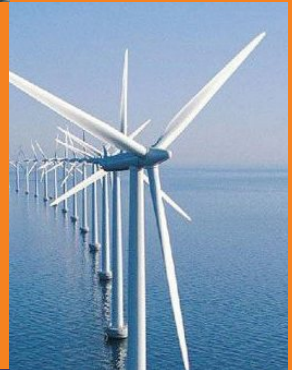




สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

EPPO

รายงานประจำปี 2554



สารจากผู้อำนวยการ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยในปี 2554 มีมูลค่าการนำเข้าพลังงานทั้งหมดประมาณ 1.2 ล้านล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปี 2553 ในสัดส่วนร้อยละ 30.2 ซึ่งความผันผวนของราคาพลังงานในตลาดโลกได้ส่งผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศไทยอย่างไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ตระหนักและให้ความสำคัญต่อปัญหาดังกล่าว และได้กำหนดแนวทาง นโยบาย และมาตรการต่างๆ เพื่อแก้ไขปัญหาด้านพลังงานของประเทศ

รัฐบาลได้กำหนดกรอบและทิศทางของนโยบายด้านพลังงานของประเทศครอบคลุมเรื่องการสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน โดยมุ่งเน้นการพัฒนาพลังงานซึ่งทำให้ประเทศไทยสามารถพึ่งตนเองให้มากขึ้น การกำกับราคาพลังงานให้มีความเหมาะสม มีเสถียรภาพ เป็นธรรมต่อทุกภาคส่วน และสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง รวมทั้งการส่งเสริมการผลิต การใช้ ตลอดจนการวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ตลอดจนการเร่งส่งเสริมและสนับสนุนการอนุรักษ์พลังงานอย่างเต็มรูปแบบและครบวงจร

สนพ. ในฐานะเป็นองค์กรหลักของกระทรวงพลังงาน มีภารกิจสำคัญในการเสนอแนะ กำหนดนโยบายมาตรการ แผนพัฒนาด้านพลังงานของประเทศ รวมทั้งดำเนินการตามนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาล เพื่อให้มีพลังงานใช้อย่างเพียงพอ มีประสิทธิภาพ สอดคล้องกับสถานการณ์ของประเทศ และภาวะความผันผวนของราคาพลังงานในตลาดโลก

ทั้งนี้ สนพ. ได้เสนอผลการดำเนินงานด้านพลังงานในรายงานประจำปี ซึ่งฉบับนี้เป็นผลการดำเนินงานในรอบปีงบประมาณ 2554 การนี้ถือเป็นช่องทางหนึ่งในการเปิดเผยข้อมูลของภาครัฐต่อสาธารณชน กลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย และกลุ่มผู้รับบริการของ สนพ. รวมทั้งบ่งบอกถึงหลักธรรมาภิบาลในการบริหารจัดการพลังงาน ตลอดจนการบูรณาการนโยบาย แผน และมาตรการต่างๆ ด้านพลังงานทั้งด้านปิโตรเลียม ไฟฟ้า พลังงานทดแทนและการอนุรักษ์

พลังงานให้มีความสอดคล้องและเป็นไปในทิศทางเดียวกัน โดยผลการดำเนินงานในช่วงที่ผ่านมาของ สนพ. ส่วนหนึ่งเป็นภารกิจสำคัญและเร่งด่วนเพื่อการบรรเทาผลกระทบของภาคประชาชนเนื่องจากราคาพลังงานที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ซึ่งสอดคล้องตามนโยบายเร่งด่วนของรัฐบาล ได้แก่ การบรรเทาผลกระทบด้านราคาน้ำมันแพงต่อประชาชน การแก้ไขปัญหาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV)

นอกจากนโยบายเร่งด่วนแล้ว สนพ. ได้ดำเนินนโยบาย และมาตรการด้านพลังงานที่สำคัญ เช่น การส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลล์ มาตรการลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน การปรับปรุงมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน การทบทวนและจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศเพื่อสร้างเสริมความมั่นคงด้านพลังงาน และให้สอดคล้องกับสถานการณ์ โดยแสวงหาและพัฒนาแหล่งพลังงานและไฟฟ้าจากทั้งในและต่างประเทศ รวมทั้งการจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี การดำเนินมาตรการส่งเสริมการพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน เช่น การส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ ตลอดจนได้จัดทำกิจกรรมสร้างสรรค์และส่งเสริมสังคมเป็นต้น นอกจากนี้ สนพ. ได้บูรณาการข้อมูลและความร่วมมือระหว่างหน่วยงานในการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อให้ทุกภาคส่วนตระหนักและให้ความสำคัญต่อการใช้พลังงานอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพ

ในนามของผู้บริหาร สนพ. ผมขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ทุกท่านที่ได้ปฏิบัติหน้าที่อย่างเต็มความสามารถและด้วยความวิริยะอุตสาหะ ในการดำเนินนโยบายทางด้านพลังงาน เพื่อมุ่งผลประโยชน์ของประเทศ และประชาชนเป็นสำคัญ และขอถือโอกาสนี้ส่งผ่านความขอบคุณไปยังหน่วยงานภาครัฐ เอกชน หน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งในประเทศและต่างประเทศ ซึ่งให้ความร่วมมือในการดำเนินนโยบาย แผน และมาตรการด้านพลังงาน รวมถึงการร่วมมือเพื่อบรรเทาผลกระทบที่เกิดจากภาวะความผันผวนของราคาพลังงานในตลาดโลกเป็นอย่างดีตลอดมา พร้อมกันนี้



ผมขอขอบคุณพี่น้องประชาชนคนไทยที่เห็นความสำคัญ และให้ความร่วมมือในการใช้พลังงานอย่างรู้คุณค่าและมีประสิทธิภาพ เพื่อความมั่นคงและยั่งยืนทางด้านพลังงานของประเทศไทย และผมหวังเป็นอย่างยิ่งว่า การดำเนินงานตามนโยบาย แผนงาน และมาตรการต่าง ๆ ในอนาคตจะบรรลุผลสำเร็จทุกประการ ซึ่งจะส่งเสริมให้ประเทศไทยมีความมั่นคงด้านพลังงาน อยู่ในระดับพึ่งพาตนเองได้อย่างมั่นคง สามารถลดการนำเข้าพลังงานได้มากขึ้น ช่วยลดปัญหาการขาดดุลการค้าและลดปัญหาภาวะเงินเฟ้อจากต้นทุนการผลิตที่เพิ่มสูงขึ้น ซึ่งเป็นปัจจัยหลักสำคัญที่จะทำให้ระบบเศรษฐกิจของประเทศสามารถพัฒนาและเจริญเติบโตได้อย่างยั่งยืน และเพิ่มคุณภาพชีวิตและความเป็นอยู่ของประชาชน

ขอขอบคุณทุกท่านที่ให้การสนับสนุนการดำเนินงานของ สนพ. ด้วยดีเสมอมา



นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ
ผู้อำนวยการ
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

Message from Director—General

Energy Policy and Planning Office

Thailand relies on imported energy, of which the volume has grown continuously. In 2011, the country spent a total of 1.2 trillion baht on energy imports, an increase of 30.2% from the value registered in 2010. Realizing that the country's economy cannot avoid impacts of the fluctuation of energy price in the world market, Energy Policy and Planning Office works to develop policies and measures to administer the country's energy affairs.

The government has set a framework and direction of the country's energy policy which focuses on energy security to ensure national energy independence and stability by encouraging energy development, and energy price control to ensure that the domestic energy price is suitable and fair for consumers in all sectors. The price must also reflect the real cost. The policy also aims to promote production, consumption, and research and development of renewable and alternative energy. Full-scale energy conservation is another area that receives a strong push by the government policy.

As a key function under Ministry of Energy, Energy Policy and Planning Office (EPPO) takes responsibility for giving advice and formulating policies and measures to drive the country's energy development. EPPO is also in charge of translating the government policies

into actions to ensure sufficient availability of energy and energy efficiency, which should well respond to the country's situation amid the energy price fluctuation in the world market.

EPPO regularly makes its performance on energy affairs known in its annual report. This issue of annual report features the performance of the 2011 fiscal year. This is considered another channel to reveal the government's information to the public, stakeholders, and those who are EPPO's contacts. The information also demonstrates good governance in the management of energy affairs and integration of policies, plans, and measures involving energy affairs, i.e. petroleum, electricity, renewable energy, and energy conservation, to make sure that they are driven towards the same direction. Part of EPPO's performance last year involved some essential and urgent tasks to soften the effects of the rapidly increasing energy price on the public. This was in line with the government's urgent policy to cushion impacts of the high oil price as well as its attempts to solve the LPG and NGV problems in the transport sector.

