้สินกองทุน 19,798 ล้านบาท แยกเป็นหนี้ค้างชำระชดเชย 12,272 ล้านบาท งบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 217 ล้านบาท และเงินกู้ยืม 7,300 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ -15,492 ล้านบาท

ประมาณการฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (ณ วันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2556)

หน่วย : ล้านบาท

เงินฝากธนาคาร*	965
รายได้ค้างรับ	
ลูกหนี้-รายได้ค้างรับจากผู้ประกอบการค้าน้ำมัน	936
ลูกหนี้-รายได้ค้างรับจากผู้จำหน่าย LPG ภาคอุตสาหกรรม	1,640
ลูกหนี้-รายได้ค้างรับจากผู้จำหน่าย LPG ภาคขนส่ง	755
สินทรัพย์รวม	4,297
หนี้สิน	
เจ้าหนี้-เงินชดเชยราคาก๊าซ LPG ที่นำเข้าจากต่างประเทศ ค้างจ่าย	2,501
เจ้าหนี้-เงินชดเชยราคาก๊าซ LPG ที่ผลิตโดยโรงกลั่นน้ำมันภายในประเทศ ค้างจ่าย	2,500
เจ้าหนี้-เงินชดเชยราคาขายปลีก NGV ค้างจ่าย	5,400
เจ้าหนี้-เงินชดเชยน้ำมันเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ค้างจ่าย	1,699
เจ้าหนี้-เงินชดเชยส่วนลดค่าก๊าซธรรมชาติจากการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชนอม	140
เจ้าหนี้-เงินชดเชยตามมาตรการปรับลดราคาขายปลีกน้ำมัน ค้างจ่าย	32
เจ้าหนี้-เงินงบบุบริหารและสนับสนุนโครงการ	217
เจ้าหนี้-เงินกู้ยืม	7,300
หนี้สินรวม**	19,789
ฐานะกองทุนฯ สุทธิ	-15,492

หมายเหตุ :

* เงินฝากธนาคาร รวมเงินฝากโครงการส่งเสริมการปลูกปาล์มน้ำมัน 505 ล้านบาท ครอบคลุมเงินฝากวันที่ 25 มกราคม 2561 ตามข้อตกลงระหว่างกระทรวงพลังงานกับธนาคารเพื่อการเกษตรและสหกรณ์การเกษตร

** หนี้สินรวม จำแนกตามระยะเวลาครบกำหนดชำระหนี้ได้ดังนี้

- 1) หนี้สินที่ครบกำหนดชำระภายใน 1 เดือน 3,890 ล้านบาท
- 2) หนี้สินที่ครบกำหนดชำระภายใน 2-3 เดือน 4,414 ล้านบาท
- 3) หนี้สินที่ครบกำหนดชำระภายใน 4-6 เดือน 1,431 ล้านบาท
- 4) หนี้สินที่ครบกำหนดชำระภายใน 7-12 เดือน 10,054 ล้านบาท

หนี้สินรวม 19,789 ล้านบาท

หนี้เงินชดเชยค้างจ่าย เป็นหนี้ที่รวบรวมข้อมูลจากเจ้าหนี้ ซึ่งอยู่ระหว่างตรวจสอบจากกรมสรรพสามิต

*** และประมาณการต่อโดยคำนวณจากปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง คูณอัตราเงินชดเชย

ที่มา : สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (องค์การมหาชน)

โครงการ

LNG Receiving Terminal

ระยะที่ 2



คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2555 เห็นชอบโครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2 (โครงการ Map Ta Phut LNG Terminal ระยะที่ 2) วงเงินลงทุนรวม 21,400 ล้านบาท โดยให้บริษัท PTTLNG เป็นผู้ดำเนินการโดยสรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

1. การดำเนินการที่ผ่านมา

1.1 เพื่อรองรับแผนการนำเข้า LNG ปตท.ได้เร่งดำเนินโครงการ LNG Receiving Terminal โดยจัดตั้ง บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG) ขึ้นในปี 2549 ซึ่ง ปตท. ถือหุ้นร้อยละ 100 เพื่อให้บริการ ปตท.ในการรับเรือนำเข้า LNG ขนถ่าย เก็บรักษา และเปลี่ยนสภาพจากของเหลวเป็น ก๊าซเพื่อส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกของ ปตท.

โครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 1 ได้ดำเนินการก่อสร้างแล้วเสร็จและเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ เมื่อวันที่ 6 กันยายน 2554 โดยบริษัท PTTLNG เป็นผู้ดำเนินการโครงการตั้งอยู่ในบริเวณนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (กนอ.) จังหวัดระยอง ประกอบด้วย ท่าเทียบเรือจำนวน 1 ท่า ถึงกักเก็บ LNG ขนาด 160,000 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 2 ถัง และหน่วยเปลี่ยนสภาพ LNG กำลังผลิตขนาด 5 ล้านตันต่อปี (ประมาณ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)

1.2 ในปี 2554 มีการนำเข้า LNG คิดเป็นปริมาณ 708,136 ตัน (รวม Commissioning Cargoes และปริมาณ LNG ที่ใช้จริงในการแก้ปัญหาอุบัติเหตุท่อฯ) โดยมูลค่านำเข้า

LNG ในปี 2554 รวมเท่ากับ 524.77 ล้านเหรียญ (ราคาเฉลี่ยนำเข้า = 14.27 US\$/MMBtu) โดยคิดเป็นปริมาณ LNG ที่นำเข้าเพื่อการทดสอบ LNG Receiving Terminal ปริมาณ 187,058 ตัน และ LNG นำเข้าเพื่อใช้ในการแก้ปัญหาอุบัติเหตุท่อส่งก๊าซฯ เมื่อวันที่ 26 มิถุนายน – 15 สิงหาคม 2554 ซึ่งคิดเป็นประมาณ 115,933 ตัน ทั้งนี้ บริษัท PTTLNG เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date) ตั้งแต่วันที่ 6 กันยายน 2554 เป็นต้นมา

1.3 แผนการจัดการก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว

ในช่วงปี 2555-2559 เพื่อให้สามารถตอบสนองต่อความต้องการก๊าซธรรมชาติในประเทศ จึงมีความจำเป็นที่จะต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas : LNG) โดยในระยะ 3 ปี (ปี 2555-2557) ได้มีแผนที่จะดำเนินการจัดหา LNG ในรูปแบบสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น (Short Term Contract) และแผนที่จะดำเนินการจัดหา LNG เพิ่มเติมในรูปแบบของสัญญาระยะยาว (Long Term Contract) ในปี 2558 ซึ่งเป็นไปตามมติ กพข.เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553

รายละเอียดโครงการ Map Ta Phut LNG Terminal

	ระยะที่ 1	ระยะที่ 2	รวม
i) ท่าเทียบเรือ			
• จำนวนท่าเรือ	1	1	2
• ขนาดรับเรือเข้าเทียบสูงสุด (ลูกบาศก์เมตร)	264,000	264,000	264,000 x 2 ท่า
ii) ถังกักเก็บ LNG (ลูกบาศก์เมตร)	160,000 x 2 ถัง	160,000 x 2 ถัง	160,000 x 4 ถัง
iii) หน่วยเปลี่ยนสภาพก๊าซ (Regasification Unit)	5 ล้านตันต่อปี	5 ล้านตันต่อปี	10 ล้านตันต่อปี

ทั้งนี้ ในส่วนของการจัดหา LNG ในช่วงปี 2559-2573 เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มมากขึ้น รวมถึงเพื่อเป็นการเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ ปตท.มีแผนที่จะจัดหา LNG จากกลุ่มผู้ขายที่มีโครงการผลิต LNG อยู่แล้ว (Portfolio Suppliers) นอกจากนี้ยังมีแผนที่จะจัดหาจากโครงการที่เป็นโครงการใหม่ (Green Field Project) จากในหลาย ๆ ประเทศ ได้แก่ ประเทศออสเตรเลีย ประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศแคนาดา ประเทศโมซัมบิก และโครงการ FLNG

ทั้งนี้ โครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 1 นั้น คาดว่าจะสามารถรองรับการจัดหา LNG ได้จนถึงปี 2558 จึงมีความจำเป็นต้องเร่งดำเนินการก่อสร้าง LNG Receiving Terminal ในระยะที่ 2 ซึ่งจะทำให้โครงการ LNG Receiving Terminal มีกำลังผลิตรวม 10 ล้านตันต่อปี หรือ 1,400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อย่างไรก็ตาม ในระยะยาวเพื่อให้สามารถรองรับความต้องการการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามข้างต้น รวมถึงปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยมีจำกัด จึงมีความจำเป็นต้องจัดหา LNG ในปริมาณที่มากกว่า 10 ล้านตันต่อปี ในปี 2563 ดังนั้นเพื่อให้สามารถรองรับการนำเข้า LNG ในปริมาณที่มากกว่า 10 ล้านตันต่อปี นั้น จึงต้องดำเนินการก่อสร้าง LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ เพื่อที่จะรองรับการนำเข้า LNG ในปริมาณที่สูงกว่า 10 ล้านตันต่อปี



2. โครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2

จากประมาณการแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติข้างต้น ที่จำเป็นต้องนำเข้า LNG มาเพิ่มเติม เพื่อรองรับต่อปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง และเพื่อเป็นการเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้แก่ประเทศ จึงมีความจำเป็นต้องลงทุนโครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2 ให้แล้วเสร็จภายในปี 2559 โดยมีขอบเขตการขยายโครงการฯ ระยะที่ 2 ซึ่งประกอบด้วย

- การก่อสร้างท่าเทียบเรือ จำนวน 1 ท่า
- การก่อสร้างถังเก็บ LNG ขนาด 160,000 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 2 ถัง เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงให้แก่ระบบจัดส่งก๊าซธรรมชาติ
- การก่อสร้างหน่วยเปลี่ยนสภาพ LNG กำลังผลิตขนาด 5 ล้านตันต่อปี (ประมาณ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)

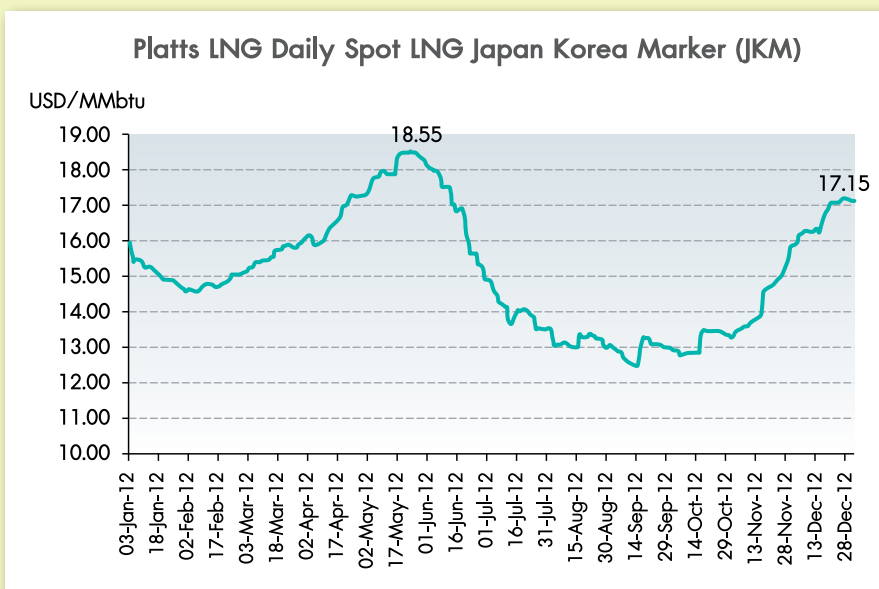
จากการขยายโครงการ Map Ta Phut LNG Terminal ระยะที่ 2 จะทำให้หน่วยเปลี่ยนสภาพ LNG มีกำลังผลิตรวมเป็น 10 ล้านตันต่อปี และความสามารถในการกักเก็บ LNG สูงสุดรวม 640,000 ลูกบาศก์เมตร (160,000 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 4 ถัง)

3. แผนดำเนินโครงการ

โครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2 มีแผนงานที่จะเริ่มดำเนินโครงการภายในปี 2555 และจัดจ้างผู้รับเหมาก่อสร้างโครงการภายในไตรมาส 4 ปี 2556 ซึ่งในส่วนการก่อสร้างอุปกรณ์และเครื่องจักรที่ใช้ในการเปลี่ยนสภาพจากของเหลวมาเป็นก๊าซเพื่อรองรับ LNG ขนาด 10 ล้านตันต่อปี จะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 3 ปี 2559 ส่วนการก่อสร้างถังกักเก็บ LNG นั้นจะแล้วเสร็จสมบูรณ์ทั้งโครงการในไตรมาส 2 ปี 2560

- 1) มีแหล่งผลิต LNG หยุดผลิต เนื่องจากเหตุการณ์ก่อการร้ายต่าง ๆ ที่ส่งผลต่อแหล่งผลิต LNG ได้แก่ เหตุระเบิดท่อส่งก๊าซฯ ที่เชื่อมระหว่างแหล่งผลิตก๊าซฯ และโครงการผลิต LNG ในประเทศเยเมน
- 2) รัฐบาลเกาหลีใต้พิจารณาเปลี่ยนนโยบายพลังงาน โดยลดการผลิตกระแสไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์
- 3) สภาพอากาศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือที่มีอุณหภูมิลดต่ำลงกว่าที่คาดการณ์ไว้

ทั้งนี้ ราคาเฉลี่ย Spot LNG ส่งมอบที่ประเทศญี่ปุ่นและประเทศเกาหลีใต้ (JKM) ปี 2555 อยู่ที่ระดับประมาณ 15.11 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู โดยราคาปรับตัวสูงสุดในช่วงเดือนพฤษภาคม 2555 ที่อยู่ที่ระดับประมาณ 18.55 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ซึ่งเป็นช่วงที่ประเทศญี่ปุ่นและประเทศเกาหลีใต้เพิ่มปริมาณคงคลังเพื่อเตรียมพร้อมเข้าสู่ฤดูร้อน และราคาได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นอีกครั้งในช่วงฤดูหนาวระหว่างเดือนพฤศจิกายน-ธันวาคม ทำให้ความต้องการ Spot LNG ปรับตัวสูงขึ้นอีกครั้ง



3.2 สถานการณ์ตลาด LNG ในปี 2556 จากความต้องการใช้ LNG ของประเทศญี่ปุ่นและประเทศเกาหลีใต้ยังคงอยู่ในระดับสูง เนื่องจากสภาพอากาศที่หนาวเย็นผนวกกับความต้องการใช้ LNG จากอเมริกาใต้ที่เพิ่มสูงขึ้น ขณะที่กำลังการผลิต LNG มีแนวโน้มคงที่ ทำให้ราคาเฉลี่ย Spot LNG ส่งมอบที่ประเทศญี่ปุ่นและประเทศเกาหลีใต้ (JKM) ตั้งแต่เดือนมกราคม-กุมภาพันธ์ 2556 อยู่ที่ระดับประมาณ 18.59 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู



4. การนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในระยะสั้นและระยะยาว

4.1 การจัดหา LNG ปี 2555 ปตท. ได้มีการดำเนินการจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะสั้นและสัญญา Spot สำหรับปี 2555 รวมจำนวน 14 เทียเวรี คิดเป็นปริมาณนำเข้ารวม 0.97 ล้านตัน โดยได้แบ่งการจัดหาเป็น 2 ช่วง คือ

- 1) การจัดหาด้วยสัญญาระยะสั้น (เดือนมกราคม-มิถุนายน 2555) ปตท. ดำเนินการนำเข้า LNG สัญญาระยะสั้นจากผู้ขาย 2 ราย ได้แก่ บริษัท Repsol และบริษัท Total Gas & Power Limited ตั้งแต่ปี 2554 โดยในระหว่างเดือนมกราคม-มิถุนายน 2555 ได้มีการส่งมอบ LNG จำนวน 6 เทียเวรี (ปริมาณรวม 0.42 ล้านตัน) โดยมีรายละเอียดดังนี้

เที่ยวที่	บริษัทผู้ขาย	วันที่นำเข้า	ปริมาณ (ตัน)
1	Stream (Repsol)	14 ม.ค. 55	73,966
2	Total Gas & Power Limited	7 ก.พ. 55	68,699
3	Total Gas & Power Limited	13 มี.ค. 55	60,499
4	Stream (Repsol)	1 เม.ย. 55	67,812
5	Stream (Repsol)	5 พ.ค. 55	73,911
6	Stream (Repsol)	4 มิ.ย. 55	74,009

2) การจัดหาด้วยสัญญา Spot (เดือนมิถุนายน-ธันวาคม 2555) ปตท.ดำเนินการจัดหา LNG แบบ SPOT cargo ระหว่างเดือนมิถุนายน-ธันวาคม 2555 จำนวนอีก 8 เที่ยวเรือ (ปริมาณรวม 0.55 ล้านตัน) เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซฯ ภายในประเทศโดยมีรายละเอียดดังนี้

เที่ยวที่	บริษัทผู้ขาย	วันที่นำเข้า	ปริมาณ (ตัน)
1	GDF Suez	24 มิ.ย. 55	63,933
2	BP	4 ก.ค. 55	51,019
3	GDF Suez	26 ก.ค. 55	66,661
4	GDF Suez	20 ก.ค. 55	62,628
5	Qatargas	18 ก.ย. 55	89,727
6	Total	26 ต.ค. 55	68,772
7	GDF Suez	6 พ.ย. 55	61,156
8	Qatargas	11 ธ.ค. 55	90,443

4.2 การจัดหา LNG ปี 2556-2557 ปตท.มีแผนจัดหา LNG ปี 2556 และปี 2557 ปริมาณปีละ 2.4 และ 3.5 ล้านตัน ตามลำดับ เพื่อให้สอดคล้องและเป็นไปตามแผนพัฒนา กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Revision 3)



4.3 การจัดหา LNG ในรูปแบบของสัญญา ระยะยาว คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2555 ได้มีมติเห็นชอบให้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ลงนาม ในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว (SPA) กับบริษัท Qatar Liquefied Gas Company Limited ประเทศกาตาร์ ในปริมาณ 2 ล้านตันต่อปี ตั้งแต่ปี 2558 เป็นเวลา 20 ปี และเงื่อนไขอื่น ๆ ตาม SPA โดยร่างสัญญาฯ ได้ผ่านการตรวจพิจารณาจาก สำนักงานอัยการสูงสุดเรียบร้อยแล้ว ทั้งนี้บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ได้ลงนามสัญญา LNG SPA กับบริษัท Qatar Liquefied Gas Company Limited เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2555

ร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โครงการน้ำเจียบ 1

รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding : MOU) เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2536 เพื่อส่งเสริมและให้ความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป.ลาว สำหรับจำหน่ายให้แก่ประเทศไทย จำนวนประมาณ 1,500 เมกะวัตต์ ภายในปี 2543 ต่อมารัฐบาลทั้งสองฝ่ายได้ลงนาม MOU อีก 3 ฉบับ เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 วันที่ 18 ธันวาคม 2549 และวันที่ 22 ธันวาคม 2550 เพื่อขยายปริมาณรับซื้อไฟฟ้าเป็น 3,000 เมกะวัตต์ 5,000 เมกะวัตต์ และ 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 หรือหลังจากนั้น

ปัจจุบันมี 5 โครงการภายใต้ MOU ดังกล่าวที่จ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แล้ว ได้แก่ โครงการเทิน-หินบูน (กำลังผลิต 220 เมกะวัตต์) โครงการห้วยเหาะ (กำลังผลิต 126 เมกะวัตต์) โครงการน้ำเทิน 2 (กำลังผลิต 948 เมกะวัตต์) โครงการน้ำจิม 2 (กำลังผลิต 597 เมกะวัตต์) และโครงการเทินหินบูนส่วนขยาย (กำลังผลิต 220 เมกะวัตต์) อีก 2 โครงการที่ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ โครงการหงสาสิกไนต์ (กำลังผลิต 1,473 เมกะวัตต์) และโครงการไชยะบุรี (กำลังผลิต 1,220 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบ กฟผ. ในปี 2558 และปี 2562 ตามลำดับ นอกจากนี้ มีอีก 2 โครงการที่ได้ลงนามบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) แล้ว และอยู่ระหว่างการเจรจาร่างสัญญา ได้แก่ โครงการเซเปียน-เซินน้อย (กำลังผลิต 354 เมกะวัตต์) และโครงการน้ำเจียบ 1 (กำลังผลิต 269 เมกะวัตต์) โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าระบบ กฟผ. ในปี 2562 ทั้งสองโครงการ

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมเมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2556 ได้พิจารณาร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเจียบ 1 และมีมติดังนี้

1. เห็นชอบร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเจียบ 1
2. มอบหมายให้ กฟผ. ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเจียบ 1 กับผู้พัฒนาโครงการเมื่อร่างสัญญา ได้ผ่านการตรวจพิจารณาจากสำนักงานอัยการสูงสุด ทั้งนี้ หากจำเป็นต้องมีการแก้ไขร่างสัญญา ที่ไม่กระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าที่ระบุไว้ในร่างสัญญา และเงื่อนไขสำคัญ รวมทั้งการปรับกำหนดเวลาของแผนงาน (Milestones) ที่เกี่ยวข้องกับกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ในช่วงก่อนการลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เพื่อให้เหมาะสมกับระยะเวลาในการกักเก็บน้ำและการทดสอบโรงไฟฟ้า ให้อยู่ในอำนาจการพิจารณาของคณะกรรมการ กฟผ. ในการแก้ไขโดยไม่ต้องนำกลับมาเสนอขอความเห็นชอบอีก
3. เห็นชอบให้นำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเจียบ 1 ซึ่งมีเงื่อนไขการระงับข้อพิพาทด้วยวิธีอนุญาโตตุลาการ เสนอขอความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี

รายละเอียดโครงการน้ำเจียบ 1

โครงการตั้งอยู่ในแขวงบอลิคำไซ สปป.ลาว

ลักษณะเขื่อนเป็นชนิดมีอ่างเก็บน้ำ

กำลังผลิตที่ชายแดน 269 เมกะวัตต์ ผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยประมาณ 1,459 ล้านหน่วยต่อปี แบ่งเป็น Primary Energy 1,271 ล้านหน่วย และ Secondary Energy 188 ล้านหน่วย

ระบบส่งไฟฟ้า

ฝั่ง สปป.ลาว ระบบส่ง 230 kV ระยะทางจากโครงการฯ ถึง สฟ.นาบง ประมาณ 125 กิโลเมตร และระบบส่ง 500 kV ระยะทางจาก สฟ.นาบง ถึงชายแดนประมาณ 27 กิโลเมตร โดยใช้ร่วมกับโครงการน้ำจิม 2

ฝั่งไทย ระบบส่ง 500 kV ระยะทางจากชายแดนถึง สฟ.อุตรธานี 3 ประมาณ 80 กิโลเมตร โดยใช้ร่วมกับโครงการน้ำจิม 2 และมีการก่อสร้างระบบส่งเพิ่มเติมช่วง สฟ.อุตรธานี 3-สฟ.ชัยภูมิ-สฟ.ท่าตะโก

อายุสัญญา 27 ปี โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ เดือนมกราคม 2562

กลุ่มผู้พัฒนาโครงการ ประกอบด้วย KPIC Netherlands B.V. (KPN) (45%), EGAT International Company (EGATi) (30%) และ Lao Holding State Enterprise (LHSE) (25%)

สาระสำคัญของร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเจียบ 1

คู่สัญญา

กฟผ.และ Nam Ngiep 1 Power Company Limited (ในร่าง PPA เรียกว่า Generator)

อายุสัญญา

27 ปี นับจากวันซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD)

กรณีที่ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งต้องการต่ออายุสัญญา ต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 2 ปี ก่อนสิ้นสุดอายุสัญญา

กำหนดวันจัดหาเงินทุน

Generator จะต้องจัดหาเงินทุนให้ได้ภายใน 12 เดือน นับจากวันลงนามสัญญา หรือภายในวันที่ 1 มกราคม 2556 แล้วแต่วันใดจะเกิดขึ้นทีหลัง (Scheduled Financial Close Date : SFCD) หากจัดหาเงินทุนล่าช้าจะต้องจ่ายค่าปรับให้ กฟผ. ในอัตรา 2,000 เหรียญสหรัฐต่อวัน

การพัฒนาโครงการและระบบส่ง

กฟผ.เริ่มมีหน้าที่ก่อสร้างสายส่งฝั่งไทย (EGAT Construction Obligation Commencement Date : ECOCD) ณ วันที่ช้ากว่าระหว่าง SFCD และ Financial Close Date (FCD) โดยจะต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 54 เดือน นับจาก ECOCD

Generator มีหน้าที่พัฒนาโครงการและก่อสร้างสายส่งฝั่งลาวให้แล้วเสร็จทันกำหนด SCOD ภายใน 60 เดือน นับจาก ECOCD

หากงานก่อสร้างล่าช้า ฝ่ายที่ทำให้เกิดความล่าช้า จะต้องจ่ายค่าปรับ (Liquidated Damages : LD) ตามอัตราที่กำหนด แต่หากความล่าช้านั้นเกิดจากเหตุสุดวิสัย (Force Majeure : FM) ฝ่ายที่อ้างเหตุสุดวิสัยจะต้องจ่ายค่า Force Majeure Offset Amount (FMOA) ตามอัตราที่กำหนด โดยจะได้รับคืนในภายหลัง (ซึ่งแตกต่างจาก LD ที่ไม่มีการจ่ายคืน)

การผลิตและส่งกระแสไฟฟ้าให้ กฟผ.

การผลิตไฟฟ้าของ Generator ต้องเป็นไปตาม Contracted Operating Characteristics (COC) ที่ระบุไว้ในสัญญา

การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าต้องสามารถตอบสนองคำสั่งของ กฟผ.ได้แบบ Fully Dispatchable

Generator ไม่มีสิทธิ์ขายพลังงานไฟฟ้าจากโครงการฯ ให้บุคคลที่สาม ยกเว้น (1) รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (2) ส่วนที่ใช้เป็น Station Service ที่ สฟ.นาบง และโรงไฟฟ้าโครงการอื่น ๆ ที่ใช้ สฟ.นาบงร่วมกัน และ (3) ส่วนที่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

การซื้อขายไฟฟ้าและราคาซื้อขายไฟฟ้า

พลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ.ซื้อจากโครงการฯ ได้แก่ :

Primary Energy (PE) คือ พลังงานไฟฟ้าที่ Generator จ่ายได้ไม่เกิน 16 ชั่วโมงต่อวัน ตั้งแต่วันจันทร์-วันเสาร์

Secondary Energy (SE) คือ พลังงานไฟฟ้าที่ Generator จ่ายเกินจาก PE ในวันจันทร์-วันเสาร์ (ไม่เกิน 5.35 ชั่วโมงต่อวัน) และวันอาทิตย์ (ไม่เกิน 21.35 ชั่วโมงต่อวัน)

Excess Energy (EE) เป็นพลังงานไฟฟ้าที่เกินจาก PE และ SE

โดย กฟผ.จะรับประกันซื้อ PE และ SE 100% แต่ไม่รับประกันซื้อ EE

Generator ต้องรับประกันการผลิต PE ส่งให้ กฟผ.ไม่ต่ำกว่าเฉลี่ยวันละ 8 ชั่วโมง (ไม่รวมวันอาทิตย์) ในแต่ละเดือน และเมื่อรวมทั้งปีแล้วจะต้องไม่ต่ำกว่าเฉลี่ยวันละ 10 ชั่วโมง (ไม่รวมวันอาทิตย์)

อัตราซื้อไฟฟ้า ณ จุดส่งมอบชายแดนไทย-ลาว แบ่งเป็นดังนี้ :

ระหว่างการทดสอบ (Test Energy) = 0.570 บาทต่อหน่วย

ระหว่าง Unit Operation Period = 2.9613 US Cent + 0.9180 บาทต่อหน่วย

(กฟผ.รับซื้อจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบแล้วในช่วงก่อน COD)

ตั้งแต่ COD เป็นต้นไป

Primary Energy (PE) = 3.9484 US Cent + 1.2240 บาทต่อหน่วย

Secondary Energy (SE) = 1.4688 บาทต่อหน่วย

Excess Energy (EE) = 1.3464 บาทต่อหน่วย

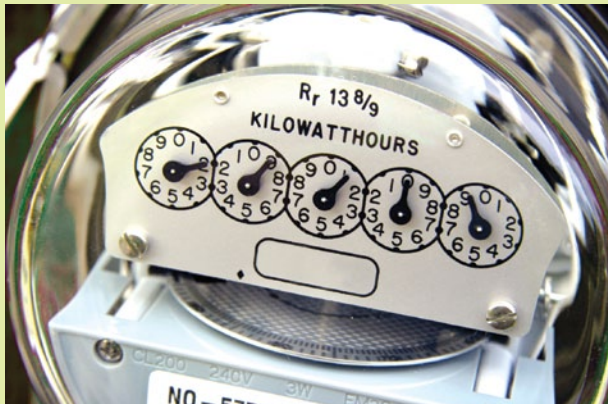
หมายเหตุ : เมื่อคำนวณ ณ สมมติฐานอัตราแลกเปลี่ยน 31 บาท/US

ค่า PE = 2.4480 บาทต่อหน่วย

ค่าเฉลี่ย PE + SE = 2.3218 บาทต่อหน่วย

การจ่ายเงินค่าพลังงานไฟฟ้า

กฟผ.จะจ่ายเงินค่าพลังงานไฟฟ้าให้ Generator ในแต่ละปี ไม่เกินจำนวนพลังงานไฟฟ้าตามเป้าหมายรายปี เท่ากับ 1,459 ล้านหน่วย แบ่งเป็น PE 1,271 ล้านหน่วย และ SE 188 ล้านหน่วย โดยกรณีที่ Generator มีความพร้อมผลิตไฟฟ้าเกินเป้าหมายรายปีและ กฟผ.สั่งเดินเครื่อง ค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินเป้าหมายจะถูกเก็บไว้ในบัญชี และ กฟผ.จะจ่ายเงินคืนให้ Generator ในปีที่ Generator มีความพร้อมต่ำกว่าเป้าหมาย



ในกรณีที่ กฟผ.สั่งเดินเครื่องน้อยกว่าค่าพลังงานไฟฟ้าที่รับประกันซื้อรายเดือน กฟผ.ต้องจ่ายเงินเท่ากับที่รับประกันซื้อ และส่วนที่ซื้อไม่ครบสามารถสะสมไว้ในบัญชี Dispatch Shortfall โดย กฟผ.มีสิทธิ์ Make-up ได้ตลอดอายุสัญญา หลังจากที่ซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่รับประกันซื้อในเดือนนั้น ๆ จนครบแล้ว

ในกรณีที่ มี Dispatch Shortfall สะสมเกินกว่าข้อตกลง (เท่ากับ 80 ล้านหน่วย) แล้วมีน้ำล้นเกิดขึ้น ให้เก็บตัวเลขน้ำล้นส่วนที่เป็นของ กฟผ.ไว้ในบัญชี

ในเดือนสุดท้ายของปีที่ 15 และปีสุดท้ายของสัญญา ให้นำตัวเลขที่สะสมในบัญชี Dispatch Shortfall และบัญชีน้ำล้นไปคำนวณเป็นค่าไฟฟ้า แล้วนำไปหักลบกับรายได้สะสมจากการขาย EE หากรายได้จากการขาย EE มีมากกว่า Generator ต้องคืนเงินให้ กฟผ.เท่ากับจำนวนเงินที่คำนวณจาก Dispatch Shortfall และน้ำล้น

เมื่อหักลบกันแล้วยังมีเงินเหลือในบัญชีรายได้สะสมของ EE Generator ต้องคืนเงินให้ กฟผ.อีก 25% (ถือเป็นการแบ่งผลประโยชน์จากการที่ กฟผ.ช่วยซื้อไฟฟ้ามากกว่าที่ได้รับประกันซื้อ)



การวางหลักทรัพย์ค้ำประกัน (Securities)

Generator จะต้องวาง Securities เพื่อเป็นหลักประกันการชำระหนี้ต่าง ๆ ที่มีต่อ กฟผ. ตลอดอายุสัญญาตามที่กำหนดไว้ดังนี้ :

Development Security One (DS1) จำนวน 5.72 ล้านเหรียญสหรัฐ ตั้งแต่วันลงนามสัญญาจนถึงวัน FCD

Development Security Two (DS2) จำนวน 14.36 ล้านเหรียญสหรัฐ ตั้งแต่วัน FCD จนถึงวัน COD

Performance Security One (PS1) จำนวน 12.84 ล้านเหรียญสหรัฐ ตั้งแต่วัน COD จนถึงวันที่ครบ 15 ปี นับจาก COD

Performance Security Two (PS2) จำนวน 4.32 ล้านเหรียญสหรัฐ ตั้งแต่วันที่ครบ 15 ปี นับจาก COD จนถึงสิ้นสุดอายุสัญญา

เหตุสุดวิสัย

กรณีเกิดเหตุสุดวิสัย (Force Majeure : FM) ฝ่ายที่ถูก FM กระทบสามารถหยุดปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญาได้นานเท่าที่ FM เกิดขึ้น และจะได้รับการขยายเวลาสำหรับการปฏิบัติหน้าที่นั้นเท่ากับจำนวนวันที่เกิด FM แต่ต้องจ่าย (Force Majeure Offset Amount : FMOA) ให้แก่อีกฝ่ายหนึ่งในอัตราที่กำหนดในสัญญา โดยจะได้รับเงินคืนในภายหลังด้วยวิธีหักกลบลบหนี้กับค่าไฟฟ้ารายเดือน

กรณีเกิด Political Force Majeure ฝ่ายที่ถูก FM กระทบมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญา เมื่อไรก็ได้ และจะต้องจ่าย Termination Payment ให้อีกฝ่ายหนึ่งตามที่กำหนดไว้ในสัญญา แต่อีกฝ่ายจะมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญาได้หากผลกระทบไม่ได้รับการแก้ไขนานเกิน 15 เดือน

กรณีเกิด Non-Political Force Majeure หากผลกระทบไม่ได้รับการแก้ไขนานเกิน 24 เดือน ทั้งสองฝ่ายมีสิทธิ์บอกเลิกสัญญา โดยไม่มีฝ่ายใดต้องจ่าย Termination Payment

กรณี กฟผ. ไม่สามารถจัดหาที่ดินก่อสร้างระบบส่งได้ให้ถือเป็น EGAT Access Rights Force Majeure โดย กฟผ. มีสิทธิ์บอกเลิกสัญญา เมื่อไรก็ได้ แต่ Generator จะบอกเลิกสัญญา ได้เมื่อผลกระทบไม่ได้รับการแก้ไขนานเกิน 730 วัน ทั้งนี้ กฟผ. ต้อง Buy-out

โครงการฯ เมื่อมีการบอกเลิกสัญญา

การบอกเลิกสัญญา

ก่อน FCD

กรณีเลิกสัญญา เนื่องจาก กฟผ. ผิดสัญญาหรือเกิด Thai Political Force Majeure (TPFM) กฟผ. จะคืนหลักทรัพย์ค้ำประกัน

กรณีเลิกสัญญา เนื่องจาก Generator ผิดสัญญาหรือเกิด Lao Political Force Majeure (LPFM) กฟผ. จะยึดหลักทรัพย์ค้ำประกัน

หลัง FCD

กรณีเลิกสัญญา เนื่องจาก กฟผ. ผิดสัญญาหรือเกิด TPFM กฟผ. ต้อง Buy-out โครงการ

กรณีเลิกสัญญา เนื่องจาก Generator ผิดสัญญาหรือเกิด LPFM กฟผ. มีสิทธิ์เลือกที่จะให้ Generator จ่ายค่า Termination Payment หรือ กฟผ. Buy-out โครงการ

การยุติข้อพิพาท

หากมีข้อพิพาทให้ยุติโดยการเจรจาด้วยความสุจริต (Good Faith Discussion) ในลำดับแรก หากไม่สามารถตกลงกันได้ภายในเวลาที่กำหนด ให้เข้าสู่กระบวนการอนุญาโตตุลาการ (Arbitration) โดยใช้กฎของ UNCITRAL Rule และดำเนินการยุติข้อพิพาทที่ประเทศไทย โดยใช้ภาษาอังกฤษ

กฎหมายที่ใช้บังคับ

สัญญาฯ นี้ใช้บังคับและตีความตามกฎหมายไทย

การขยายอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โครงการน้ำจิม 1 และเซเสด และการเพิ่มจุดซื้อขาย

สืบเนื่องจากนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้เดินทางเยือนสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) เมื่อวันที่ 15 กันยายน 2554 และในโอกาสนั้นรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานและบ่อแร่ของ สปป.ลาว ได้ขอให้กระทรวงพลังงานของประเทศไทยพิจารณายืดระยะเวลาการใช้คืนพลังงานไฟฟ้าแทนเงินที่ค้างชำระที่เกิดขึ้นในช่วงปีสัญญา 2550-2553 ของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำจิม 1 ระหว่าง พฟล.กับ กฟผ. ออกไป ซึ่งประเทศไทยได้แจ้ง สปป.ลาว ว่าอาจพิจารณาความเหมาะสมในการยืดระยะเวลาการชำระคืนพลังงานไฟฟ้าจากปี 2556 ออกไปอีกเป็นระยะเวลา 3-5 ปี

ในปีสัญญา 2550-2553 รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (ฟฟล.) มีการซื้อพลังงานไฟฟ้า Net Buy จาก กฟผ. จึงเสนอขอค้างชำระเงินค่าไฟฟ้าส่วนต่างโดยจะจ่ายคืนด้วยจำนวนพลังงานไฟฟ้าในปีสัญญา 2554-2556 ที่เท่ากับจำนวน Net Buy ทั้งนี้มียอด Net Buy ที่ปรากฏจริงในปีสัญญา 2550-2553 เท่ากับ 1,180 ล้านหน่วย

คณะอนุกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างประเทศไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน (คณะอนุกรรมการ) เมื่อวันที่ 2 พฤษภาคม 2555 ได้พิจารณาข้อเสนอของ รัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (ฟฟล.) แล้วมีมติ

(1) เห็นชอบการขยายอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำจิม 1 และโครงการเซเสดออกไป เพื่อให้ครอบคลุมระยะเวลาที่ ฟฟล.จะคืนพลังงานไฟฟ้า โดยใช้เงื่อนไขและอัตราค่าไฟฟ้าเดิม (ฟฟล.ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ช่วงเวลา Peak 1.74 บาทต่อหน่วย และ Off Peak 1.34 บาทต่อหน่วย) ทั้งนี้ให้มีการขยายอายุสัญญา ดังนี้

ขยายอายุสัญญาฯ โครงการน้ำจิม 1 ออกไป 3 ปี (วันที่ 26 กุมภาพันธ์ 2557-25 กุมภาพันธ์ 2560)

ขยายอายุสัญญาฯ โครงการเซเสด ออกไป 4 ปี (วันที่ 1 พฤษภาคม 2556-30 เมษายน 2560)

ทั้งนี้ ขอให้ ฟฟล. มีหนังสือแจ้งยืนยันเกี่ยวกับการขยายอายุสัญญาฯ และอัตราค่าไฟฟ้างกล่าว ซึ่งหาก ฟฟล. มีหนังสือแจ้งยืนยัน จะได้นำเสนอ กพช. และ ครม. เพื่อพิจารณาต่อไป

(2) เห็นชอบให้แก้ไขจุดส่งมอบมุกดาหาร-ปากบ่อ ที่เป็นจุดที่ กฟผ. ขายฝ่ายเดียวเป็นจุดซื้อและขาย

ต่อมา ฟฟล. ได้มีหนังสือถึง กฟผ. แจ้งเห็นชอบการขยายอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำจิม 1 และโครงการเซเสดออกไปเพื่อให้ครอบคลุมกับระยะเวลาที่ ฟฟล. จะใช้คืนพลังงานไฟฟ้า โดยใช้เงื่อนไขและอัตราค่าไฟฟ้าเดิม ซึ่งคณะอนุกรรมการฯ ในการประชุมวันที่ 19 ธันวาคม 2556 มีมติรับทราบดังนี้

การขยายอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการเซเสดและโครงการน้ำจิม 1 ออกไปเพื่อให้ครอบคลุมกับระยะเวลาที่ ฟฟล. จะใช้คืนพลังงานไฟฟ้า โดยใช้เงื่อนไขและอัตราค่าไฟฟ้าเดิม

การแก้ไขจุดส่งมอบมุกดาหาร-ปากบ่อ ที่เป็นจุดที่ กฟผ. ขายฝ่ายเดียวเป็นจุดซื้อและขาย

สาระสำคัญของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำจิม 1 และเซเสด

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างการผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) กับรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (ฟฟล.) เป็นสัญญาฯ ที่มีการซื้อขายไฟฟ้ามีลักษณะเป็นการแลกเปลี่ยนโดยส่วนใหญ่ ฟฟล. จะเป็นฝ่ายขายพลังงานไฟฟ้าให้ กฟผ. มากกว่าที่ซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ.

กฟผ.และ ฟฟล.มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้างานนี้

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเริ่ม 1 อายุสัญญา 8 ปี (วันที่ 26 กุมภาพันธ์ 2549-25 กุมภาพันธ์ 2557)

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการเซเสต อายุสัญญา 12 ปี (วันที่ 1 พฤษภาคม 2544-30 เมษายน 2556)

อัตราค่าไฟฟ้าตามสัญญา มี 2 ลักษณะ คือ

(1) ในแต่ละเดือน

จะมีการคำนวณจำนวนเงินที่จะมีการชำระกันทุกเดือนโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้ารายเดือน

(2) เมื่อสิ้นปีสัญญา

จะมีการคำนวณจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ฟฟล.ซื้อและขายกับ กฟผ.

โดยหาก ฟฟล.ซื้อมากกว่าขาย (Net Buy) ฟฟล.จะชำระเงินเพิ่ม โดยคำนวณจากส่วนต่างระหว่างราคาขายให้ประเทศเพื่อนบ้านของประเทศไทยตามที่กำหนดกับราคาเฉลี่ยที่ ฟฟล.ซื้อแต่ละเดือน

ทั้งนี้ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมเมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2556 ได้พิจารณาการขยายอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเริ่ม 1 และโครงการเซเสต และการเพิ่มจุดซื้อขายแล้วมีมติดังนี้

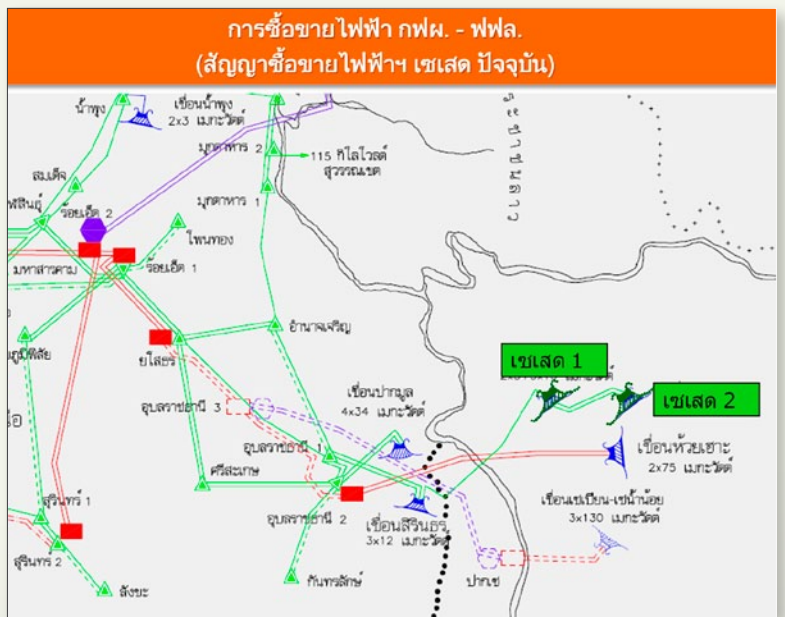
1. เห็นชอบการขยายอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเริ่ม 1 และโครงการเซเสตออกไปเพื่อให้ครอบคลุมระยะเวลาที่ ฟฟล.จะคืนพลังงานไฟฟ้าโดยใช้เงื่อนไขและอัตราค่าไฟฟ้าเดิม (ฟฟล.ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ช่วงเวลา Peak 1.74 บาทต่อหน่วย และ Off Peak 1.34 บาทต่อหน่วย) ทั้งนี้ ให้มีการขยายอายุสัญญา ดังนี้

ขยายอายุสัญญา โครงการน้ำเริ่ม 1 ออกไป 3 ปี (วันที่ 26 กุมภาพันธ์ 2557-25 กุมภาพันธ์ 2560)

ขยายอายุสัญญา โครงการเซเสต ออกไป 4 ปี (วันที่ 1 พฤษภาคม 2556-30 เมษายน 2560)

2. เห็นชอบให้แก้ไขจุดส่งมอบมุกดาหาร-ปากบ่อ ที่เป็นจุดที่ กฟผ.ขายฝ่ายเดียวเป็นจุดซื้อและขาย

3. เห็นชอบให้ กฟผ.แก้ไขเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเริ่ม 1 และโครงการเซเสต และอนุมัติให้ กฟผ.ลงนามในสัญญาแก้ไขเพิ่มเติมต่อไป



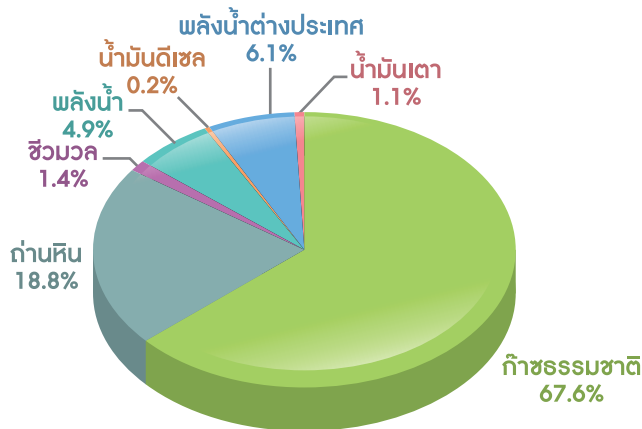
สภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า

จากกรณีแหล่งก๊าซธรรมชาติ Yadana ประเทศเมียนมาร์

หยุดซ่อมวันที่ 5-14 เมษายน 2556

สถานการณ์ไฟฟ้า

สถานการณ์ไฟฟ้าของประเทศไทย ณ เดือนเมษายน 2556 กำลังผลิตติดตั้งรวม 33,056 megawatt (MW) โดยมีเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน พลังน้ำ และอื่น ๆ โดยสัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าสูงสุดคือ ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าถึงร้อยละ 67.6 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าทั้งหมด



ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันมาจาก 3 แหล่ง คือ แหล่งก๊าซอ่าวไทย แหล่งก๊าซเมียนมาร์ และแหล่งก๊าซกู๋ฮ่อม โดยมีปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าดังนี้

แหล่งก๊าซ	ปริมาณ (MMSCF)	เปอร์เซ็นต์
อ่าวไทย	1,550	57
เมียนมาร์	1,100	38
สินกู๋ฮ่อม	130	5



โดยประเทศไทยพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเมียนมาประมาณ 1,100 Million Standard Cubic Feet (MMSCF) เป็นปริมาณประมาณร้อยละ 38 ของปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ในการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าไม่สามารถผลิตไฟฟ้าจากเพียงแหล่งเดียวได้ต้องใช้ก๊าซจาก 2 แหล่งมาผสมกัน¹ วันละ 1,100 MMSCF เพื่อนำไปผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 6,400 MW

สภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า ช่วงแหล่งก๊าซธรรมชาติ Yadana ประเทศเมียนมาร์หยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติ

จากเหตุการณ์แหล่งก๊าซธรรมชาติ Yadana ประเทศเมียนมา หยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากการปิดซ่อมแทนส่งก๊าซประจำปี 2556 ส่งผลให้ก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาในการผลิตไฟฟ้าซึ่งจ่ายก๊าซธรรมชาติเข้ามาทางด้านตะวันตกของประเทศไทยจำนวน 1,100 MMSCF สามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 6,400 MW (ก๊าซธรรมชาติ 120 MMSCF ผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 700 MW) ทั้งนี้ ก๊าซธรรมชาติที่หายไป

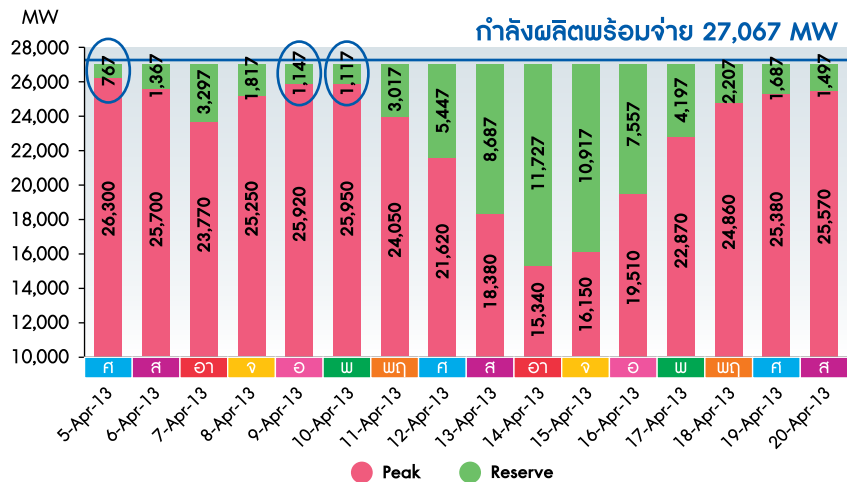
¹ การผสมกันของก๊าซธรรมชาติแหล่งยาดานาซึ่งมีค่าความร้อน 720 BTU/scf และแหล่งเขตากูลซึ่งมีค่าความร้อน 1,130 BTU/scf เพื่อให้ได้ค่าความร้อน 835 BTU/scf เพื่อนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า

จะส่งผลกระทบต่อโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาทั้งหมด ได้แก่ โรงไฟฟ้าบริษัท ราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) โรงไฟฟ้าบริษัทราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด โรงไฟฟ้าบริษัท ไตรเอ็นเนอร์จี้ จำกัด โรงไฟฟ้าพระนครเหนือพลังความร้อนร่วมชุดที่ 1 โรงไฟฟ้าพระนครใต้พลังความร้อนร่วมชุดที่ 3 และโรงไฟฟ้าวังน้อย รวมจำนวน 4,100 MW รายละเอียดดังนี้

โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต
โรงไฟฟ้าบริษัท ราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)	1,020
โรงไฟฟ้าบริษัทราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด	700
โรงไฟฟ้าบริษัทไตรเอ็นเนอร์จี้ จำกัด	350
โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ	710
โรงไฟฟ้าพระนครใต้	670
โรงไฟฟ้าวังน้อย	650
รวม	4,100



ทั้งนี้ คาดว่าในช่วงที่มีการหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยาดานา ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak) จะมีประมาณ 26,300 MW และมีกำลังผลิตสำรอง (Reserve) ทั้งระบบเหลือเพียง 767 MW (คาดว่า ณ วันที่ 5 เมษายน 2556 Reserve จะต่ำสุด) ซึ่งจะส่งผลให้กำลังผลิตสำรองในระบบต่ำกว่ามาตรฐานของ กฟผ. ที่ 1,200 MW



จากสถานการณ์ดังกล่าว กระทรวงพลังงานและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้ดำเนินการบริหารจัดการด้านพลังงานเพื่อเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าว โดยดำเนินการมาตรการในด้านการผลิต (Supply Side) โดยจัดหากำลังผลิตสำรองเพิ่มขึ้นในช่วงเวลาดังกล่าวจากโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side) อาทิ มาตรการงดจ่ายไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Load) การขอความร่วมมือจากสภาอุตสาหกรรมและการนิคมอุตสาหกรรมลดการใช้ไฟฟ้าง ดังนี้

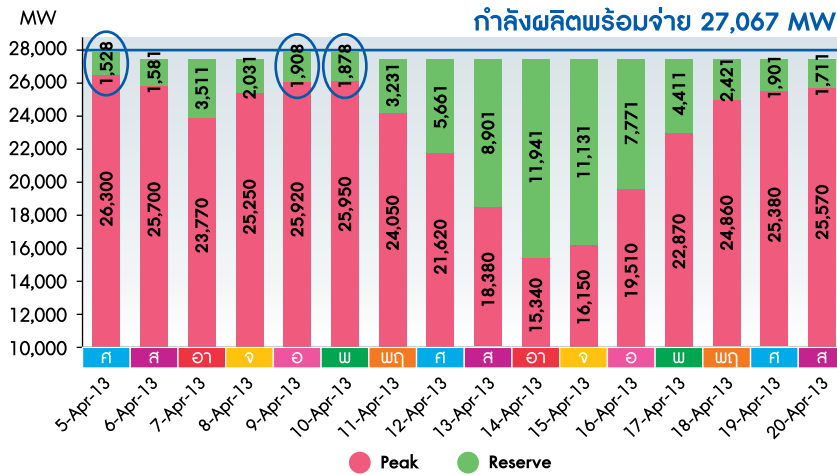
ด้านการผลิต (Supply Side)	
โรงไฟฟ้า SPP (จำนวน 24 ราย)	213.8 MW
รวม กำลังผลิตเพิ่มขึ้น	213.8 MW

ด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side)	
Interruptible Load (จำนวน 4 ราย)	56 MW
สภาอุตสาหกรรม (จำนวน 36 ราย)	408 MW
การนิคมอุตสาหกรรม (จำนวน 40 ราย)	83 MW
รวม การใช้ไฟฟ้างลดลง	547 MW
รวม กำลังผลิตที่ได้จาก Supply + Demand Side	760.8 MW

กำลังผลิตสำรองเดิม ณ วันที่ 5 เม.ย. 56	767 MW
รวม กำลังผลิตสำรองทั้งสิ้น ณ วันที่ 5 เม.ย. 56	1,527.8 MW

ข้อมูล ณ วันที่ 14 มีนาคม 2556

จากการบริหารจัดการด้านพลังงานของหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงเวลาดังกล่าวมีความมั่นคงเพิ่มขึ้น ซึ่งได้จากปริมาณกำลังผลิตสำรอง (Reserve) ที่เพิ่มขึ้น ซึ่งส่งผลให้วันที่ 5 เมษายน 2556 มีกำลังผลิตสำรอง (Reserve) ณ วันที่ 5 เมษายน 2556 เพิ่มขึ้นจาก 767 MW เป็น 1,528 MW ดังนี้



กระทรวงพลังงานได้ดำเนินการจัดให้มีมาตรการรองรับและเพิ่มความมั่นคงระบบไฟฟ้าดังนี้

1. เลื่อนแผนบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าทั้งหมดในช่วงวันที่ 5-14 เมษายน 2556
2. ประสานงานกับประเทศเพื่อนบ้านทั้งจาก สปป.ลาว และมาเลเซีย เพื่อขอซื้อไฟฟ้าเสริมที่สามารถจะขายให้ได้
3. ประสานงานกับกรมชลประทานขอเพิ่มการระบายน้ำเพื่อลดปริมาณการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซล
4. ขอความร่วมมือจากโรงไฟฟ้าเอกชน SPP เดินเครื่องเต็มที่ และรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเพื่อเสริมระบบ
5. จัดแผนทดสอบโรงไฟฟ้าทั้งหมดที่อยู่ในข่ายต้องเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลให้มีความพร้อมในการผลิตก่อนที่จะหยุดการจ่ายก๊าซช่วงวันที่ 5-14 เมษายน 2556
6. ตรวจสอบอุปกรณ์ระบบส่งที่สำคัญเป็นพิเศษ อาทิ สายส่งบริเวณเขตนครหลวง หม้อแปลงเชื่อมโยงที่จ่ายไฟต่อจากโรงไฟฟ้าเพื่อให้มีความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟ
7. ใช้มาตรการเพื่อรองรับสถานการณ์ฉุกเฉิน

ทั้งนี้ หากเกิดสถานการณ์วิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้าเข้าขั้น กระทรวงพลังงานได้ดำเนินการประสานกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ดำเนินการบริหารจัดการในด้านการผลิต (Supply Side) โดยจัดหา กำลังผลิตสำรองเพิ่มจากการผลิตไฟฟ้าจาก Stand by Gen ขึ้นในช่วงเวลาดังกล่าว และด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side) ลดการใช้พลังงานเพื่อความมั่นคงทางด้านพลังงาน โดยการดำเนินการดังกล่าว กระทรวงพลังงานได้บริหารจัดการสภาวะวิกฤติด้านพลังงานให้ภาคอุตสาหกรรม ภาคธุรกิจ และภาคประชาชน ได้รับผลกระทบจากการขาดแคลนพลังงานและผลกระทบต่อด้านราคาพลังงานแก่ทุกภาคส่วนให้น้อยที่สุด



ความจริงวันนี้ของ...

สถานการณ์ก๊าซ LPG

รัฐมีนโยบายควบคุมราคาก๊าซ LPG หรือที่เรียกว่า ก๊าซหุงต้ม ทำให้ภาคครัวเรือน ภาคขนส่ง และภาคอุตสาหกรรมใช้ LPG ในราคาถูกมาเป็นเวลานาน

กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงมีภาระในการใช้เงินอุดหนุนกว่าแสนล้านบาท โดยมีผู้รับภาระคือ ผู้ใช้น้ำมันทุกคน

ความจำเป็นที่ต้องปรับราคา LPG

1. ด้านความเป็นธรรม เพื่อเกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้น้ำมัน ไม่ต้องถูกเก็บค่าน้ำมันแพงเพื่อไปอุดหนุนผู้ใช้ก๊าซ LPG ให้ได้ใช้ในราคาถูก

2. ด้านลดภาระกองทุนน้ำมันฯ การควบคุมราคา LPG ทำให้เกิดการบิดเบือนกลไกตลาด มีผลทำให้ราคา LPG ต่ำกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น ทำให้การใช้ LPG ขยายตัวมาก ส่งผลต่อกองทุนน้ำมันฯ มีภาระเพิ่มมากขึ้น

3. ด้านป้องกันการลักลอบส่งออก การควบคุมราคา LPG ทำให้รัฐต้องนำเงินกองทุนน้ำมันฯ ที่เก็บจากผู้ใช้น้ำมันคนไทยไปชดเชยให้แก่ประเทศเพื่อนบ้านด้วย ตัวอย่างเช่น ราคาก๊าซหุงต้มในประเทศเวียดนาม 59 บาทต่อกิโลกรัม ประเทศลาว 49 บาทต่อกิโลกรัม ประเทศกัมพูชา 45 บาทต่อกิโลกรัม ประเทศพม่า 34 บาทต่อกิโลกรัม ประเทศมาเลเซีย 20 บาทต่อกิโลกรัม และประเทศอินโดนีเซีย 23 บาทต่อกิโลกรัม ขณะที่ประเทศไทยปัจจุบันราคาอยู่ที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม

จากข้อมูลการใช้ก๊าซหุงต้มภาคครัวเรือนย้อนหลัง 5 ปี (ปี 2551-2555) มีอัตราเติบโตเฉลี่ย 10% ต่อปี ขณะที่อัตราการเติบโตของจำนวนประชากรไทยไม่ถึง 1% จึงเห็นได้ว่า การเติบโตของการใช้ก๊าซหุงต้มไม่สัมพันธ์กับจำนวนประชากรที่เพิ่มขึ้น นั่นแสดงว่า การใช้ภาคครัวเรือนที่เติบโตขึ้นส่วนหนึ่ง **ถูกลักลอบส่งออกต่างประเทศและถูกลักลอบไปใช้ในภาคอื่น ๆ**

LPG



ประเด็นข้อสงสัย ภาคครัวเรือนผู้ใช้ก๊าซหุงต้ม

ค่าใช้จ่ายค่าก๊าซหุงต้มที่เพิ่มขึ้น กระทบค่าครองชีพ อาทิ ข้าวแกง สิ้นค้าใช้ในชีวิตประจำวัน ค่าแรงขั้นต่ำปรับขึ้น 300 บาท แต่ค่าก๊าซฯ (ขนาดถัง 15 กิโลกรัม) จะปรับขึ้นปีละ 100 บาท 2 ปี 200 บาท

ข้อเท็จจริง

1. ค่าใช้จ่ายค่าก๊าซหุงต้มเพิ่มขึ้นจาก 18.13 บาทต่อกิโลกรัม เป็น 24.82 บาทต่อกิโลกรัม

2. รัฐบาลให้ความช่วยเหลือแก่ประชาชนที่มีรายได้น้อย ประมาณ 9 ล้านครัวเรือน ให้ใช้ก๊าซหุงต้มในราคาเดิมที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม

3. ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นของราคาก๊าซหุงต้มไม่ถึง 1% ของค่าแรงขั้นต่ำ



ครัวเรือนทั่วไป จ่ายค่าก๊าซหุงต้มเพิ่มขึ้นสูงสุด 100 บาทต่อถึง ณ สิ้นปี 2556 แต่จะเป็นการทยอยปรับขึ้น โดยประชาชนจะมีภาระเพิ่มขึ้นเพียง 20 บาทต่อเดือน ซึ่งมีตัวเลขอ้างอิงการสำรวจข้อมูลของกระทรวงพลังงานเมื่อเดือนกรกฎาคม 2555 ว่า ครัวเรือนใช้ก๊าซ โดยเฉลี่ย 5 ถึงต่อปี ดังนั้นเมื่อเทียบกับค่าแรงขั้นต่ำวันละ 300 บาท (เดือนละ 9,000 บาท) ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นของก๊าซหุงต้มจึงมีสัดส่วนไม่ถึง 1% (0.22%) ของรายได้ต่อเดือน

แม่ค้าข้าวแกง จะมีต้นทุนค่าก๊าซ ที่ใช้ปรุงอาหารไม่เกิน 35 สตางค์ต่อจาน หรือก๊าซ 1 ถึง ขนาด 15 กิโลกรัม ทำอาหารได้ 300 จาน*
(* ที่มา : กรมการค้าภายใน กระทรวงพาณิชย์)

รัฐมีแนวทางช่วยเหลือแบ่ง 2 กลุ่ม ให้ได้ใช้ก๊าซ LPG ราคาเดิม

1. ประชาชนผู้มีรายได้น้อย ซึ่งมีประมาณ 8.4 ล้านครัวเรือน ที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน และผู้ไม่มีไฟฟ้าใช้ หรือเกือบครึ่งหนึ่งของครัวเรือนที่ใช้ไฟทั่วประเทศ (จาก 20 ล้านครัวเรือน)
2. กลุ่มทาบเร่ แผงลอยอาหาร ประมาณ 500,000 ราย

ประเด็นข้อสงสัย ภาคขนส่งยานยนต์

กระทรวงพลังงานจะปรับราคา LPG ที่ใช้ในรถยนต์ให้ถึงราคาตลาดโลกที่ 36 บาทต่อ กิโลกรัม ภายใน 1 ปี ทำให้ราคา LPG ปรับขึ้นไปถึง 19.34 บาทต่อลิตร ?