In addition to those urgent issues, other vital energy policies and measures were carried out. This includes promotion of the use of gasohol, reduction



of electricity charge for households with power consumption not exceeding 90 units per month, improvement of measures supporting electricity generation from renewable energy, review and formulation of Thailand Power Development Plan to enhance national energy security in response to the country's situation. In this regard, EPPO is in charge of the search and development of energy and electricity sources both within and beyond the country's border. EPPO's responsibilities also include the formulation of the 20-Year Energy Efficiency Development Plan and promotion of the development of renewable energy and energy conservation, e.g. promotion of biogas technology, as well as some other social contribution activities. Moreover, EPPO has arranged for the integration of information and cooperation among government agencies in charge of the promotion of energy conservation in order to heighten awareness of energy saving and energy efficiency in all sectors.

On behalf of the management of EPPO, I would like to thank all staff for their efforts and dedication in turning energy policies into real practice for the benefit of the country and the people. I also wish to pass on my gratitude to the various agencies both in the public and private sectors and all related organizations both in and outside the country for their cooperation in complying with the policies and measures related to

energy affairs. This includes the good cooperation that EPPO always receives in mitigating impacts of the fluctuation of energy price in the world market. Similarly, I would like to thank all the Thai people for realizing the need to use energy efficiently, which is important for the country's energy stability and sustainability. I strongly hope that the implementation of all policies and measures will be successful and will help enhance the national energy security; the need for energy imports could thus be reduced. This will consequently result in the lower trade deficit and inflation caused by the higher production cost, which is a key factor to drive the country's economy to achieve growth and sustainable development while raising the people's standard of living and livelihood.

Most importantly, I would like to take this opportunity to express my sincere gratitude for the support from all parties continuously offered to EPPO.

Mr. Suthep Liumsirijareern

Director-General

Energy Policy and Planning Office

สารบัญ Content

สารจากผู้อำนวยการ / Message from Director-General 2

ส่วนที่ 1 / Part 1

ข้อมูลภาพรวมของหน่วยงาน / Organization overview	11
<ul style="list-style-type: none"> ● วิสัยทัศน์ พันธกิจ และประเด็นยุทธศาสตร์ / Vision, mission, and strategic issues 12 ● ค่านิยมและวัฒนธรรมของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน / Values and corporate culture 13 ● ผู้บริหารสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน / Management members 14 ● โครงสร้างการบริหารงาน / Organizational structure 20 ● กรอบอัตรากำลัง / Workforce structure of Energy Policy and Planning Office 21 	

ส่วนที่ 2 / Part 2

สถานการณ์พลังงานปี 2554 และแนวโน้มปี 2555 / Energy overview for 2011 and outlook for 2012	23
---	----

ส่วนที่ 3 / Part 3

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2554 / Fuel price in 2011	57
--	----

ส่วนที่ 4 / Part 4

ผลการดำเนินงานที่สำคัญ ปี 2554 / 2011 outstanding performance	77
1. ผลการปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 / Performance assessed against the performance contract for fiscal year 2011	78





- | | |
|--|----|
| 2. แผนที่ยุทธศาสตร์ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
และการเชื่อมโยงกับนโยบายรัฐบาล /
Strategic Map of EPPO and Linkage with The Government's Energy Policies | 89 |
|--|----|

นโยบายเด่นของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน /

Main policies under the Energy Policy & Planning Office (EPPO)

ด้านปิโตรเลียม / Petroleum

- | | |
|--|----|
| 1. การบรรเทาผลกระทบด้านราคาน้ำมันแพงต่อประชาชน /
Alleviation of impact of high oil price on the society | 93 |
| 2. การแก้ไขปัญหาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) / Solutions to LPG problem | 95 |
| 3. นโยบายราคา NGV / NGV price policy | 97 |
| 4. การส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอลล์ / Promotion of Gasohol | 98 |