ข้อเท็จจริง

กระทรวงพลังงานจะปรับราคา LPG ที่ใช้ในรถยนต์ขึ้นไปให้ 24.82 บาทต่อกิโลกรัม ตามต้นทุนของโรงแยกก๊าซไม่ใช้ 36 บาทต่อกิโลกรัม ตามราคาตลาดโลก

ปี 2556 ราคา LPG ขนส่งเพิ่มไม่ถึง 2 บาทต่อลิตร กล่าวคือ ปี 2556 ราคา LPG ขนส่ง จะเพิ่มขึ้นจาก 21.38 บาทต่อกิโลกรัม เป็น 24.82 บาทต่อกิโลกรัม หรือเพิ่มขึ้น 3.44 บาทต่อกิโลกรัม หรือคำนวณเป็นลิตรอยู่ที่ 1.86 บาทต่อลิตร



รถที่ใช้ LPG เมื่อเทียบค่าพลังงานความร้อนที่ได้จากฐานที่เท่ากัน มีค่าความสิ้นเปลืองต่อระยะทาง เท่ากับ 1.33 บาทต่อกิโลเมตร ยังถูกกว่าเชื้อเพลิงที่เป็นน้ำมัน อาทิ

เบนซิน 95 มีความสิ้นเปลืองต่อระยะทาง เท่ากับ 4.64 บาทต่อกิโลเมตร

เบนซิน 91 มีความสิ้นเปลืองต่อระยะทาง เท่ากับ 4.12 บาทต่อกิโลเมตร

แก๊สโซฮอล 95 มีความสิ้นเปลืองต่อระยะทาง เท่ากับ 3.67 บาทต่อกิโลเมตร

แก๊สโซฮอล 91 มีความสิ้นเปลืองต่อระยะทาง เท่ากับ 3.39 บาทต่อกิโลเมตร



โครงสร้างราคาก๊าซ LPG

หน่วย : บาท/กก.

	ราคา ณ โรงกลั่น	ภาษี สรรพสามิต	ภาษี เทศบาล	กองทุน น้ำมัน (1)	กองทุน อนุรักษ์	ราคา ขายส่ง	VAT	ราคา ขายส่ง รวม VAT	กองทุน น้ำมัน (2)	ค่าการ ตลาด	VAT	ราคา ขายปลีก
LPG (ครัวเรือน)	10.2609	2.1700	0.2170	1.0384	0.0000	13.6863	0.9580	14.6443	-	3.2566	0.2280	18.13
LPG (ขนส่ง)	10.2609	2.1700	0.2170	1.0384	0.0000	13.6863	0.9580	14.6443	3.0374	3.2566	0.4406	21.38
LPG (อุตสาหกรรม)	10.2609	2.1700	0.2170	1.0384	0.0000	13.6863	0.9580	14.6443	11.220	3.2566	1.0134	30.13
LPG (ปิโตรเคมี)	22.3000	-	-	1.0000	-	-	1.6300	-	-	-	-	24.93

ประเด็นข้อสงสัย ภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

ธุรกิจปิโตรเคมีได้ใช้ LPG ราคาถูกที่สุด โดยใช้ในราคา 16.20 บาทต่อกิโลกรัม ภาคครัวเรือนใช้ในราคา 18.13 บาทต่อกิโลกรัม ขณะที่ภาคอุตสาหกรรมใช้แพงที่สุด (เช่น เซรามิก ฯลฯ) ในราคา 25 บาทต่อกิโลกรัม

ข้อเท็จจริง

ภาคครัวเรือนใช้ก๊าซ LPG ในราคาถูกที่สุด ไม่ใช่ธุรกิจปิโตรเคมี

ต้นทุนที่ปิโตรเคมีซื้อก๊าซ LPG คือ ราคา 24.93 บาทต่อกิโลกรัม ไม่ใช่ 16.20 บาทต่อกิโลกรัม

ต้นทุนส่วนครัวเรือน ราคา 10.26 บาทต่อกิโลกรัม หรือคิดราคาขายปลีก ส่วนครัวเรือนซื้อ LPG ราคา 18.13 บาทต่อกิโลกรัม

ส่วนธุรกิจ SMEs อุตสาหกรรมเซรามิก อุตสาหกรรมอบลำไย และอุตสาหกรรมรายย่อย ได้รับการสนับสนุนในการปรับปรุงโรงงาน เครื่องจักรให้มีประสิทธิภาพ และประหยัดการใช้เชื้อเพลิงประมาณ 30% หรือทำให้ลดต้นทุนค่าก๊าซ LPG ลงเหลือที่ประมาณ 21 บาทต่อกิโลกรัม



ประเด็นข้อสงสัย ภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

ก๊าซ LPG ที่ผลิตได้จากอ่าวไทยมาจากโรงแยกก๊าซต้องจัดให้ภาคประชาชน/ภาคขนส่งใช้ก่อน ไม่ใช่ให้ประชาชนใช้ก๊าซฯ ราคานำเข้าซึ่งสูงกว่า ขณะที่ให้ภาคปิโตรเคมีได้ซื้อในราคาต่ำกว่าตลาดโลกถึง 40-50%

ข้อเท็จจริง

รัฐบาลมีนโยบายในการใช้ทรัพยากรด้านพลังงานของประเทศจากอ่าวไทยที่มีจำกัดให้เกิดมูลค่าสูงสุด โดยมีการจัดสรรการใช้ที่เหมาะสมใน 2 รูปแบบ คือ

1. ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับภาคประชาชน ภาคขนส่ง และภาคอุตสาหกรรม
2. ใช้เป็นวัตถุดิบสำหรับภาคปิโตรเคมี

ซึ่งการจัดสรรการใช้ที่เหมาะสมของรัฐบาลมีเป้าหมายเพื่อให้ประชาชนมีค่าใช้จ่ายด้านพลังงานต่ำที่สุดทั้งจากการเป็นผู้บริโภคก๊าซเป็นเชื้อเพลิงโดยตรงและโดยอ้อมจากการเป็นผู้บริโภคผลิตภัณฑ์จากอุตสาหกรรมปิโตรเคมี เช่น บรรจุภัณฑ์ต่าง ๆ เครื่องใช้ไฟฟ้า ฯลฯ

รัฐมีนโยบายส่งเสริมการใช้ทรัพยากรของประเทศที่มีอยู่อย่างจำกัดให้เกิดมูลค่าสูงสุด โดยนำก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากอ่าวไทยมาใช้ป้อนเป็นวัตถุดิบในภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

มูลค่าภาคปิโตรเคมีต่อเศรษฐกิจมีถึง 700,000 ล้านบาทต่อปี

เกิดอุตสาหกรรมต่อเนื่อง ทั้งบรรจุภัณฑ์ เครื่องใช้ไฟฟ้า ก่อสร้าง ยานยนต์ เป็นต้น มีรายได้จากการส่งออก ติดอันดับ 3 ของประเทศ

ประเด็นข้อสงสัย ภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

ลดภาระหนี้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงโดยให้อุตสาหกรรมปิโตรเคมีจ่ายเงินเข้ากองทุนน้ำมันฯ 7 บาทต่อกิโลกรัม เหมือนที่จัดเก็บจากโรงงานอุตสาหกรรมอื่น ๆ

ข้อเท็จจริง

ภาครัฐจัดเก็บรายได้จากอุตสาหกรรมปิโตรเคมีอยู่แล้วในรูปของภาษีมูลค่าเพิ่มที่คิดภาษีในผลิตภัณฑ์ขั้นสุดท้าย (Final Product) ซึ่งเมื่อคำนวณในรูปภาษีแล้ว คิดเป็น ภาษีมูลค่าเพิ่ม ภาษีเงินได้นิติบุคคลและบุคคลธรรมดา ที่เกิดจากการต่อยอดการลงทุนเพื่อสร้างรายได้เพิ่มประมาณ 15,000 ล้านบาทต่อปี หรือ 6 บาทต่อกิโลกรัม

ประเด็นข้อสงสัย ภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

ผลประโยชน์สัมปทานปิโตรเลียมที่รัฐจัดเก็บผลประโยชน์ตอบแทนต่ำสุดในอาเซียน ผู้ได้รับสัมปทานจึงมีต้นทุนผลิตก๊าซฯ ต่ำ แต่ได้จำหน่ายให้ภาคครัวเรือน/ภาคขนส่งในราคาสูง

ข้อเท็จจริง

ระบบการจัดเก็บรายได้ของรัฐต้องมีความเหมาะสมกับสภาพทางธรณีวิทยาและศักยภาพปิโตรเลียมของประเทศ แหล่งปิโตรเลียมของประเทศไทยมีขนาดเล็ก มีลักษณะเป็นกระเปาะเล็ก ๆ กระจายอยู่ทั่วไป ยากที่จะทำการค้นหา ต้องใช้เงินลงทุนสูงในการสำรวจและมีความเสี่ยงสูง การคิดผลตอบแทนจึงต้องกำหนดให้เหมาะสม มิเช่นนั้นจะไม่จูงใจให้เกิดการลงทุน

ทั้งนี้ประเทศไทยไม่ได้มีการจัดเก็บผลประโยชน์สัมปทานปิโตรเลียมต่ำสุดในอาเซียน ประเทศไทยมีระดับการจัดเก็บรายได้จากสัมปทานปิโตรเลียมอยู่ระดับกลาง* (* ที่มา : วิเคราะห์โดยบริษัท Daniel Johnston)

นโยบาย Carbon Pricing กับการลดก๊าซเรือนกระจก ในประเทศออสเตรเลีย

1. อนุสัญญาและพันธกรณีระหว่างประเทศ

ตามที่เราร่วมกันว่า การพัฒนาทางเศรษฐกิจของโลกได้เติบโตอย่างรวดเร็วจัดเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้เกิดก๊าซเรือนกระจกปกคลุมโลกขึ้น และส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลก เช่น ระดับน้ำทะเลเพิ่มขึ้น หรือสภาพภูมิอากาศที่ผันผวนไม่ตรงฤดูกาล เป็นต้น โดยการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่เพิ่มมากขึ้น และในการประชุมรัฐภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติสมัยที่ 17 (COP17) และการประชุมรัฐภาคีพิธีสารเกียวโตสมัยที่ 7 (CMP7) ณ ประเทศแอฟริกาใต้ ระหว่างวันที่ 28 พฤศจิกายน – 9 ธันวาคม 2554 ได้มีมติประเทศสหภาพยุโรปยินดีตกลงในข้อผูกมัดพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) ต่อเนื่องจนถึงปี 2563 และกลุ่มประเทศ BASIC (จีน อินเดีย แอฟริกาใต้ บราซิล) รวมทั้งประเทศกำลังพัฒนาที่สำคัญจะต้องยอมรับข้อตกลงที่มีผลผูกพันทางกฎหมายซึ่งจะประกาศใช้ในปี 2563 พร้อมทั้งจัดตั้งคณะทำงานเฉพาะกิจใหม่ ชื่อ Ad Hoc Working Group on the Durban Platform for Enhanced Action (AWG-DP) เพื่อดำเนินการร่างพิธีสาร อนุสัญญาฯ หรือผลลัพธ์ที่ตกลงกันมีผลทางกฎหมายเพื่อเป็นพื้นฐานของโครงสร้างระบบการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ภายหลังข้อตกลงตามพันธกรณีภายใต้พิธีสารเกียวโตสิ้นสุดลง โดยให้แล้วเสร็จภายในปี 2558 และให้มีการลงมติรับพิธีสาร อนุสัญญาฯ หรือผลลัพธ์อื่น ๆ ในการประชุมรัฐภาคีอนุสัญญาฯ ครั้งที่ 21 (COP21) เพื่อให้ระบบลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกใหม่มีผลบังคับใช้และดำเนินการได้ตั้งแต่ปี 2563 **โดยจะมีผลบังคับใช้กับทุกประเทศสมาชิก** ซึ่งแตกต่างจากพิธีสารเกียวโตที่มีผลบังคับใช้กับประเทศอุตสาหกรรมเท่านั้น

อนึ่ง ประเทศออสเตรเลียเป็นประเทศหนึ่งที่มีการผลิตและการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นจำนวนมากโดยเฉพาะถ่านหิน ซึ่งปล่อยก๊าซเรือนกระจกค่อนข้างสูง ออสเตรเลียจึงได้มีการพัฒนาระบบจัดทำข้อมูลเกี่ยวกับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศขึ้น เพื่อจัดทำรายงานผลให้เป็นไปตามข้อกำหนดอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (UNFCCC) และพันธกรณีของพิธีสารเกียวโต

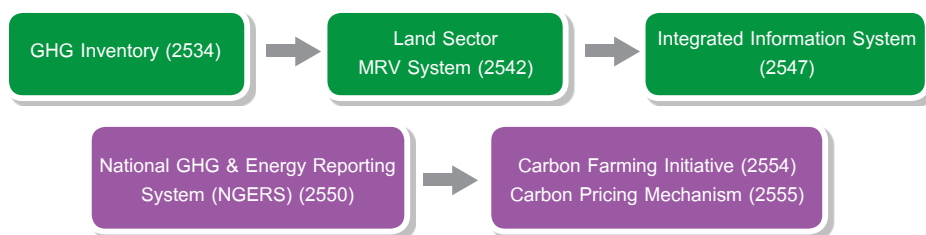
2. สถานการณ์พลังงานของออสเตรเลีย

ในปี 2555 การผลิตพลังงานขั้นต้นรวม (Total Primary Energy Supply) ของออสเตรเลียมีอัตราการเพิ่มเท่ากับการใช้พลังงานโดยอยู่ที่ระดับร้อยละ 3 จากปี 2550-2551 หรือจำนวน 6,100 petajoules โดยที่อัตราเพิ่มของการใช้พลังงานทดแทน (ยกเว้นพลังงานชีวมวล) อยู่ที่ร้อยละ 20 การใช้ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินอยู่ที่ร้อยละ 7 (ปี 2553-2554) และอัตราการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายเพิ่มร้อยละ 2 เป็นการใช้ในสาขาขนส่งมากที่สุด และรองลงมาคือ ภาคครัวเรือน ภาคเกษตรกรรม และภาคการผลิต ตามลำดับ ส่วนการผลิตพลังงานมีแนวโน้มการใช้ลดลงประมาณร้อยละ 3 เป็นการผลิตของถ่านหิน น้ำมัน และยูเรเนียมออกไซด์ ด้านการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มการใช้ที่คงที่ อยู่ที่ 250,000 gigawatt hours ในปี 2553-2554 โดยโรงไฟฟ้าถ่านหินจะถูกใช้ลดลง และการใช้ก๊าซธรรมชาติและพลังงานทดแทน (เช่น แสงอาทิตย์ ลม พลังน้ำ ฯลฯ) เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นแทน ขณะที่แนวโน้มการส่งออกพลังงานลดลงร้อยละ 3 เป็นการส่งออกยูเรเนียมออกไซด์และถ่านหินประเภท Black ประมาณร้อยละ 8 และร้อยละ 3 ตามลำดับ

3. การจัดทำ National Greenhouse Gas Inventory

- ในปี 2534 ออสเตรเลียเริ่มจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas Inventory : GHGI) โดยรวบรวมและจัดทำข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในสาขา LAND เป็นลำดับแรก และได้พัฒนาเป็นระบบโดยการรวบรวมข้อมูลทุกสาขาจนเป็นระบบ Inventory ในปี 2547 ต่อมาในปี 2550 ได้จัดทำเป็นระบบรายงาน Greenhouse Gas and Energy Report ระดับชาติ และได้นำกลไกด้านราคาคาร์บอน (Carbon Pricing) มาใช้ในการทำ Inventory ของประเทศในปี 2555
- **กลไกในการจัดทำ GHGI** เริ่มต้นจากการจัดตั้ง Council of Australia Government ขึ้นในปี 2534 และต่อมาจัดตั้ง Australia Greenhouse Office พร้อมทั้งจัดสร้าง National Carbon Accounting System ขึ้นในปี 2542 แล้วได้พัฒนาเป็นระบบ Australia Greenhouse Emission Information System ในปี 2547 จนปัจจุบันได้พัฒนาเป็นระบบ National Greenhouse Gas and Energy Reporting (NGER) (ปี 2550-2552) ซึ่งระบบนี้กำหนดให้บริษัทต่าง ๆ ต้องรายงานค่า Emission ที่เกิดจากกิจกรรมต่าง ๆ ของบริษัทให้ภาครัฐทราบ

การพัฒนากระบวนการ National Greenhouse Gas Inventory

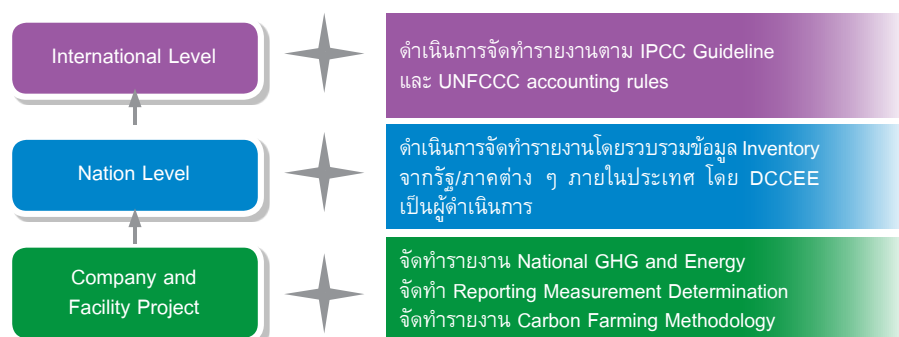


4. การจัดทำ National Inventory System (NIS)

การจัดทำ NIS ในออสเตรเลียมีวัตถุประสงค์เพื่อจัดทำรายงานให้เป็นไปตามข้อกำหนดของ UNFCCC และพันธกรณีของพิธีสารเกียวโต และเพื่อเป็นข้อมูลให้แก่ผู้จัดทำนโยบาย โดยการรายงานปริมาณก๊าซเรือนกระจกของประเทศ รวมทั้งเป็นการสร้างความมั่นใจให้แก่ผู้ใช้ทั้งระดับประเทศและระดับนานาชาติ โดยการรวบรวมผล Inventory ของแต่ละรัฐ

ในออสเตรเลียจัดทำเป็นระดับชาติ ด้วยการรวบรวมผล Inventory ของผู้ประกอบการ ภาคครัวเรือน และภาครัฐที่รวมทุกกิจกรรม

ในการรายงาน NIS จัดทำเป็น 2 ระดับ ได้แก่ ระดับนานาชาติ (International Level) และระดับประเทศ (National Level) (ดังรูปภาพข้างล่าง)



อย่างไรก็ดี การจัดเก็บข้อมูลด้านพลังงานและก๊าซเรือนกระจกในออสเตรเลียจะจัดทำโดยองค์กร AES (Australian Energy Statistics) โดยการรวบรวม จัดเก็บข้อมูล และจัดทำรายงานออกมา เรียกว่า National Greenhouse Gas and Energy Reporting Scheme (NGERS) และในการจัดทำรายงานระดับชาติจะใช้ Carbon Pricing เป็นกลไกในการบังคับให้บริษัทต่าง ๆ ในทุกสาขาจัดทำรายงาน Inventory โดยที่ NGERS จะจัดทำรายงานโดยมีเงื่อนไขกับบริษัท เรียกว่า NGER Thresholds ดังนี้

1. เงื่อนไข Facility Thresholds เป็นผู้ผลิต ขนาด 100 terajoule จะไม่ต้องจัดทำรายงาน
2. เงื่อนไข Corporate Group Thresholds เป็นผู้ผลิต ขนาด 500 terajoule ในปี 2551-2552 ต้องทำรายงานฉบับแรก
เป็นผู้ผลิต ขนาด 350 terajoule ในปี 2552-2553 ต้องทำรายงานฉบับที่ 2
เป็นผู้ผลิต ขนาด 200 terajoule ในปี 2553-2554 ต้องทำรายงานฉบับที่ 3 และรายงานฉบับที่ 4 ในปี 2554-2555

ทั้งนี้ การจัดทำ NGERS จะอยู่ภายใต้กฎหมาย ชื่อ NGER Act ซึ่งจะกำหนดให้ทุกภาคส่วนต้องทำรายงาน Inventory ให้แก่ภาครัฐ นั่นคือ ในบางครั้งการจัดทำ NGERS จะประมาณการข้อมูลที่ไม่สามารถจัดเก็บค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้โดยตรง ด้วย 3 วิธี คือ

1. **Default Method** โดยการกำหนดค่าวัดตามการเผาไหม้ (default value EF x Activity data) ใช้กับเชื้อเพลิงต่าง ๆ, belt weigh และ Legislation
2. **Input Analysis Method** โดยการสุ่มตัวอย่างและวิเคราะห์องค์ประกอบเชื้อเพลิง และกำหนด Emission factor แล้ววิเคราะห์ตามมาตรฐานของออสเตรเลีย
3. **Direct Monitoring of Emission** โดยการวัดค่า Emission โดยตรง ทั้งนี้ ออสเตรเลียไม่ได้ใช้

5. การรายงานผลต่อสาธารณชน

ภายใน NGERS จะรายงานข้อมูลค่า Emission โดยเผยแพร่ให้แก่ประชาชนทราบเป็น 2 ลักษณะ (2 Scopes) คือ **Scope 1** เป็นการรายงานค่า Emission ตามกิจกรรมต่าง ๆ ของหน่วยงานที่เกิดขึ้น และ **Scope 2** เป็นการรายงานค่า Emission จากกิจกรรมโดยตรงของหน่วยงานที่ทำให้เกิดพลังงาน เช่น ไฟฟ้า ความร้อน ไอ้ น้ำ ฯลฯ ในการเผยแพร่ข้อมูลดังกล่าวจะมี **CER (the Clean Energy Regulator)** เป็นผู้เผยแพร่ข้อมูลโดยจัดทำเป็นรายงานออกทุกสิ้นเดือนและเป็นรายปี ผ่านทางเว็บไซต์และสื่อสิ่งพิมพ์ต่าง ๆ ของหน่วยงานราชการ **โดยที่ CER** เป็นองค์กรที่จัดตั้งขึ้นตาม NGERS Act (ปี 2550) ซึ่งประกอบด้วย Renewable Energy Unit, Carbon Farming Unit, National Greenhouse Gas Reporting Unit, Australia Nation registry of Emission Unit, and Carbon Pricing Unit จะทำหน้าที่รายงานผลและเผยแพร่ข้อมูลเกี่ยวกับก๊าซเรือนกระจก การผลิตและการใช้พลังงานของประเทศ รวมทั้งรายงานค่า Emission ของประเทศ ตลอดจนจัดทำ Carbon Pricing