ด้านไฟฟ้า / Electricity

- | | |
|---|-----|
| 1. มาตรการลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วย/เดือน /
Measures to reduce electricity charge for households with electricity consumption
not exceeding 90 units per month | 99 |
| 2. การปรับปรุงมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน /
Improvement of measures for promoting power generation from renewable energy | 100 |
| ● ความคืบหน้าในการศึกษารูปแบบการส่งเสริมด้วยมาตรการ Feed in Tariff /
Progress of studying the Feed in Tariff measure | 101 |

ด้านอนุรักษ์พลังงาน / Energy Conservation

- | | |
|---|-----|
| แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 – 2573) /
20-Year Energy Efficiency Development Plan (2011 – 2030) | 105 |
|---|-----|

ผลการดำเนินงานตามนโยบายพลังงาน ปี 2554 /

Implementation outcomes of the Energy Policy 2011

ด้านปิโตรเลียม / Petroleum

- | | |
|---|-----|
| 1. การทบทวนการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ (NG) /
A review of natural gas pricing structure (NG) | 110 |
| 2. การเพิ่มขีดความสามารถการนำเข้า การจ่าย และระบบขนส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) /
Increase in the capacity for import, distribution and transport system of liquefied petroleum gas (LPG) | 114 |
| 3. การจัดหาก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมันในประเทศเพื่อทดแทนการนำเข้า /
LPG supply from local refineries to substitute for imports | 117 |

ด้านไฟฟ้า / Electricity

- | | |
|---|-----|
| 1. แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2553 – 2573 /
Thailand's Power Development Plan 2010 – 2030 | 119 |
| 2. โครงการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน /
Power purchase from neighbouring countries | 121 |
| 3. ข้อเสนอโครงการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยภายใต้กระทรวงพลังงาน /
Proposals of Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) under Ministry of Energy | 122 |
| 4. การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน /
Promotion of Power Generation from Renewable Energy | 124 |





5. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ระบบ Cogeneration / The electricity purchase from SPPs using the cogeneration system	131
6. นโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า / The policy on power price structure	133
7. แผนเตรียมความพร้อมรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า / The Emergency Plan for Electricity Crisis	136