6. การจัดทำ Carbon Pricing

ออสเตรเลียประกาศจะลดก๊าซเรือนกระจกลงร้อยละ 25 ภายในปี 2563 จากปี 2543 โดยการจัดทำระบบการลดก๊าซเรือนกระจก เรียกว่า **Carbon Pricing** ซึ่งกำหนดให้ผู้เป็นเจ้าของฟาร์มจะได้รับ Credits Carbon ต่อเมื่อสามารถลดค่า Emission จากการทำเกษตรกรรมหรือการใช้พื้นที่เพาะปลูกหรือสามารถเพิ่มที่กักเก็บคาร์บอนในดินได้ หรือจากการทำกิจกรรมที่เกี่ยวกับโครงการ Kyoto Protocol ทั้งนี้ ประชาชนหรือหน่วยธุรกิจสามารถซื้อ CFI Credits เพื่อเป็น Offset Emission ของตนเองได้ ขั้นตอนการจัดทำ Carbon Pricing โดยในปี 2551 ได้มีการจัดทำรายงาน Emission ของประเทศ ในสาขาพลังงาน อุตสาหกรรม และการจัดการของเสีย เป็นต้น และในปี 2555 จึงเริ่มจัดทำ Trading Fixed Price Emission โดยกำหนดราคาที่ 23 เหรียญออสเตรเลียต่อตัน และคาดว่าจะเริ่มทำ Flexible Price Emission Trading with price controls โดยจะเริ่มใช้ในวันที่ 1 กรกฎาคม 2558 แล้วก็จะเริ่มทำ Full Flexible Price Emission Trading ในวันที่ 1 กรกฎาคม 2561

7. แนวทางการดำเนินงานในอนาคต

ออสเตรเลียได้จัดทำแผนระยะยาวเพื่อการพัฒนาพลังงานที่สะอาด (**Clean Energy Future**) ขึ้น โดยมีเป้าหมายที่จะลดมลพิษลงอย่างรวดเร็ว ด้วยการแนะนำระบบราคาคาร์บอน ควบคู่กับการลงทุนพันล้านเหรียญด้านพลังงานทดแทน พร้อมทั้งการปรับเปลี่ยนแหล่งผลิตมลพิษมากในสาขาพลังงาน ได้แก่ ถ่านหินประเภท BROWN และการเก็บคาร์บอนในพื้นที่ดินให้มีการบริหารจัดการที่ดี และภายใต้พันธกรณีเกียวโตออสเตรเลียกำหนดเป้าหมายจะลดมลพิษ (Pollution) ลงอย่างน้อยร้อยละ 5 ในปี 2563 จากปีฐาน 2543 นั่นคือ ค่าการปล่อยมลพิษสุทธิจะอยู่ที่อย่างน้อยร้อยละ 23 ในปี 2563 และเป็นร้อยละ 80 ในอีก 50 ปีข้างหน้า แผนรองรับ Clean Energy Future นี้เรียกว่า National Greenhouse Accounts ซึ่งรัฐบาลมีกลยุทธ์ในการเตรียมให้ออสเตรเลียเป็น Low Carbon Pollution ด้วยการกำหนดเป้าหมายในงานวิจัยและการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนที่เป็นพลังงานสะอาด พร้อมทั้งกำหนดมาตรการช่วยเหลือทั้งภาคครัวเรือน ภาคธุรกิจ ภาคชุมชนและระดับภูมิภาค เพื่อให้เป็น Low Carbon Future



การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากการใช้พลังงานปี 2555

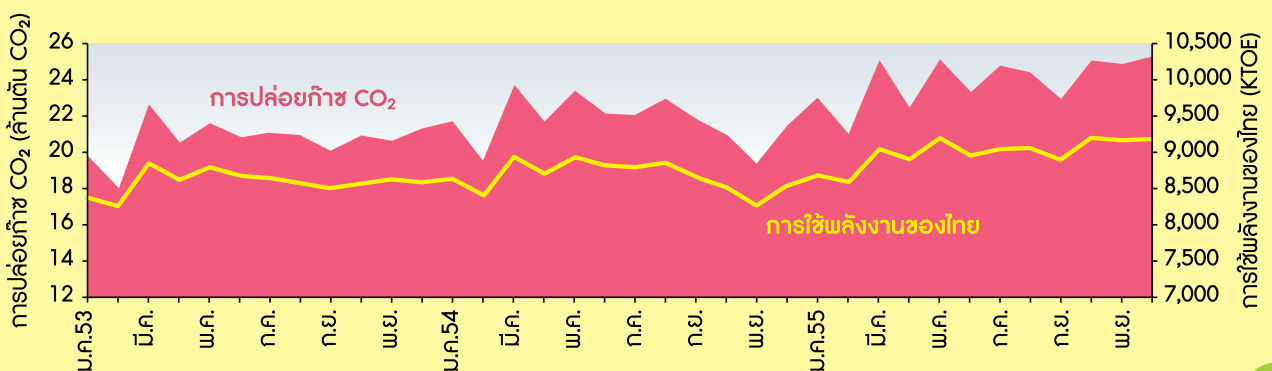
การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานของประเทศไทย ปี 2555 ยังคงมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น โดยมีทิศทางไปในแนวเดียวกับการใช้พลังงานของประเทศที่มีแนวโน้มสูงขึ้น ทั้งนี้ทุกภาคเศรษฐกิจมีการปล่อยก๊าซ CO₂ เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน ทั้งภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม ภาคการขนส่ง และภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ โดยภาคการผลิตไฟฟ้ายังคงเป็นภาคเศรษฐกิจหลักที่มีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ สูงสุด ทั้งนี้เมื่อเปรียบเทียบดัชนีการปล่อยก๊าซ CO₂ ภาคพลังงานของประเทศไทยกับต่างประเทศพบว่า ปี 2555 ประเทศไทยมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงาน และอัตราการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh) ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของกลุ่มประเทศอาเซียนและประเทศจีน รวมทั้งยังมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหัวประชากรต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของโลก และประเทศพัฒนาแล้วทั้งกลุ่มประเทศในสหภาพยุโรปและประเทศสหรัฐอเมริกา แต่มีอัตราการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อ GDP สูงกว่าค่าเฉลี่ยของโลก ประเทศพัฒนาแล้ว รวมทั้งกลุ่มประเทศอาเซียน โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานของประเทศ

การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานของประเทศในช่วงที่ผ่านมา มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นนับตั้งแต่หลังภาวะเศรษฐกิจตกต่ำในปี 2541 จาก 145.4 ล้านตัน CO₂ เป็น 239.8 ล้านตัน CO₂ ในปี 2555 หรือเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.6 ต่อปี เช่นเดียวกับการใช้พลังงานของประเทศที่เพิ่มขึ้นจาก 66,505 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (KTOE) ในปี 2541 เป็น 119,915 KTOE ในปี 2555 หรือเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 4.3 ต่อปี โดยในปี 2555 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้าร้อยละ 6.9 สอดคล้องกับการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้าร้อยละ 5.4 ตามอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ

การปล่อยก๊าซ CO₂ และการใช้พลังงานของไทย

	2553 (2010)	2554 (2011)	(ม.ค.-ธ.ค.)		การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2554 (2011)	2555 (2012)	2553	2554	2555 (ม.ค.-ธ.ค.)
การใช้พลังงานของไทย (KTOE)	110,163	113,738	113,738	119,915	7.4	3.2	5.4
การปล่อยก๊าซ CO ₂ (ล้านตัน CO ₂)	220.38	224.38	224.38	239.77	5.9	1.8	6.9



2. การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานแยกภาคเศรษฐกิจ

สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานภาวะเศรษฐกิจของประเทศไทย ปี 2555 ปรับตัวกลับเข้าสู่ภาวะปกติหลังเหตุวิกฤติอุทกภัยเมื่อปลายปี 2554 คลี่คลาย พิจารณาจากการขยายตัวของผลิตภัณฑ์มวลรวมของประเทศ (GDP) ปี 2555 ที่เพิ่มขึ้นอย่างชัดเจนถึงร้อยละ 6.4 อันเป็นผลจากการฟื้นตัวจากภาวะซบเซาของเศรษฐกิจโลก ประกอบกับแรงขับเคลื่อนการใช้จ่ายภายในประเทศจากนโยบายกระตุ้นการใช้จ่ายและการลงทุนของภาครัฐ ส่งผลให้การใช้พลังงานของประเทศเพิ่มสูงขึ้นตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจ เช่นเดียวกับการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้พลังงานที่มีการปล่อยก๊าซเพิ่มขึ้นในทุกภาคเศรษฐกิจ โดยภาคการผลิตไฟฟ้าซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ สูงสุด คือ ร้อยละ 40 ของการปล่อยก๊าซ CO₂ ทั้งหมด มีการปล่อยก๊าซเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 9.0 ภาคการขนส่ง

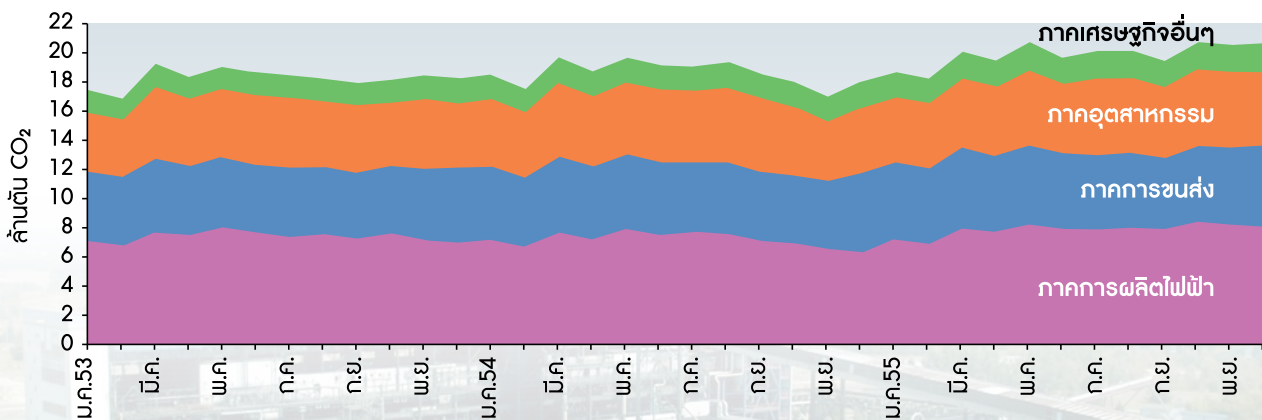
และภาคอุตสาหกรรมซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ ใกล้เคียงกัน คือ ร้อยละ 26 และร้อยละ 25 มีการปล่อยก๊าซเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 6.6 และร้อยละ 2.6 ตามลำดับ เช่นเดียวกับภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ ซึ่งแม้จะมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ เพียงร้อยละ 9 แต่มีปริมาณการปล่อยก๊าซเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 10.3

เชื้อเพลิงสำคัญที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO₂ ได้แก่ น้ำมันสำเร็จรูป ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ โดยปี 2555 น้ำมันสำเร็จรูปและก๊าซธรรมชาติยังคงมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ ใกล้เคียงกัน คือ ร้อยละ 38 และร้อยละ 34 โดยมีการปล่อยก๊าซเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 6.5 และร้อยละ 10.2 ตามลำดับ ในขณะที่ถ่านหิน/ลิกไนต์ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ ร้อยละ 28 มีการปล่อยก๊าซลดลงร้อยละ 1.7 รายละเอียดดังภาพ

การปล่อยก๊าซ CO₂ รายภาคเศรษฐกิจ

หน่วย : ล้านตัน CO₂

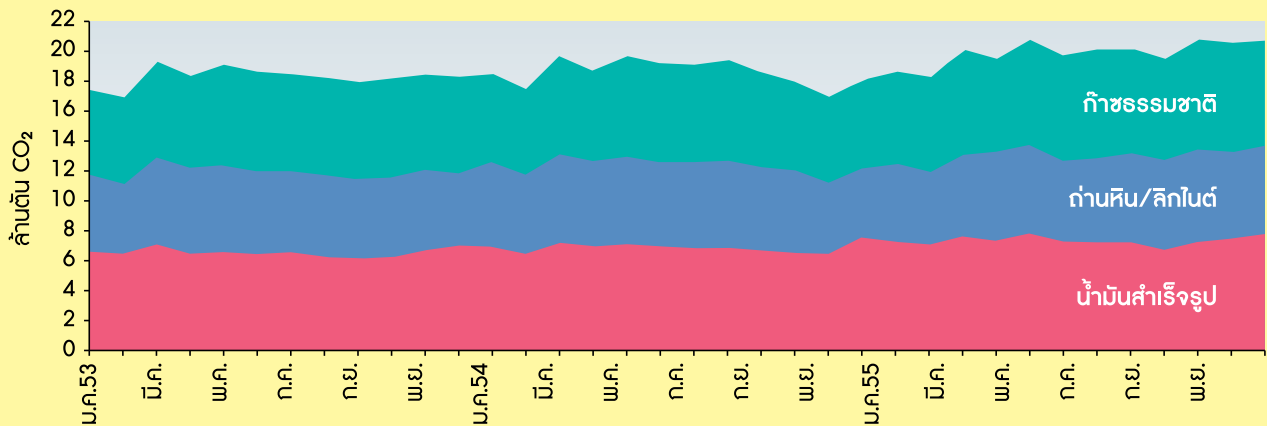
	2553 (2010)	2554 (2011)	(ม.ค.-ธ.ค.)		สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2554 (2011)	2555 (2012)		2553	2554	2555 (ม.ค.-ธ.ค.)
ภาคการผลิตไฟฟ้า	90.0	87.8	87.8	95.7	40	8.1	-2.4	9.0
ภาคการขนส่ง	57.6	59.2	59.2	63.1	26	2.1	2.8	6.6
ภาคอุตสาหกรรม	54.2	57.5	57.5	59.0	25	6.9	6.1	2.6
ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ	18.7	19.9	19.9	21.9	9	4.2	6.5	10.3
รวม	220.4	224.4	224.4	239.8	100	5.9	1.8	6.9



การปล่อยก๊าซ CO₂ รายชนิดเชื้อเพลิง

หน่วย : ล้านตัน CO₂

	2553 (2010)	2554 (2011)	(ม.ค.-ธ.ค.)		สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2554 (2011)	2555 (2012)		2553	2554	2555 (ม.ค.-ธ.ค.)
น้ำมันสำเร็จรูป	80.7	84.5	84.5	90.0	38	1.2	4.8	6.5
ถ่านหิน/ลิกไนต์	63.9	65.3	65.3	67.6	28	2.3	2.3	3.5
ก๊าซธรรมชาติ	75.8	74.5	74.5	82.1	34	14.8	-1.7	10.2
รวม	220.4	224.4	224.4	239.8	100	5.9	1.8	6.9



● **ภาคการผลิตไฟฟ้า** การปล่อยก๊าซ CO₂ ภาคการผลิตไฟฟ้าปี 2555 เพิ่มสูงขึ้นจากปีก่อนตามแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศที่ยังคงเพิ่มสูงขึ้น โดยในปี 2555 มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 8.7 ทั้งนี้เชื้อเพลิงสำคัญที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO₂ ในภาคการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน/ลิกไนต์ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 59 และร้อยละ 39 ของปริมาณการปล่อยก๊าซ CO₂ ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด โดยก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน/ลิกไนต์ยังคงมีแนวโน้มการปล่อยก๊าซ CO₂ สูงขึ้น ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป (น้ำมันดีเซลและน้ำมันเตา) ซึ่งโดยปกติใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองในการผลิตไฟฟ้า มีปริมาณการปล่อยก๊าซเพียงเล็กน้อยและค่อนข้างทรงตัวอยู่ในระดับคงที่

ปี 2555 การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ระดับ 56.9 ล้านตัน CO₂ เพิ่มขึ้นจาก

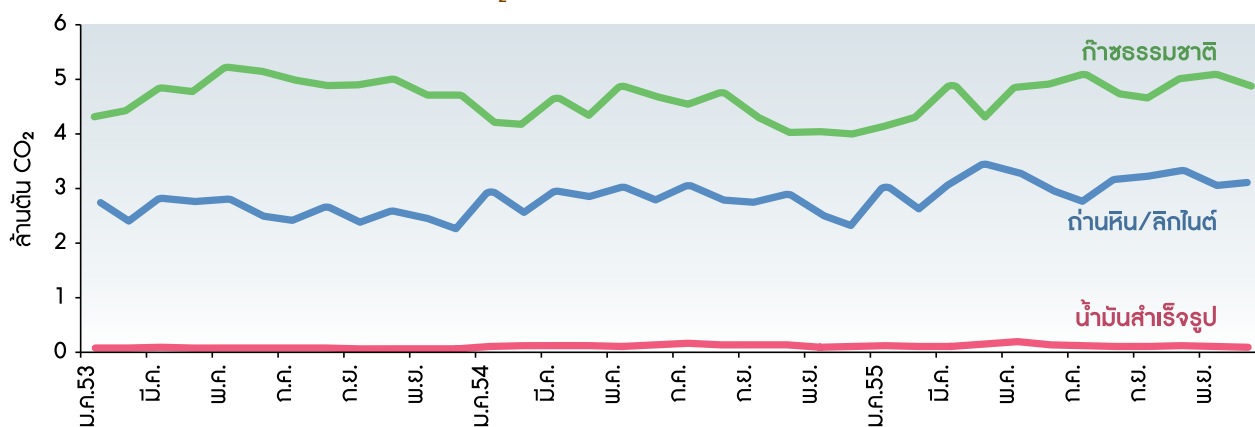
ปีก่อนร้อยละ 8.2 อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขึ้นดังกล่าวอยู่ในอัตราที่ต่ำกว่าปกติ เนื่องจากในช่วงเดือนเมษายนและต้นเดือนพฤษภาคม แหล่งก๊าซธรรมชาติเขตากุนของประเทศพม่าหยุดจ่ายก๊าซ ทำให้ต้องลดการจ่ายก๊าซธรรมชาติให้โรงไฟฟ้า โดยมีการใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นทดแทน ส่งผลให้ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าปี 2555 เพิ่มขึ้นในอัตราที่ต่ำกว่าปีก่อนหน้า เช่นเดียวกับการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ อยู่ที่ระดับ 37.4 ล้านตัน CO₂ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 10.9 เนื่องจากโรงไฟฟ้าแก๊สโค-วัน ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหิน กำลังการผลิต 660 เมกะวัตต์ เริ่มผลิตและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบตั้งแต่วันที่ 1 สิงหาคม 2555 ทำให้มีการใช้ถ่านหินในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปในการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณเพียงเล็กน้อยที่ระดับ 1.40 ล้านตัน CO₂ ลดลงร้อยละ 3.1

การปล่อยก๊าซ CO₂ ภาคการผลิตไฟฟ้า แยกรายชนิดเชื้อเพลิง

หน่วย : ล้านตัน CO₂

	2553 (2010)	2554 (2011)	(ม.ค.-ธ.ค.)		สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2554 (2011)	2555 (2012)		2553	2554	2555 (ม.ค.-ธ.ค.)
น้ำมันสำเร็จรูป	0.83	1.45	1.45	1.4	1	53.3	73.8	-3.1
ถ่านหิน/ลิกไนต์	31.1	33.8	33.8	37.4	39	0.7	8.4	10.9
ก๊าซธรรมชาติ	58.0	52.6	52.6	56.9	59	12.0	-9.3	8.2
รวม	90.0	87.8	87.8	95.7	100	8.1	-2.4	9.0

การปล่อยก๊าซ CO₂ ภาคการผลิตไฟฟ้า แยกรายชนิดเชื้อเพลิง



● **ภาคอุตสาหกรรม** การปล่อยก๊าซ CO₂ จากกระบวนการผลิตภาคอุตสาหกรรมยังคงมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นสะท้อนจาก GDP ภาคอุตสาหกรรมปี 2555 ที่ขยายตัวร้อยละ 7.0 โดยเชื้อเพลิงสำคัญที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO₂ ในภาคเศรษฐกิจนี้ ได้แก่ ถ่านหิน/ลิกไนต์ และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ ร้อยละ 51 และร้อยละ 33 ตามลำดับ

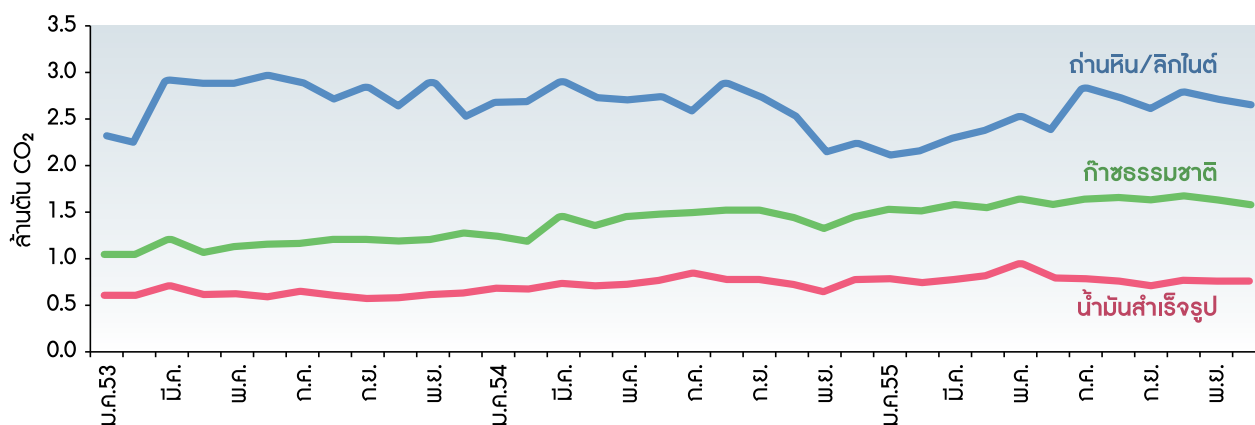
ปี 2555 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ในภาคอุตสาหกรรมรวมทั้งสิ้น 59.0 ล้านตัน CO₂ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.6 ตามการฟื้นตัวของภาคอุตสาหกรรมที่ปรับตัวเข้าสู่ภาวะปกติ หลังเหตุวิกฤติอุทกภัยเมื่อปลายปี 2554 คลี่คลาย ประกอบกับนโยบายรถยนต์คันแรกที่ทำให้ดัชนีการผลิตยานยนต์มี

การขยายตัวสูงถึงร้อยละ 312.2 ส่งผลให้มีการขยายการผลิตเพิ่มขึ้น ทั้งนี้การใช้ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันสำเร็จรูป (น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา น้ำมันก๊าด และ LPG) มีแนวโน้มการปล่อยก๊าซ CO₂ เพิ่มขึ้น โดยการใช้ก๊าซธรรมชาติมีการปล่อยก๊าซ CO₂ ที่ระดับ 19.3 ล้านตัน CO₂ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนถึงร้อยละ 13.5 เช่นเดียวกับการใช้น้ำมันสำเร็จรูปที่มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ที่ระดับ 9.5 ล้านตัน CO₂ เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.4 ในขณะที่การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ที่ระดับ 30.2 ล้านตัน CO₂ ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 4.4 ตามปริมาณการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ในกระบวนการผลิตภาคอุตสาหกรรมปี 2555 ที่ลดลงร้อยละ 6.1

การปล่อยก๊าซ CO₂ ภาคอุตสาหกรรม แยกรายชนิดเชื้อเพลิง

หน่วย : ล้านตัน CO₂

	2553 (2010)	2554 (2011)	(ม.ค.-ธ.ค.)		สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2554 (2011)	2555 (2012)		2553	2554	2555 (ม.ค.-ธ.ค.)
น้ำมันสำเร็จรูป	7.5	8.9	8.9	9.5	16	-6.3	19.2	6.4
ถ่านหิน/ลิกไนต์	32.7	31.6	31.6	30.2	51	4.0	-3.5	-4.4
ก๊าซธรรมชาติ	14.0	17.0	17.0	19.3	33	24.4	21.5	13.5
รวม	54.2	57.5	57.5	59.0	100	6.9	6.1	2.6



● **ภาคการขนส่ง** การปล่อยก๊าซ CO₂ ภาคการขนส่ง มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องมาตลอด โดยเชื้อเพลิงสำคัญ ที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO₂ ในภาคการขนส่งเกิดจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ได้แก่ น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา น้ำมันเครื่องบิน (เฉพาะใช้ในประเทศซึ่งมีปริมาณไม่มากนัก) และ LPG ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนถึงร้อยละ 91 ของปริมาณการปล่อยก๊าซ CO₂ ในภาคการขนส่งทั้งหมด อย่างไรก็ตาม ตั้งแต่ปี 2547 การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ในภาคการขนส่งเริ่มมีแนวโน้มค่อนข้างคงที่ ในขณะที่ การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ก๊าซธรรมชาติที่แม้จะมีสัดส่วนน้อยเพียงร้อยละ 9 กลับมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว เนื่องจากน้ำมันสำเร็จรูปมีราคาสูง ประกอบกับรัฐบาลมีนโยบายสนับสนุนการใช้ NGV เป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่งทดแทนน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซล

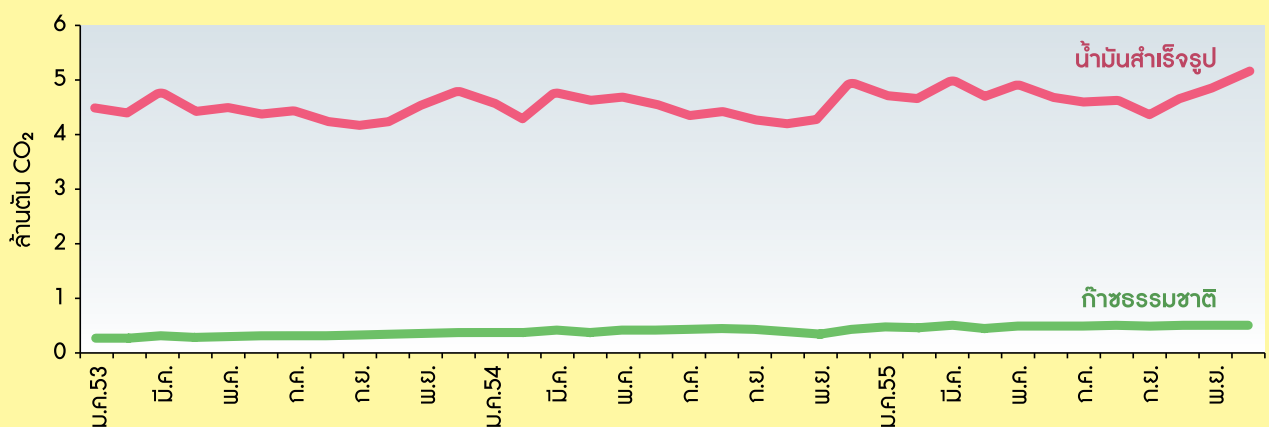
ปี 2555 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป 57.2 ล้านตัน CO₂ เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.4 จากปีก่อน ส่วนหนึ่งเป็น

ผลจากนโยบายรถยนต์คันแรกที่ให้มีรถยนต์จดทะเบียนเพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้าร้อยละ 7.5 ส่งผลให้มีการใช้น้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลภาคการขนส่งสูงขึ้นร้อยละ 5.8 ทั้งนี้แม้ว่ารัฐบาลจะประกาศบังคับใช้น้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลมาตรฐานยูโร 4 ซึ่งมีความเข้มงวดต่อการปล่อยมลพิษจากการใช้เชื้อเพลิงในประเทศไทยแล้วตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2555 แต่เนื่องจากข้อกำหนดดังกล่าวไม่ครอบคลุมถึงสารที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO₂ ทำให้แนวโน้มการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปภาคการขนส่งยังคงมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น เช่นเดียวกับการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอยู่ที่ระดับ 5.9 ล้านตัน CO₂ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO₂ 4.9 ล้านตัน CO₂ ถึงร้อยละ 20.8 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงตามปริมาณการใช้ NGV ภาคการขนส่งในช่วงดังกล่าวซึ่งมีการใช้เพิ่มขึ้นจากปีก่อน ร้อยละ 20.7

การปล่อยก๊าซ CO₂ ภาคการขนส่ง แยกรายชนิดเชื้อเพลิง

หน่วย : ล้านตัน CO₂

	2553 (2010)	2554 (2011)	(ม.ค.-ธ.ค.)		สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2554 (2011)	2555 (2012)		2553	2554	2555 (ม.ค.-ธ.ค.)
น้ำมันสำเร็จรูป	53.7	54.3	54.3	57.2	91	0.7	1.1	5.4
ถ่านหิน/ลิกไนต์	-	-	-	-	-	-	-	-
ก๊าซธรรมชาติ	3.8	4.9	4.9	5.9	9	26.8	27.5	20.8
รวม	57.6	59.2	59.2	63.1	100	2.1	2.8	6.6

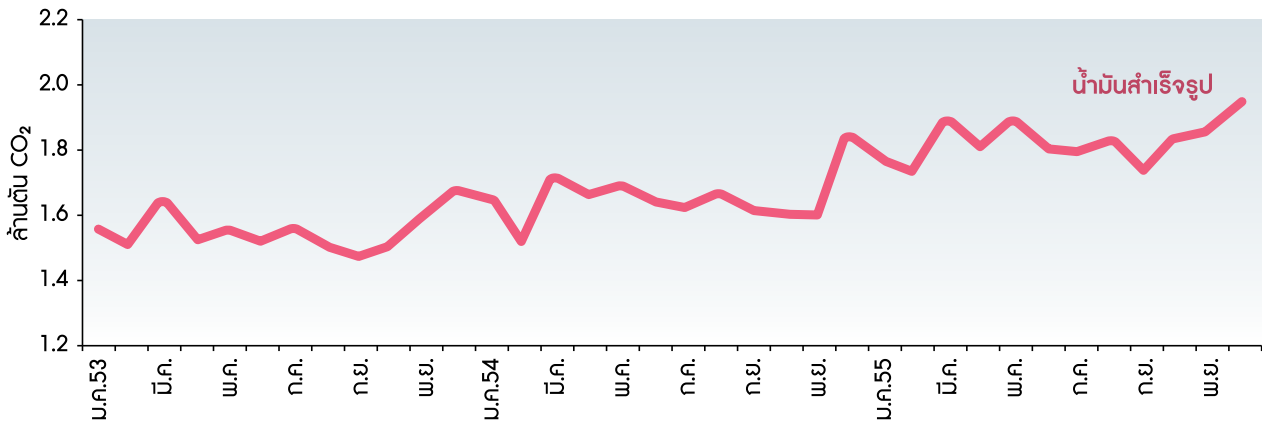


● **ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ** การปล่อยก๊าซ CO₂ ในภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ เกิดจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป (น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล และ LPG) ทั้งนี้ตลอดช่วงที่ผ่านมา มีแนวโน้มการปล่อยก๊าซ CO₂ ในภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ เพิ่มขึ้นโดยลำดับ โดยปี 2555 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปรวม 21.9 ล้านตัน CO₂ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนถึงร้อยละ 10.3 ตามการขยายตัวของภาคธุรกิจและกิจกรรมภาคครัวเรือนที่เริ่มคลี่คลายหลังวิกฤติอุทกภัย สะท้อนจากการใช้จ่ายภาคครัวเรือนปี 2555 ขยายตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.6

การปล่อยก๊าซ CO₂ ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ แยกรายชนิดเชื้อเพลิง

หน่วย : ล้านตัน CO₂

	2553 (2010)	2554 (2011)	(ม.ค.-ธ.ค.)		สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2554 (2011)	2555 (2012)		2553	2554	2555 (ม.ค.-ธ.ค.)
น้ำมันสำเร็จรูป	18.7	19.9	19.9	21.9	100	4.2	6.5	10.3
ถ่านหิน/ลิกไนต์	-	-	-	-	-	-	-	-
ก๊าซธรรมชาติ	-	-	-	-	-	-	-	-
รวม	18.7	19.9	19.9	21.9	100	4.2	6.5	10.3

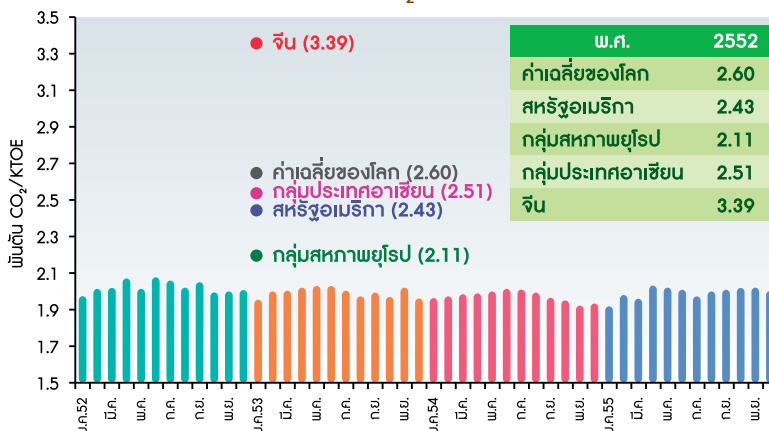


3. ดัชนีการปล่อยก๊าซ CO₂ ภาคพลังงานของไทย

● การปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงาน ปี 2555 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ เฉลี่ย 2.00 พันตัน CO₂ ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE ใกล้เคียงกับปีก่อนซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO₂ เฉลี่ย 1.98 พันตัน CO₂ ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE หรือเพิ่มขึ้นเล็กน้อยร้อยละ 1.0 ทั้งนี้เนื่องจากประเทศไทยมีการใช้พลังงานจากน้ำมันสำเร็จรูปและถ่านหิน/ลิกไนต์ ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหน่วยการใช้พลังงานสูงกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นมากขึ้น โดยปี 2555 มีการใช้น้ำมันสำเร็จรูปและถ่านหิน/ลิกไนต์ ที่ระดับ 35,395 KTOE และ 16,361 KTOE เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 5.2 และร้อยละ 3.5 ตามลำดับ ส่งผลให้สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยในปี 2555 เพิ่มขึ้น

เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยกับต่างประเทศพบว่า ประเทศไทยซึ่งมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO₂ ปี 2555 ที่ระดับเฉลี่ย 2.00 พันตัน CO₂ ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE นับเป็นอัตราที่ค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับทั้งค่าเฉลี่ยของประเทศในกลุ่มสหภาพยุโรป ประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศในกลุ่มอาเซียน รวมทั้งค่าเฉลี่ยของโลก ซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO₂ ปี 2552 ในช่วง 2.11–2.60 พันตัน CO₂ ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE นอกจากนี้ยังต่ำกว่าการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงานของประเทศจีน ซึ่งมีอัตราการปล่อยก๊าซค่อนข้างสูงที่ระดับ 3.39 พันตัน CO₂ ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE

การปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงาน



หมายเหตุ : ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงานต่างประเทศ ณ ปี พ.ศ. 2552 (จาก EDMC, 2555)
ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อการใช้พลังงานประเทศไทย จากระบบฐานข้อมูล EPPO-EMS สมพ.

● **การปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh)** ปี 2555 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ จากภาคการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยที่ระดับ 0.541 กิโลกรัม CO₂ ต่อ 1 kWh โดยอยู่ในระดับเดียวกับปี 2554 ทั้งนี้ในช่วง 20 ปีที่ผ่านมาประเทศไทยมีการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยมีการใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน/ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่มีปริมาณการใช้น้ำมันสำเร็จรูปลดลง จากสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติ : ถ่านหิน/ลิกไนต์ : น้ำมันสำเร็จรูป ในการผลิตไฟฟ้าที่ระดับ 42 : 30 : 28 ในปี 2534 เพิ่มขึ้นเป็น 77 : 22 : 1 ในปี 2555 ส่งผลทำให้สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อ kWh มีแนวโน้มลดลงมาโดยลำดับ

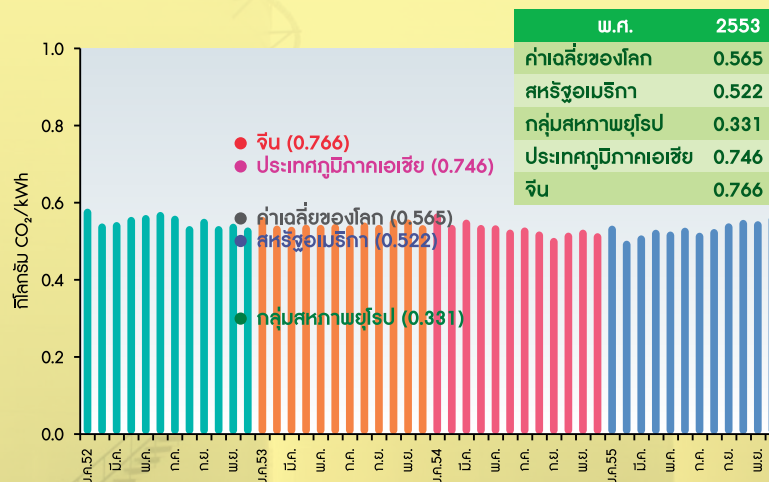
เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อ kWh ของประเทศไทยกับต่างประเทศพบว่า ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ยของโลก ปี 2553 ซึ่งเฉลี่ยที่ระดับ 0.565 CO₂ ต่อ 1 kWh แต่สูงกว่าประเทศสหรัฐอเมริกาและกลุ่มสหภาพยุโรปที่มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ในช่วง 0.331-0.522 กิโลกรัม CO₂ ต่อ 1 kWh เนื่องจากปัจจัยด้านเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยปี 2552 ประเทศสหรัฐอเมริกาและกลุ่มประเทศสหภาพยุโรปมีการใช้นิวเคลียร์ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่ไม่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO₂ ในการผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนถึงร้อยละ 24 และร้อยละ 32 ของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดตามลำดับ อย่างไรก็ตามเมื่อเทียบกับประเทศจีนและประเทศในภูมิภาคเอเชียซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO₂ เฉลี่ยที่ระดับ 0.766 CO₂ ต่อ 1 kWh และ 0.746 กิโลกรัม CO₂ ต่อ 1 kWh นับได้ว่าประเทศไทยยังมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อ kWh ในระดับต่ำกว่ามาก

● **การปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหัวประชากร** ปี 2555 มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหัวประชากรเฉลี่ยที่ระดับ 3.53 ตัน CO₂ ต่อคน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO₂ เฉลี่ยที่ระดับ 3.31 ตัน CO₂ ต่อคน ร้อยละ 6.7

เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหัวประชากรของประเทศไทยกับต่างประเทศพบว่า ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหัวสูงกว่าค่าเฉลี่ยของประเทศในภูมิภาคเอเชียที่มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ปี 2553 ที่ระดับ 1.43 ตัน CO₂ ต่อคน แต่ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของโลก ประเทศจีนและประเทศกลุ่มสหภาพยุโรปที่มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ในช่วง 4.44-6.99 ตัน CO₂ ต่อคน รวมทั้งต่ำกว่าประเทศสหรัฐอเมริกาซึ่งมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหัวประชากรค่อนข้างสูงที่ระดับ 17.31 ตัน CO₂ ต่อคน เนื่องจากปัจจัยด้านการบริโภคพลังงานของกลุ่มประเทศดังกล่าวซึ่งอยู่ในระดับสูง โดยในปี 2552 ประเทศจีน ประเทศกลุ่มสหภาพยุโรป และประเทศสหรัฐอเมริกา ต้องมีการจัดหาพลังงานเพื่อตอบสนองความต้องการบริโภคคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 9.5 ร้อยละ 15.2 และร้อยละ 20.1 ของการจัดหาพลังงานของโลกตามลำดับสูงกว่าประเทศในทวีปเอเชียที่มีการจัดหาพลังงานในสัดส่วนร้อยละ 4.4

อย่างไรก็ดี เป็นที่น่าสังเกตว่าในช่วง 20 ปีที่ผ่านมาประเทศพัฒนาแล้วทั้งประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศกลุ่มสหภาพยุโรปมีแนวโน้มการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหัวประชากรลดลงเฉลี่ยร้อยละ 0.5 และร้อยละ 0.6 ต่อปี ตามลำดับ อันแสดงถึงภาวะอิ่มตัวของ การปล่อยก๊าซ CO₂ จากการบริโภคพลังงานของประชากร ในขณะที่ประเทศในภูมิภาคเอเชีย ประเทศจีน รวมทั้งประเทศไทย ประชากรยังคงมีความต้องการใช้พลังงานในระดับสูง จึงยังมีการขยายตัวของ การปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหัวเพิ่มขึ้น โดยประเทศในภูมิภาคเอเชียเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.2 ต่อปี ประเทศจีนเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 5.2 ต่อปี และประเทศไทยเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 4.5 ต่อปี ตามลำดับ

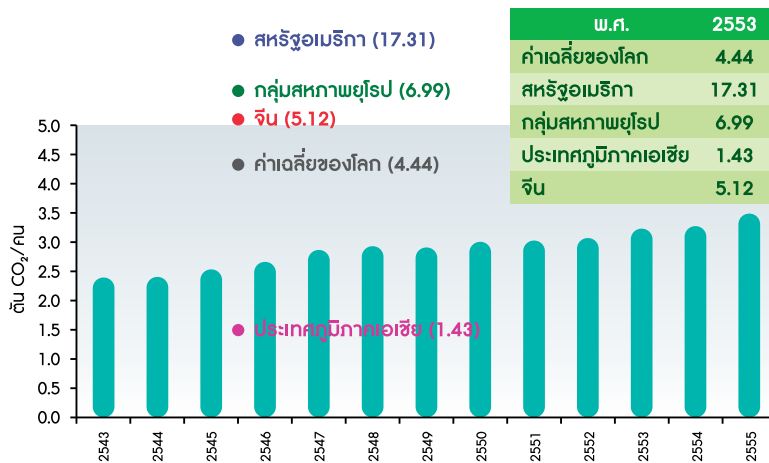
การปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า



หมายเหตุ : ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ ณ ปี พ.ศ. 2553 (จาก IEA, 2555)

ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าประเทศไทย จากระบบฐานข้อมูล EPPO-EMS สบว.

การปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อประชากร



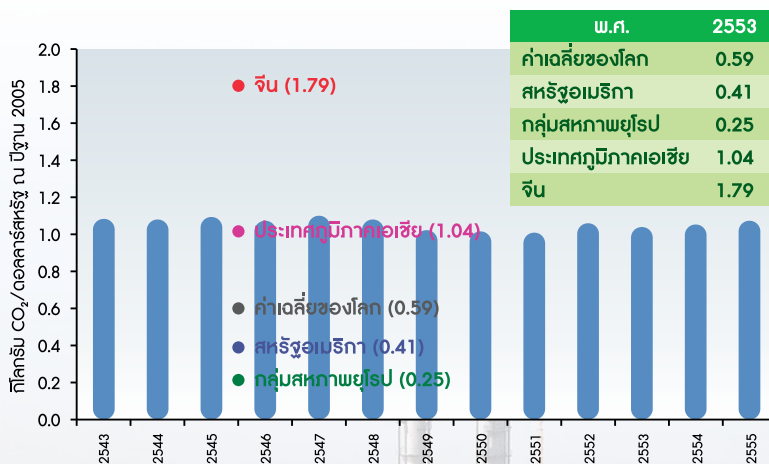
หมายเหตุ : ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อประชากรต่างประเทศ ณ ปี พ.ศ. 2553 (จาก IEA, 2555)
ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อประชากรประเทศไทย จากระบบฐานข้อมูล EPPO-EMS สนพ.

● การปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อ GDP ปี 2555 ประเทศไทย มีการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อ GDP เฉลี่ยที่ระดับ 1.08 กิโลกรัม CO₂ ต่อดอลลาร์สหรัฐ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO₂ เฉลี่ยที่ระดับ 1.07 กิโลกรัม CO₂ ต่อดอลลาร์สหรัฐ ร้อยละ 1.6

เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อ GDP ของ ประเทศไทยกับต่างประเทศพบว่า ประเทศไทยมีการปล่อย ก๊าซ CO₂ ต่อ GDP ไกลเคียงกับประเทศในภูมิภาคเอเชีย

ซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO₂ ปี 2553 เฉลี่ย 1.04 กิโลกรัม CO₂ ต่อดอลลาร์สหรัฐ แต่สูงกว่าค่าเฉลี่ยของโลก ประเทศ สหรัฐอเมริกา และประเทศกลุ่มสหภาพยุโรป ซึ่งมีการปล่อย ก๊าซ CO₂ เฉลี่ยในช่วง 0.25–0.59 กิโลกรัม CO₂ ต่อดอลลาร์ สหรัฐ อย่างไรก็ตาม เมื่อเปรียบเทียบกับประเทศจีนซึ่งมี การปล่อยก๊าซ CO₂ เฉลี่ยสูงถึง 1.79 กิโลกรัม CO₂ ต่อดอลลาร์ สหรัฐพบว่าประเทศไทยยังมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อ GDP ในระดับต่ำกว่าอย่างมาก

การปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อ GDP



หมายเหตุ : ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อ GDP ต่างประเทศ ณ ปี พ.ศ. 2553 (จาก IEA, 2555)
ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO₂ ต่อ GDP ประเทศไทย จากระบบฐานข้อมูล EPPO-EMS สนพ.



โครงการส่งเสริมระบบบริหารจัดการขนส่ง เพื่อการประหยัดพลังงาน (พ.ศ. 2555) (Logistics and Transport Management : LTM)

ปัจจุบันประเทศไทยมีสัดส่วนการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายแยกตามประเภทสาขาธุรกิจ แบ่งได้เป็น 3 ประเภทหลัก ๆ โดยการใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมและภาคการขนส่งนั้นมีสัดส่วนการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายใกล้เคียงกันอยู่ที่ 35.6% และ 35.7% ตามลำดับ และ การใช้พลังงานในส่วนอื่น ๆ อาทิ ภาคที่อยู่อาศัย ภาคธุรกิจ ภาคการเกษตรและภาคอื่น ๆ อีก 28.7% (ข้อมูลปี 2554) โดยที่ผ่านมามาครรัฐได้ให้ความสำคัญกับการส่งเสริมลดการใช้พลังงาน ให้แก่ทุกภาคส่วนผ่านการส่งเสริมและสนับสนุนโครงการต่าง ๆ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ พลังงาน โดยสำหรับภาคอุตสาหกรรมนั้นได้รับการสนับสนุนด้านการประหยัดพลังงาน มาอย่างต่อเนื่องเป็นอย่างดีผ่านโครงการฯ ต่าง ๆ แต่สำหรับภาคคมนาคมขนส่งนั้น มักจะได้รับการช่วยเหลือผ่านการพัฒนาาระบบโครงสร้างพื้นฐานเป็นหลัก ซึ่งถือเป็นแผนการ ปรับปรุงระยะยาว ส่งผลให้ผู้ประกอบการที่ได้รับผลกระทบระยะสั้นจากภาวะเศรษฐกิจชะลอตัว ความผันผวนทางด้านราคาพลังงาน และการแข่งขันที่เพิ่มมากขึ้นในขนาดจากการเปิดเสรี ด้านการบริการของประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (ASEAN Economic Community: AEC) ไม่สามารถปรับตัวได้ทัน และความสามารถทางการแข่งขันทางธุรกิจลดน้อยลง



ด้วยเหตุปัจจัยดังกล่าวมานั้นส่งผลให้ต้นทุนด้านการขนส่งสูงขึ้น อย่างต่อเนื่อง และส่งผลกระทบต่อทุกภาคส่วนอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ โดยเฉพาะอย่างยิ่งผู้ที่ได้รับผลกระทบอย่างมากคือผู้ประกอบการ ภาคการขนส่ง ซึ่งมีต้นทุนด้านพลังงานสูงกว่าภาคธุรกิจอื่น ๆ ซึ่งจาก สัดส่วนการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของภาคคมนาคมขนส่งนั้นแบ่งเป็น

สัดส่วนการใช้พลังงานในการขนส่งทางบกสูงถึง 79% ของการใช้พลังงานในภาคการขนส่งทั้งหมด หากมีความผันผวนทางด้านราคาพลังงานเชื้อเพลิงมากน้อยเพียงใด ย่อมจะส่งผลกระทบต่อผู้ประกอบการ ขนส่งอย่างยิ่งเช่นกัน หากผู้ประกอบการขนส่งสินค้าไม่ปรับตัวเพื่อรับมือกับสถานการณ์ดังกล่าวอาจจะ ต้องแบกรับต้นทุนพลังงานที่สูงขึ้นอย่างรวดเร็ว และสูญเสียความสามารถด้านการแข่งขันทางธุรกิจที่สุดในที่สุด

ดังนั้น ผู้ประกอบการขนส่งต้องปรับปรุงและพัฒนา ระบบบริหารจัดการขนส่งเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิง และลดต้นทุนด้านพลังงานอย่างต่อเนื่อง โดยแนวทางหนึ่ง ที่ช่วยส่งเสริมให้เกิดการเร่งพัฒนาระบบบริหารจัดการขนส่งให้แพร่หลายได้อย่างเป็นรูปธรรม คือการส่งเสริมให้ ทีมผู้เชี่ยวชาญที่มีความชำนาญเฉพาะด้านเข้าให้คำแนะนำ แนวทางการปฏิบัติและแนวทางการวิจัย เพื่อพัฒนาระบบบริหารจัดการขนส่งให้แก่ผู้ประกอบการสามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้ด้วยตนเองต่อไป ซึ่งถือเป็นแนวทางสำคัญที่ผู้ประกอบการขนส่งควรให้ความสนใจและมุ่งมั่นที่จะปรับปรุงให้สามารถใช้เชื้อเพลิงได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดสัดส่วนการใช้พลังงานในภาคการขนส่งและลดการใช้พลังงานโดยภาพรวมของประเทศได้ต่อไป

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน ได้เล็งเห็นถึงความสำคัญและตระหนักถึงปัญหาดังกล่าวเป็นอย่างดี จึงส่งเสริมให้ผู้ประกอบการขนส่งร่วมกันลดการใช้เชื้อเพลิงในภาคการขนส่งผ่านโครงการต่าง ๆ ซึ่งถือเป็นแนวทางสำคัญประการหนึ่งที่จะช่วยลดต้นทุนหลักของผู้ประกอบการขนส่ง เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันกับต่างประเทศ ลดการนำเข้าพลังงาน อีกทั้งยังช่วยลดการเกิดภาวะโลกร้อนอันมีสาเหตุจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ปัจจุบันยังคงเป็นปัญหาสำคัญในระดับชาติและระดับโลก

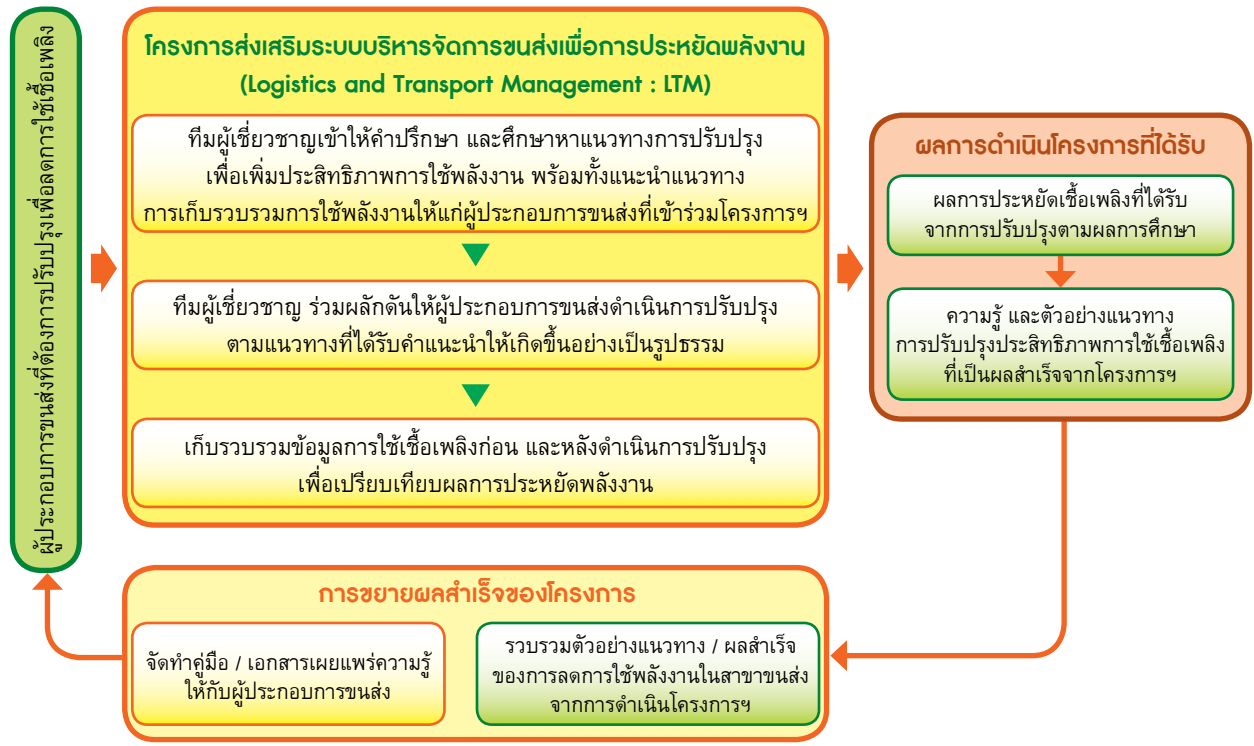
ในการดำเนินงานที่ผ่านมา ในปี 2551 และปี 2553 กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ได้ร่วมกับ สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย โดย สถาบันพลังงานเพื่ออุตสาหกรรม ส่งเสริมให้ผู้ประกอบการร่วมกันลดการใช้พลังงานในสาขาขนส่ง ภายใต้ “โครงการส่งเสริมลดการใช้พลังงานในสาขาขนส่ง” มาแล้ว 2 ครั้ง โดยประสบผลสำเร็จเป็นอย่างดี

และนอกจากนี้ยังพบว่าผู้ประกอบการอีกหลายรายได้ให้ความสนใจ และยังมีความต้องการที่จะเข้าร่วมโครงการอย่างต่อเนื่อง สอดคล้องกับจำนวนของผู้ประกอบการขนส่งและจำนวนรถบรรทุกของประเทศไทยที่ปัจจุบันมีจำนวนกว่า 350,000 แห่ง และ 868,947 คัน ตามลำดับ ซึ่งแสดงให้เห็นถึงศักยภาพด้านการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งให้แก่ประเทศ หากสามารถขยายผลการดำเนินงานออกไปยังผู้ประกอบการขนส่งรายอื่น ๆ ต่อไปได้ ดังนั้น กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานจึงให้การสนับสนุนสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ดำเนินโครงการนี้เป็นครั้งที่ 3 โดยในการดำเนินโครงการนั้นได้มุ่งเน้นกิจกรรมที่ส่งเสริมด้านการให้คำแนะนำโดยทีมผู้เชี่ยวชาญที่มีความชำนาญด้านต่าง ๆ เช่น ด้านวิศวกรรมและเทคโนโลยีด้านการจัดการด้านการขับขี่ และด้านการสร้างทีมงานเพื่อหาแนวทางหรือมาตรการการลดการใช้พลังงานให้แก่ผู้ประกอบการที่เข้าร่วมโครงการฯ ฯลฯ

สถาบันพลังงานเพื่ออุตสาหกรรม สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ได้รับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน ให้ดำเนิน “โครงการส่งเสริมระบบบริหารจัดการขนส่งเพื่อการประหยัดพลังงาน (พ.ศ. 2555) (Logistics and Transport Management: LTM)” ซึ่งดำเนินการขยายผลต่อเนื่องมาเป็นปีที่ 3 แล้ว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมให้ผู้ประกอบการขนส่งตลอดจนโรงงานอุตสาหกรรมได้รับความรู้ในการวิเคราะห์หาแนวทางการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิง ซึ่งถือเป็นแนวทางที่สามารถช่วยเหลือให้ผู้ประกอบการฯ ปรับตัวให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัญหาปัจจุบัน ทั้งด้านเศรษฐกิจและด้านพลังงาน ได้ดียิ่งขึ้น โดยจากการดำเนินโครงการตลอด 2 ปีที่ผ่านมา ได้ส่งทีมผู้เชี่ยวชาญเข้าให้คำปรึกษาแก่ผู้ประกอบการไปแล้ว



รูปแสดงแนวคิดและหลักการในการดำเนินโครงการฯ



กว่า 130 แห่ง เพื่อพัฒนาระบบบริหารจัดการขนส่ง ซึ่งส่งผลให้เกิดการประหยัดพลังงานรวมกว่า 4.8 ktoe หรือเทียบเป็นการประหยัดต้นทุนด้านพลังงานได้กว่า 200 ล้านบาท และสำหรับในปี 2555 นี้จะดำเนินการขยายผลการดำเนินโครงการให้คำปรึกษาแก่ผู้ประกอบการเพิ่มเติมอีก 100 แห่ง โดยมีเป้าหมายการใช้พลังงานเชื้อเพลิงที่คาดว่าจะลดได้เฉลี่ยรวมหลังจบโครงการฯ เท่ากับ 5 ktoe ต่อปี

“โครงการส่งเสริมระบบบริหารจัดการขนส่งเพื่อการประหยัดพลังงาน (พ.ศ. 2555) (Logistics and Transport Management: LTM)” มีหลักการและแนวคิดในการดำเนินโครงการ คือ มุ่งเน้นส่งเสริมให้ผู้ประกอบการขนส่งได้รับความรู้และแนวทางการปรับปรุงระบบบริหารจัดการขนส่งเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิง พร้อมทั้งแนะนำแนวทางดังกล่าวไปปฏิบัติให้เกิดขึ้นจริงอย่างเป็นรูปธรรม เพื่อลดต้นทุนพลังงานที่มีความผันผวนและมีแนวโน้มสูงขึ้นในอนาคต รวมถึงเผยแพร่แนวทางผลสำเร็จต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นให้แก่ผู้ประกอบการภาคการขนส่งทั่วประเทศ อันจะนำไปสู่แนวทางที่ทำให้เกิดการประหยัดพลังงานในภาคการขนส่งได้อย่างเป็นรูปธรรม กล่าวคือ ผู้ประกอบการขนส่งส่วนมากมักจะยังไม่มีการดำเนินการปรับปรุงการใช้พลังงานของตนเองอย่าง

จริงจัง เนื่องจากขาดผู้เชี่ยวชาญที่จะให้คำปรึกษาและชี้แนะแนวทางที่จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิง ดังนั้น “โครงการส่งเสริมระบบบริหารจัดการขนส่งเพื่อการประหยัดพลังงาน (พ.ศ. 2555) (Logistics and Transport Management: LTM)” จึงเปิดโอกาสให้แก่ผู้ประกอบการที่มีความสนใจที่จะปรับปรุงการใช้พลังงานของตนเองอย่างจริงจังเข้าร่วมโครงการ เพื่อให้ทีมผู้เชี่ยวชาญเข้าให้คำปรึกษาและศึกษาหาแนวทางการปรับปรุงด้วยหลักการ 4 ด้านหลัก ๆ คือ **ด้านวิศวกรรมและเทคโนโลยี (Engineering and Technology) ด้านบริหารจัดการ (Management) ด้านการขับขี่ (Driving) และด้านการสร้างทีมงาน (Task Force)** โดยแนวทางที่ได้รับการให้คำแนะนำจะถูกผลักดันให้ผู้ประกอบการนำไปปฏิบัติให้เกิดขึ้นอย่างเป็นรูปธรรม พร้อมทั้งเก็บรวบรวมข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบผลการประหยัดพลังงานเมื่อดำเนินการปรับปรุงแล้วเสร็จ ซึ่งผลจากการดำเนินโครงการฯ ที่ได้รับคือผลการประหยัด และตัวอย่างผลสำเร็จของแนวทางการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงที่สามารถรวบรวมและจัดทำคู่มือหรือเอกสารเผยแพร่ความรู้ดังกล่าวให้แก่ภาคการขนส่งนำไปประยุกต์ใช้ได้ด้วยตนเองต่อไป

หลักเกณฑ์การจัดทำเครื่องหมาย แสดงในบริเวณเขตระบบการขนส่ง ก๊าซธรรมชาติทางท่อ

การใช้ก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันมีปริมาณเพิ่มสูงขึ้นมากจากในอดีต ทั้งการใช้ในภาคครัวเรือน ภาคอุตสาหกรรม และภาคคมนาคมขนส่ง โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมมีแนวโน้มการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จนเกือบเทียบเท่าปริมาณการใช้ของภาคครัวเรือนแล้ว

เมื่อความต้องการใช้เพิ่มขึ้นมากส่งผลให้ต้องมีการขนส่งก๊าซธรรมชาติเพื่อไปยังแหล่งต่าง ๆ เพิ่มมากขึ้นด้วย แต่การขนส่งก๊าซปริมาณมากด้วยรถบรรทุกไปในที่ไกล ๆ อาจทำให้ต้นทุนค่าขนส่งเพิ่มขึ้นและไม่คุ้มค่ากับการลงทุน จึงจำเป็นต้องใช้วิธีการส่งก๊าซไปทางท่อใต้ดิน แต่การส่งผ่านก๊าซทางท่อมีสิ่งที่จะต้องระวังมากเพราะท่อก๊าซมีแรงดันสูง หากมีการกระทบกระเทือนอาจก่อให้เกิดการระเบิดสร้างความเสียหายครั้งใหญ่ขึ้นมาได้ ดังนั้น **กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน** จึงเตรียมออกกฎหมาย**หลักเกณฑ์การจัดทำเครื่องหมายแสดงในบริเวณเขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ** เพื่อป้องกันอันตรายให้แก่ประชาชนและความปลอดภัยของท่อส่งก๊าซฯ โดยมีสาระสำคัญคือ



ผู้ขออนุญาตต้องจัดให้มีเครื่องหมายในบริเวณเขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อเพื่อแสดงข้อมูล และเตือนให้ระมัดระวังเกี่ยวกับระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ โดยต้องแสดงป้ายในพื้นที่เขตชุมชน ซึ่งเป็นพื้นที่จากแนวท่อออกไปข้างละ 200 เมตร ในช่วงความยาวท่อทุก ๆ 1 กิโลเมตร ที่มีลักษณะอย่างใดอย่างหนึ่ง ดังนี้

- (1) มีอาคารพักอาศัย จำนวนมากกว่า 30 หลัง
- (2) มีตึกแถว อาคารพาณิชย์ คอนโดมิเนียม ทาวน์เฮาส์ หรืออาคารในลักษณะเดียวกัน
- (3) มีอาคารสาธารณะ ตามพระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ. 2522 และที่แก้ไขเพิ่มเติม

ผู้ขออนุญาตต้องจัดให้มีเครื่องหมายแสดงในบริเวณเขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อที่มีแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติใต้พื้นดิน เพื่อป้องกันอันตรายที่จะเกิดกับระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ รวมถึงชีวิตและทรัพย์สินของประชาชนที่อยู่บริเวณใกล้เคียง อย่างน้อยดังต่อไปนี้

- (1) หลักเขตแสดงระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ
- (2) ป้ายคำเตือนเขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ
- (3) ป้ายคำเตือนแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

คำเตือน

**เขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ
ห้ามขุด เจาะ หรือกระทำการก่อสร้างใดๆ
กรณีฉุกเฉินโปรดติดต่อ**

.....
โทรศัพท์

.....