ด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน /

Energy conservation and renewable energy

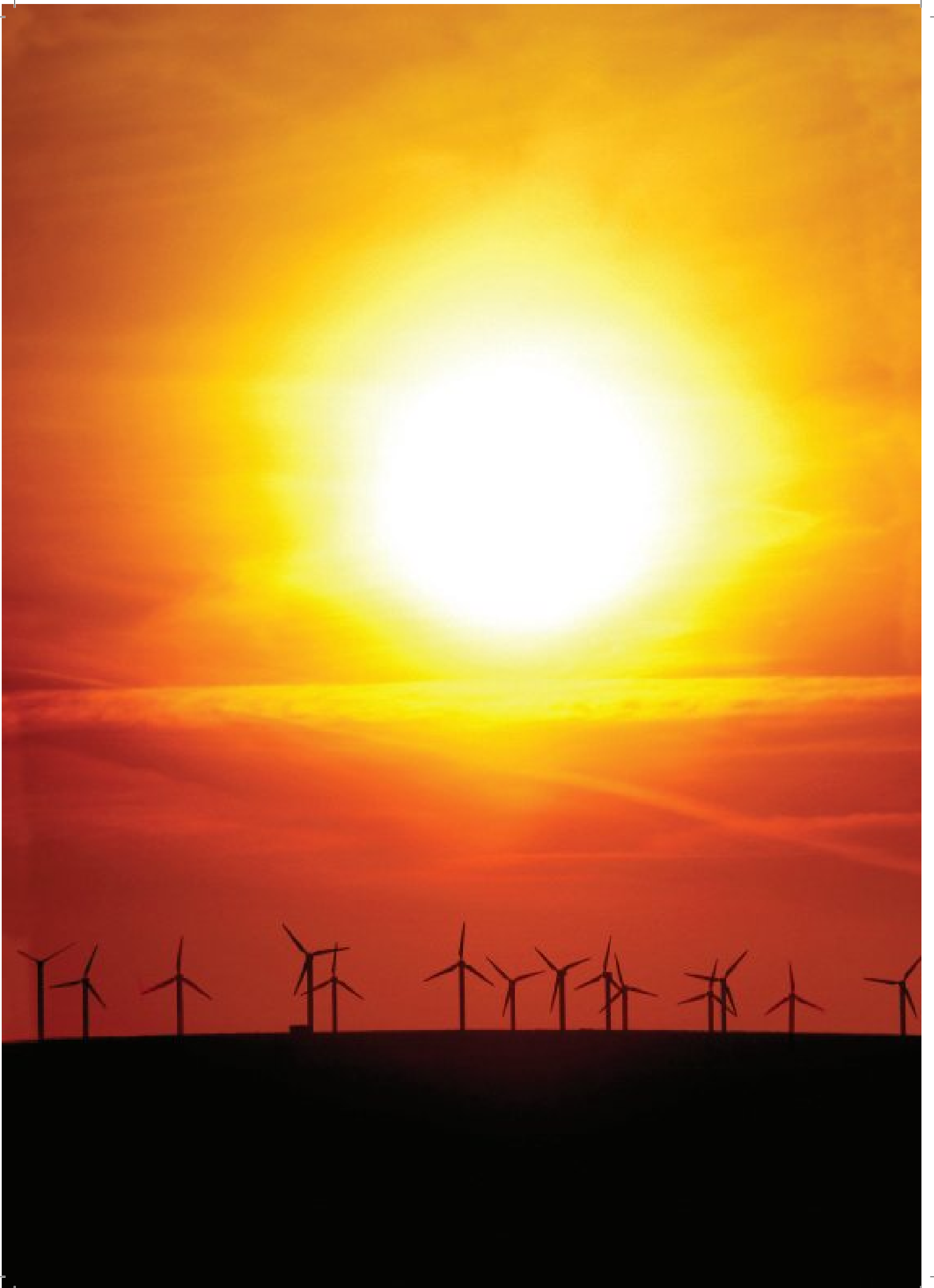
1. การส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ / The Biogas Technology Promotion	139
● โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ ปี 2554 / The project on biogas technology promotion for 2011	139
● โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารในกรมราชทัณฑ์ / The project on biogas technology promotion from food waste in prisons	141
● โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงไก่ ระยะที่ 1 / The project on biogas technology promotion in chicken farms, phase 1	142
2. กิจกรรมสร้างสรรค์ ส่งเสริมสังคม และพลังงาน / Creative Social and Energy Promotion Activities	143

ส่วนที่ 5 / Part 5

งบการเงินและหมายเหตุประกอบงบการเงิน ปี 2554 / Financial report and note to the financial report 2011	157
---	-----

ส่วนที่ 6 / Part 6

ผลการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 / Results of the Implementation of Official Information Act B.E. 2540	179
---	-----



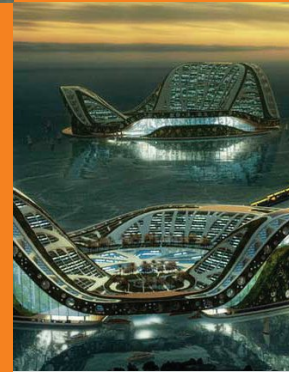


ส่วนที่ 1 / Part 1

ข้อมูลภาพรวมของหน่วยงาน

Organization overview

- วิสัยทัศน์ พันธกิจ และประเด็นยุทธศาสตร์
Vision, mission, and strategic issues
- ค่านิยมและวัฒนธรรม
ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
Values and corporate culture
- ผู้บริหารสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
Management members
- โครงสร้างการบริหารงานและกรอบอัตรากำลัง
Organization structure and workforce



วิสัยทัศน์

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นองค์กรหลักในการสร้างสรรค์ และบริหารจัดการนโยบายและแผนด้านพลังงานเพื่อความยั่งยืนของประเทศ

พันธกิจ

ประกอบด้วย 6 พันธกิจ คือ

1. เสนอแนะนโยบายและบูรณาการแผนบริหารพลังงานของประเทศ
2. เสนอแนะยุทธศาสตร์การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนของประเทศ
3. เสนอแนะมาตรการแก้ไขป้องกันการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงทั้งในระยะสั้นและระยะยาว
4. กำกับ ติดตาม และประเมินนโยบายและแผนบริหารพลังงานของประเทศ
5. บริหารจัดการเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารด้านพลังงานของประเทศ
6. พัฒนาสู่การเป็นองค์กรเชิงยุทธศาสตร์

ประเด็นยุทธศาสตร์

ประกอบด้วย 5 ประเด็นยุทธศาสตร์ คือ

- ยุทธศาสตร์ที่ 1** สร้างสรรค์นโยบาย และบริหารแผนด้านพลังงานของประเทศ
- ยุทธศาสตร์ที่ 2** ส่งเสริมและพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานสะอาด
- ยุทธศาสตร์ที่ 3** ส่งเสริมและพัฒนาทุกภาคส่วนในการอนุรักษ์และการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
- ยุทธศาสตร์ที่ 4** พัฒนาเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารด้านพลังงานของประเทศ
- ยุทธศาสตร์ที่ 5** สร้างความเข้มแข็ง เพื่อมุ่งสู่การเป็นองค์กรชั้นนำด้านบริหารจัดการพลังงาน (Strengthening EPPO)

Vision

The Energy Policy and Planning Office (EPPO) is a pivotal agency in the formulation and administration of energy policies and planning for the national sustainability.

Mission

EPPO is entrusted with the following six missions:

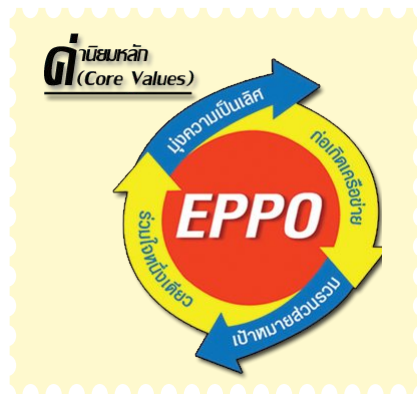
1. Recommend energy policies and integrate/review energy management plans of the country;
2. Recommend national strategies for energy conservation and alternative energy promotion;
3. Recommend measures to solve and prevent oil shortage in both short and long terms;
4. Supervise, monitor and evaluate the effectiveness of national energy policy and energy management plans;
5. Administer the information and communication technology (ICT) with regard to energy issues of the country; and
6. Enhance EPPO to become a strategic organization.

Strategic Issues

In order to pursue the foregoing Vision and Mission, five strategies are laid down:

- Strategy 1:** Formulate energy policies and administer energy planning of the country;
- Strategy 2:** Promote and develop alternative energy and clean energy;
- Strategy 3:** Promote and develop energy conservation and efficient use of energy in all social segments;
- Strategy 4:** Develop the national energy information and communication technology (ICT); and
- Strategy 5:** Strengthening EPPO to become an organization of excellence in energy administration.

ค่านิยมและวัฒนธรรมของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
Values and corporate culture



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้กำหนดค่านิยมและวัฒนธรรมของหน่วยงาน เพื่อสร้างบรรทัดฐานในการปฏิบัติงาน สร้างความเป็นอันหนึ่งอันเดียวกันของบุคลากร เป็นเอกลักษณ์เฉพาะองค์กร ให้ข้าราชการและเจ้าหน้าที่ในสังกัดพึงยึดถือเป็นแนวทางในการปฏิบัติงานอย่างต่อเนื่อง และเกิดผลในทางปฏิบัติอย่างทั่วถึง ให้เกิดเป็นวัฒนธรรมในการทำงานที่ดีต่อไปดังนี้

*"มุ่งความเป็นเลิศ ก่อเกิดเครือข่าย
เป้าหมายส่วนรวม ร่วมใจหนึ่งเดียว"*

The Energy Policy and Planning Office (EPPO) has established the following organizational core values and culture with a view to setting a benchmark of duty execution and creating the unity among its personnel, which is unique to the office, for government officials and other staff members to continually adhere to as guidelines on their duty execution and to effectively translate them into practical actions so as to foster and sustain the organizational culture of high quality performance:

*"EXCELLENCE, PARTNERSHIP,
PUBLIC INTEREST, OWNERSHIP — EPPO"*

มุ่งเน้นผลสัมฤทธิ์ในการปฏิบัติงาน รวมไปถึงการพัฒนางานให้สู่ความเป็นเลิศ โดยตอบสนองต่อเป้าหมายและพันธกิจขององค์กร
Underlying the effectiveness of duty execution, including performance development to excellence which responds to the goals and mission of the organization.