กาที่ลดจนทำลย ระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ มีความผิดตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมโรงงานนี้จนถึง

ทั้งนี้ หลักเขตแสดงระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อต้องทำจากคอนกรีตเสริมเหล็กหรือวัสดุอื่นที่มีความคงทนแข็งแรง โดยหลักเขตมีหน้าตัดเป็นสี่เหลี่ยมจัตุรัสยาวด้านละไม่น้อยกว่า 15 เซนติเมตร พื้นผิวและสีที่ใช้มีความทนทานต่อสภาพอากาศและการกัดเซาะ พื้นผิวใช้สีเหลืองและตัวอักษรใช้สีดำ หลักเขตต้องมีความสูงไม่น้อยกว่า 120 เซนติเมตร และติดตั้งให้มีส่วนที่อยู่เหนือพื้นดินไม่น้อยกว่า 60 เซนติเมตร ทุกด้านมีข้อความว่า **เขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ** โดยติดตั้งที่แนวเขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อทั้งสองด้าน



ในกรณีที่ระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อตัดผ่านถนน ทางรถไฟ แม่น้ำลำคลอง ทะเล หรือที่ดินส่วนบุคคล ให้ติดตั้งหลักเขตบริเวณจุดตัดทั้งสองด้านด้วยป้ายคำเตือนเขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ มีขนาดกว้างและยาวไม่น้อยกว่า 40 x 60 เซนติเมตร ทำจากแผ่นโลหะหรือวัสดุอื่นที่มีความคงทนแข็งแรง พื้นผิวและสีที่ใช้มีความทนทานต่อสภาพอากาศและการกัดเซาะ โดยให้แสดงรายละเอียดอย่างน้อยดังต่อไปนี้

- (1) ข้อความว่า “คำเตือน” ความสูงไม่น้อยกว่า 5 เซนติเมตร
- (2) ข้อความว่า “เขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ” ความสูงไม่น้อยกว่า 2 เซนติเมตร
- (3) ข้อความว่า “ห้ามขุดเจาะหรือกระทำการก่อสร้างใด ๆ กรณีฉุกเฉินโปรดติดต่อ” ความสูงไม่น้อยกว่า 1 เซนติเมตร
- (4) ชื่อผู้ขออนุญาตและหมายเลขโทรศัพท์ติดต่อ ความสูงไม่น้อยกว่า 1 เซนติเมตร
- (5) ข้อความว่า “การรื้อถอนทำลาย ระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ มีความผิดตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง” ความสูงไม่น้อยกว่า 1 เซนติเมตร

พื้นผิวใช้สีเหลืองและตัวอักษรใช้สีดำ ป้ายคำเตือนเขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อให้ติดตั้งบนเสาที่มีความคงทนแข็งแรง ณ บริเวณตำแหน่งใกล้เคียงกันกับหลักเขตแสดงระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ โดยให้ป้ายขนานกับแนวท่อ และให้ขอบด้านล่างของป้ายอยู่สูงจากระดับพื้นไม่น้อยกว่า 120 เซนติเมตร หรือให้สูงพ้นจากสิ่งกีดขวางโดยรอบเพื่อให้สามารถมองเห็นได้ชัดเจน

ป้ายคำเตือนเขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อที่ทำการติดตั้งบริเวณแม่น้ำลำคลอง หรือทะเลต้องมีขนาดกว้างและยาวไม่น้อยกว่า 120 x 240 เซนติเมตร บริเวณป้ายคำเตือนต้องจัดให้มีเครื่องหมายหรือข้อความตามที่กรมเจ้าท่ากำหนด ต้องมีขนาดกว้างและยาวไม่น้อยกว่า 40 x 60 เซนติเมตร ทำจากแผ่นโลหะหรือวัสดุอื่นที่มีความคงทนแข็งแรง พื้นผิวและสีที่ใช้มีความทนทานต่อสภาพอากาศและการกัดเซาะ โดยให้แสดงรายละเอียดอย่างน้อยดังต่อไปนี้

- (1) ข้อความว่า “คำเตือน” ความสูงไม่น้อยกว่า 5 เซนติเมตร
- (2) ข้อความว่า “ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ” ความสูงไม่น้อยกว่า 2 เซนติเมตร
- (3) ข้อความว่า “ห้ามขุดเจาะหรือกระทำการก่อสร้างใด ๆ กรณีฉุกเฉินโปรดติดต่อ” ความสูงไม่น้อยกว่า 1 เซนติเมตร
- (4) ชื่อผู้ขออนุญาตและหมายเลขโทรศัพท์ติดต่อ ความสูงไม่น้อยกว่า 1 เซนติเมตร
- (5) ข้อความว่า “เขตระมัดระวัง..... เมตร” ความสูงไม่น้อยกว่า 1 เซนติเมตร
- (6) ข้อความว่า “การรื้อถอนทำลาย ระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ มีความผิดตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง” ความสูงไม่น้อยกว่า 1 เซนติเมตร พื้นผิวใช้สีเหลืองและตัวอักษรใช้สีดำ

ทั้งนี้ ผู้รับใบอนุญาตต้องบำรุงรักษาเครื่องหมายแสดงในบริเวณเขตระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อให้มีสภาพใช้การได้ที่อยู่เสมอ ในกรณีที่เครื่องหมายดังกล่าวชำรุดหรือเสียหาย หรือข้อความลบเลือนในสาระสำคัญ ให้ดำเนินการแก้ไขโดยไม่ชักช้า เพื่อความปลอดภัยของผู้เกี่ยวข้องทุกฝ่าย

LPG ที่คุณรู้จัก



มาดูกันว่าคุณผู้อ่านรู้จักก๊าซ LPG ดีแค่ไหน โดยทำเครื่องหมาย ✓ หรือ ✗ หน้าข้อความต่อไปนี้

-1. LPG เป็นก๊าซที่มีส่วนผสมระหว่างก๊าซโพรเพน (C₃) และก๊าซบิวเทน (C₄)
-2. LPG มีคุณสมบัติหนักกว่าอากาศ เมื่อเกิดการรั่วไหลจะสะสมตามพื้น เมื่อโดนประกายไฟสามารถลุกไหม้ได้
-3. LPG เป็นก๊าซที่สามารถเปลี่ยนสถานะจากก๊าซเป็นของเหลวได้
-4. LPG ที่ใช้ในประเทศมาจากแหล่งก๊าซภายในประเทศที่ไทยผลิตได้เองทั้งหมด
-5. LPG บริสุทธิ์ ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น ดังนั้น บริษัท ผู้ผลิตก๊าซ LPG จึงต้องเติมสารประกอบที่มีกลิ่นเหม็นลงไป เพื่อให้ผู้ใช้รู้ตัวเมื่อก๊าซ LPG เกิดการรั่ว
-6. LPG สามารถนำมาใช้กับเครื่องยนต์เบนซินและดีเซลได้
-7. การขนส่งก๊าซ LPG ไปใช้ในที่ห่างไกลจากแหล่งผลิตจะใช้วิธีการขนส่งทางท่อ ซึ่งมีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจมากกว่าวิธีอื่น



ท่านผู้อ่านสามารถร่วมสนุก โดยส่งคำตอบพร้อมชื่อ-ที่อยู่และเบอร์โทรศัพท์ (ตัวบรรจง) มาที่ โทรสาร 0 2247 2363 หรือ บริษัท ไทเร็กซ์ แพลน จำกัด 539/2 อาคารมหานครยิบซัม ชั้น 22A ถนนศรีอยุธยา แขวงถนนพญาไท เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400 วงเล็บมุมซองว่า เกมพลังงาน ผู้ที่ตอบถูก 5 ท่าน จะได้รับของรางวัลส่งให้ถึงบ้าน

ชื่อ-นามสกุล.....

ที่อยู่.....

.....

โทรศัพท์..... โทรสาร..... E-mail.....

เคล็ดลับใช้ก๊าซหุงต้มให้ประหยัดพลังงาน

1. ไม่ควรตั้งเตาหุงต้มในที่ลมพัดแรง หรือไม่ให้พัดลมเป่าเข้าเตา เพราะเปลวไฟจะไม่สัมผัสกับภาชนะ เกิดการสิ้นเปลืองโดยใช่เหตุ
2. การประกอบอาหาร ควรใช้ภาชนะที่มีขนาดเหมาะสมกับปริมาณอาหาร เพราะถ้าภาชนะใหญ่เกินไปจะทำให้สิ้นเปลืองก๊าซมากขึ้นในการทำให้อาหารร้อน
3. เลือกขนาดหัวเตาให้เหมาะกับภาชนะ เพราะหากใช้กระทะใบเล็กแต่ใช้หัวเตาขนาดใหญ่จะทำให้สิ้นเปลืองก๊าซโดยไม่จำเป็น
4. ก๊าซหุงต้มที่ใช้ควรทำความสะอาดไม่ให้มีตะกอนจับ เพราะจะกลายเป็นฉนวนกันความร้อนทำให้น้ำเดือดช้า และสิ้นเปลืองก๊าซมากขึ้น
5. ไม่เปิดเตาก๊าซทิ้งไว้ระหว่างเตรียมอาหาร
6. เมื่อใช้เตาก๊าซ สังเกตว่าเปลวไฟมีสีน้ำเงิน ซึ่งเป็นระดับที่ส่วนผสมของก๊าซพอดีกับอากาศ ทำให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์และให้ความร้อนสูงสุด
7. หมั่นทำความสะอาดหัวเตา เพราะหากอุดตันจะทำให้ก๊าซไม่สามารถออกมาได้



บริการธุรกิจตอบรับ

ใบอนุญาตเลขที่ ปณ.(น.)/3451 ปณศ. สามเสนใน
ถ้าฝากส่งในประเทศไม่ต้องผนึกตราไปรษณีย์

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี
แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี
กรุงเทพฯ 10400

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน มีความประสงค์จะสำรวจความคิดเห็นของท่านผู้อ่าน เพื่อนำข้อมูลมาใช้ประกอบการปรับปรุงวารสารนโยบายพลังงานให้ดียิ่งขึ้น ผู้ร่วมแสดงความคิดเห็น 10 ท่านแรกจะได้รับของที่ระลึกจากคณะทำงานฯ เพียงแต่ท่านตอบแบบสอบถามและเขียนชื่อ-ที่อยู่ตัวบรรจงให้ชัดเจน ส่งไปที่ คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เลขที่ 121/1-2 ถ.เพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี กทม. 10400 หรือโทรสาร 0 2612 1358

หากท่านใดต้องการสมัครสมาชิกวารสารฯ รูปแบบไฟล์ pdf สมัครได้ที่ e-mail : eppodp01@gmail.com

ชื่อ-นามสกุล.....หน่วยงาน.....

อาชีพ/ตำแหน่ง.....โทรศัพท์.....

ที่อยู่.....อีเมล.....

กรุณาทำเครื่องหมาย ✓ ลงในช่อง และเติมข้อความที่สอดคล้องกับความต้องการของท่านลงในช่องว่าง

- 1 ท่านอ่าน “วารสารนโยบายพลังงาน” จากที่ใด
 - ที่ทำงาน/หน่วยงานที่สังกัด
 - ที่บ้าน
 - หน่วยงานราชการ/สถานศึกษา
 - ห้องสมุด
 - www.eppo.go.th
 - อื่นๆ.....
- 2 ท่านอ่าน “วารสารนโยบายพลังงาน” ในรูปแบบใด
 - แบบรูปเล่ม
 - ไฟล์ pdf ทางอีเมล
 - E-Magazine
- 3 ท่านอ่าน “วารสารนโยบายพลังงาน” เพราะเหตุใด
 - ข้อมูลเป็นประโยชน์ต่อการทำงาน
 - ข้อมูลหาได้จากแหล่งอื่น
 - ข้อมูลอยู่ในความสนใจ
 - มีคนแนะนำให้อ่าน
 - อื่นๆ.....
- 4 ท่านใช้เวลาอ่าน “วารสารนโยบายพลังงาน” กี่นาที
 - 0-10 นาที
 - 11-20 นาที
 - 21-30 นาที
 - 31-40 นาที
 - 41-50 นาที
 - 51-60 นาที
 - มากกว่า 60 นาที
- 5 ความพึงพอใจต่อรูปแบบ “วารสารนโยบายพลังงาน”

	ความน่าสนใจ	<input type="radio"/> มาก	<input type="radio"/> ปานกลาง	<input type="radio"/> น้อย
	สอดคล้องกับเนื้อหา	<input type="radio"/> มาก	<input type="radio"/> ปานกลาง	<input type="radio"/> น้อย
เนื้อหา	ความน่าสนใจ	<input type="radio"/> มาก	<input type="radio"/> ปานกลาง	<input type="radio"/> น้อย
	ตรงความต้องการ	<input type="radio"/> มาก	<input type="radio"/> ปานกลาง	<input type="radio"/> น้อย
	นำไปใช้ประโยชน์ได้	<input type="radio"/> มาก	<input type="radio"/> ปานกลาง	<input type="radio"/> น้อย
	ความทันสมัย	<input type="radio"/> มาก	<input type="radio"/> ปานกลาง	<input type="radio"/> น้อย
ภาพประกอบ	ความน่าสนใจ	<input type="radio"/> มาก	<input type="radio"/> ปานกลาง	<input type="radio"/> น้อย
	สอดคล้องกับเนื้อหา	<input type="radio"/> มาก	<input type="radio"/> ปานกลาง	<input type="radio"/> น้อย
	ทำให้เข้าใจเนื้อเรื่องดีขึ้น	<input type="radio"/> มาก	<input type="radio"/> ปานกลาง	<input type="radio"/> น้อย
	ขนาด	<input type="radio"/> เล็กไป	<input type="radio"/> พอดี	<input type="radio"/> ใหญ่ไป
ส่วนการเขียน	ความเข้าใจ	<input type="radio"/> ง่าย	<input type="radio"/> ยาก	<input type="radio"/> ไม่เข้าใจ
	ขนาดตัวอักษร	<input type="radio"/> เล็กไป	<input type="radio"/> พอดี	<input type="radio"/> ใหญ่ไป
	รูปแบบตัวอักษร	<input type="radio"/> อ่านง่าย	<input type="radio"/> อ่านยาก	
	การใช้สี	<input type="radio"/> ชัดตา	<input type="radio"/> สบายตา	
	ขนาดรูปเล่ม	<input type="radio"/> เล็กไป	<input type="radio"/> พอดี	<input type="radio"/> ใหญ่ไป
- 6 ความพึงพอใจภาพรวมของ “วารสารนโยบายพลังงาน”
 - มาก
 - ปานกลาง
 - น้อย
- 7 ระยะเวลาการเผยแพร่ “วารสารนโยบายพลังงาน” ที่ท่านต้องการ
 - ราย 1 เดือน
 - ราย 2 เดือน
 - ราย 3 เดือน
- 8 ท่านเคยอ่าน “วารสารนโยบายพลังงาน” บนเว็บไซต์ของสำนักงานหรือไม่
 - เคย
 - ไม่เคย
- 9 ท่านสนใจรับ “วารสารนโยบายพลังงาน” รูปแบบใด
 - แบบเล่ม (ส่งไปรษณีย์)
 - แบบไฟล์ pdf (ส่งอีเมล)
 - แบบ E-Magazine (อ่านทางเว็บไซต์)
- 10 ท่านสนใจรับไฟล์วารสารทางอีเมลหรือไม่
 - สนใจ (โปรดกรอกอีเมล.....)
 - ไม่สนใจ
- 11 ท่านมีเพื่อนที่สนใจรับไฟล์วารสารทางอีเมลหรือไม่
 - มี (โปรดกรอกอีเมล.....)
 - ไม่มี
- 12 คอลัมน์ภายใน “วารสารนโยบายพลังงาน” ที่ท่านชื่นชอบ (โปรดทำเครื่องหมาย ✓)

	ประเดิม	มาก	ปานกลาง	น้อย
สรุปข่าวพลังงานรายไตรมาส				
ภาพเป็นข่าว				
สกู๊ป				
สัมภาษณ์พิเศษ				
สถานการณ์พลังงานไทย				
สถานการณ์พลังงานเชื้อเพลิง				
ศัพท์พลังงาน				
เกมพลังงาน				
เทคโนโลยีพลังงานจากต่างประเทศ				
กฎหมายด้านพลังงาน				
- 13 “วารสารนโยบายพลังงาน” มีประโยชน์อย่างไร

	ประเดิม	มาก	ปานกลาง	น้อย
ทำให้รู้และเข้าใจเรื่องพลังงาน				
ทำให้รู้สถานการณ์พลังงาน				
นำไปใช้ในชีวิตประจำวันได้				
ได้ความรู้รอบตัว				
อื่นๆ.....				
.....				
.....				
- 14 ท่านต้องการให้ “วารสารนโยบายพลังงาน” เพิ่มคอลัมน์เกี่ยวกับอะไรบ้าง

.....

.....

.....
- 15 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

.....

.....

.....



ง่าย สมาชิกเลือกแผนการลงทุน
เพียงครั้งเดียว

มั่นใจ

กบข. บริหารเงินลงทุน
และปรับลดความเสี่ยงโดยอัตโนมัติ

โอกาส

รับผลตอบแทนเพิ่มในระยะยาว*



อีกหนึ่งเส้นทางเลือกการลงทุนเพื่อสมาชิก กบข.

แผนสมดุลตามอายุ

แผนสมดุลตามอายุ เป็นรูปแบบใหม่ของการลงทุนที่ปรับเปลี่ยนสัดส่วนของสินทรัพย์ในการลงทุนให้เหมาะสมกับช่วงอายุของสมาชิกโดยอัตโนมัติ สมาชิกที่อายุน้อยจะมีการลงทุนในตราสารทุนในสัดส่วนที่สูง เนื่องจากมีระยะเวลาการลงทุนที่มากกว่า สามารถรับความเสี่ยงจากความผันผวนได้มาก เพื่อโอกาสรับผลตอบแทนเพิ่มในระยะยาว และเร่งการสะสมเงินออมได้อย่างรวดเร็ว หลังจากนั้นจะค่อยๆ หายลดการลงทุนในตราสารทุน และปรับเพิ่มสัดส่วนสินทรัพย์ที่มีความมั่นคงสูงตามลำดับเมื่ออายุมากขึ้น

เลือกแผนสมดุลตามอายุ...ง่าย!

เหมาะสำหรับสมาชิกที่ไม่มีความสันทัดด้านการลงทุน ไม่มีเวลาดูติดตามข้อมูลการลงทุน และไม่มั่นใจว่าจะเปลี่ยนแผนการลงทุนได้ตามสถานการณ์ สมาชิกเลือกแผนสมดุลตามอายุเพียงครั้งเดียว จะปรับลดความเสี่ยงให้สอดคล้องกับช่วงอายุของสมาชิกโดยอัตโนมัติ

เลือกแผนสมดุลตามอายุแล้วมั่นใจ

กบข. บริหารเงินลงทุน โดยเน้นรักษาสมดุลของผลตอบแทนเป้าหมาย และระดับความเสี่ยง จึงปรับลดสัดส่วนสินทรัพย์เสี่ยงให้สอดคล้องกับช่วงอายุของสมาชิกโดยอัตโนมัติ เพื่อลดความเสี่ยงด้านราคาตลาด และความไม่เพียงพอของเงินออมหลังเกษียณ

เลือกแผนสมดุลตามอายุ เพื่อโอกาสรับผลตอบแทนเพิ่มในระยะยาว

เพราะมีระดับผลตอบแทนคาดหวัง และความเสี่ยงสูงกว่าแผนหลัก เน้นการสร้าง ความเพียงพอของเงินออมหลังเกษียณอย่างแท้จริง

ขั้นตอนง่ายๆ

ในการเลือกแผนสมดุลตามอายุ :

- 1 ดาวน์โหลดแบบแจ้งความประสงค์เปลี่ยนแผนการลงทุน จาก www.gpf.or.th โดยการเข้าเมนูสมาชิก/บริการสมาชิก/แบบฟอร์มและใบคำร้อง/แบบฟอร์มกรณีเลือก/เปลี่ยนแปลงแผนการลงทุน
- 2 แนบสำเนาบัตรประชาชน พร้อมลงชื่อรับรองความถูกต้อง
- 3 ส่งเอกสารมาที่ กบข. ตู้ปณ.12 ปณ.สาทร กรุงเทพฯ 10341

เลือกแผนสมดุลตามอายุ เพื่อความเพียงพอของเงินออมหลังเกษียณ...วันนี้ สอบถามข้อมูลเพิ่มเติม โทร. 1179 กด 6 หรือ www.gpf.or.th

* การลงทุนมีความเสี่ยง นโยบายหรือสัดส่วนของแผนการลงทุนเป็นปัจจัยหลักที่มีผลต่อผลตอบแทนการลงทุน สมาชิกควรเลือกลงทุนในแผนการลงทุนที่เหมาะสมกับผลตอบแทนที่คาดหวังและความเสี่ยงที่ยอมรับได้ของตน โดยให้ความสำคัญกับศึกษาข้อมูลเพื่อประกอบการตัดสินใจอย่างรอบคอบก่อนเลือกแผนการลงทุน การเลือกแผนการลงทุนเป็นสิทธิของสมาชิกสมาชิกจะเลือกหรือไม่ก็ได้ขึ้นอยู่กับความสมัครใจ ทั้งนี้ เมื่อมีการเลือกแผนการลงทุนได้แล้ว สมาชิกจะได้รับผลตอบแทนตามแผนการลงทุนที่เลือกดังกล่าว



ก๊าซ LPG
ทรัพยากรไทยใช้อย่างรู้คุณค่า