E มุ่งความเป็นเลิศ
Excellence

มุ่งเน้นการเป็นหุ้นส่วนทางยุทธศาสตร์ในการปฏิบัติงานร่วมกับเครือข่าย (Network) ที่ครอบคลุมภารกิจต่าง ๆ ให้บรรลุผลสำเร็จ
Emphasizing strategic partnership in collaboration with various tasks' networks so as to successfully achieve the designated goals.

P ก่อเกิดเครือข่าย
Partnership

มุ่งเน้นการปฏิบัติงานเพื่อประโยชน์ และตอบสนองความต้องการของสาธารณะ
Focusing on duty execution for the benefits and in response to the needs of the general public.

P เป้าหมายส่วนรวม
Public Interest

มุ่งเน้นการทำงานเป็นทีม ความร่วมแรงร่วมใจ ความเป็นอันหนึ่งอันเดียวกัน และความรับผิดชอบต่อผลการปฏิบัติงานร่วมกัน
Giving importance to teamwork, concerted efforts, unity and shared accountability for the outcomes of duty execution.

O ร่วมใจหนึ่งเดียว
Ownership

ผู้บริหาร สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

Management members

1. นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
Mr. Suthep Liumsirjareern
Director-General
Energy Policy and Planning Office



2. นายณที ทับมณี

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
Mr. Natie Tabmanie
Deputy Director-General
Energy Policy and Planning Office



3. นายเสมอใจ สุขสุเมฆ

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
Mr. Samerjai Suksumek
Deputy Director-General
Energy Policy and Planning Office





4.

ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านการวางแผนยุทธศาสตร์พลังงาน

Specialist, Energy Strategy Planning

5. นางสาวชนานันท์ บัวเขียว

ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านนโยบายและแผนอนุรักษ์พลังงาน
และพลังงานทดแทน

Ms. Chananan Buakhiew

Specialist, Energy Conservation and Renewable
Energy Policy and Plan



6. นางสาวดาวทิพย์ วานิชานนท์

ผู้อำนวยการกลุ่มพัฒนาระบบบริหาร

Ms. Dowtip Vanichanont

Director of Administrative System Development Group

7. นางสาวสมศรี กิจเจริญวงศ์

ผู้อำนวยการกลุ่มตรวจสอบภายใน

Ms. Somsri Kitcharoenwong

Director of Internal Audit Group



8. นางปัทมาวดี จีรังสวัสดิ์

ผู้อำนวยการสำนักบริหารกลาง

Mrs. Pattamavadee Jerangsawatti

Director of General Administration Bureau

9. นางสาวจิระภาพร ไหลมา

ผู้อำนวยการกองนโยบายและแผนพลังงาน

Ms. Chirapaporn Laima

Director of Energy Policy and Planning Division





10. นางเอมอร ชีพสุมล

ผู้อำนวยการศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน

Mrs. Emorn Cheepsumol

Director of Energy Forecast and Information
Technology Center

11. นายสุชาลี สุมามาลย์

ผู้อำนวยการสำนักนโยบายปิโตรเลียมและปิโตรเคมี

Mr. Suchalee Sumamal

Director of Petroleum and Petrochemical Policy Bureau



12.

ผู้อำนวยการสำนักนโยบายไฟฟ้า

Director of Power Policy Bureau

13. นายสิทธิโชค วัฒนวิน

ผู้อำนวยการสำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงาน

และพลังงานทดแทน

Mr. Sittichod Wantawin

Director of Energy Conservation and Renewable

Energy Policy Bureau



อดีตผู้บริหารที่อยู่ในช่วงปีงบประมาณ 2554

Management members in the 2011 fiscal year

นายวีระพล จิรประดิษฐกุล

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

(ตั้งแต่วันที่ 12 ธันวาคม 2549 – วันที่ 17 มีนาคม 2554)

Mr. Viraphol Jirapraditkul

Director-General

(12 December 2006 – 17 March 2011)

นายสุพรรณ แสงทอง

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

(ตั้งแต่วันที่ 1 พฤศจิกายน 2553 – วันที่ 3 มีนาคม 2554)

Mr. Supan Sangthong

Deputy Director-General

(1 November 2010 – 3 March 2011)

นายบุญส่ง เกิดกลาง

ผู้ตรวจราชการกระทรวงพลังงาน รักษาการแทน

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

(ตั้งแต่วันที่ 24 มีนาคม – วันที่ 28 เมษายน 2554)

Mr. Boonsong Kerdklang

Inspector-General of Ministry of Energy

Acting Director-General,

Energy Policy and Planning Office

(24 March – 28 April 2011)

นายชวลิต พิชาลัย

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

(ตั้งแต่วันที่ 19 มีนาคม 2550 – วันที่ 3 มกราคม 2555)

Mr. Chavalit Pichalai

Deputy Director-General

(19 March 2007 – 3 January 2012)



โครงสร้างการบริหารงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

Organizational structure



ข้อมูล ณ วันที่ 23 เมษายน 2555
Data as of 23 April 2012



กรอบอัตรากำลังในภาพรวมของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
Workforce structure of Energy Policy and Planning Office

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานมีความมุ่งมั่นในการพัฒนาพลังงานของประเทศให้มีความมั่นคงและยั่งยืน ซึ่งการยึดมั่นตามพันธกิจดังกล่าว จำเป็นต้องมีการสรรหาบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถเหมาะสมและเพียงพอต่อภาระงานที่เพิ่มขึ้น โดยในปี 2554 มีกรอบอัตรากำลังรวมทั้งสิ้น 166 อัตรา แยกออกเป็นข้าราชการ 90 อัตรา ลูกจ้างประจำ 10 อัตรา พนักงานราชการ 41 อัตรา และลูกจ้างชั่วคราว 25 อัตรา โดยมีหลักการกระจายกำลังคนให้เกิดความทั่วถึงและมีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งจะนำไปสู่การดำเนินงานที่ประสบความสำเร็จตรงตามพันธกิจที่ได้กำหนดไว้

The Energy Policy and Planning Office is committed to developing stable and sustainable energy for the country. Being committed to the aforementioned obligation, it is necessary to be well-equipped with knowledge and sufficient personnel. In 2011, the total number of personnel was 166, divided into 90 civil servants, 10 permanent staff, 41 governmental employees, and 25 temporary staff. In principle, the human resources must be sufficiently and effectively distributed to lead the organization towards success, as stated in the organization mission.

หน่วย : อัตรา / unit : person

ลำดับที่ No.	หน่วยงาน Organization	ข้าราชการ Civil servant	ลูกจ้างประจำ Permanent staff	พนักงานราชการ Governmental employee	ลูกจ้างชั่วคราว Temporary staff	รวม Total
1	ราชการบริหารส่วนกลาง Central Management	5	-	-	-	5
2	กลุ่มพัฒนาระบบบริหาร Administrative System Development Group	2	-	2	-	4
3	กลุ่มตรวจสอบภายใน Internal Audit Group	2	-	1	1	4
4	สำนักบริหารกลาง General Administration Bureau	22	10	16	22	70
5	กองนโยบายและแผนพลังงาน Energy Policy and Planning Division	12	-	3	1	16
6	ศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศ พลังงาน Energy Forecast and Information Technology Center	10	-	3	-	13
7	สำนักนโยบายปิโตรเลียมและ ปิโตรเคมี Petroleum and Petrochemical Policy Bureau	13	-	7	-	20
8	สำนักนโยบายไฟฟ้า Power Policy Bureau	11	-	6	-	17
9	สำนักนโยบายอนุรักษ์ พลังงานและพลังงานทดแทน Energy Conservation and Renewable Energy Policy Bureau	13	-	3	1	17
	รวม Total	90	10	41	25	166

ข้อมูล ณ วันที่ 23 พฤษภาคม 2555

Data as of 23 May 2012



ส่วนที่ 2 / Part 2

สถานการณ์พลังงานปี 2554 และแนวโน้มปี 2555
Energy overview for 2011 and outlook for 2012



สถานการณ์พลังงานปี 2554 และแนวโน้มปี 2555

Energy overview for 2011 and outlook for 2012

สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานแนวโน้มเศรษฐกิจไทยในปี 2554 ขยายตัวร้อยละ 0.1 โดยในช่วงไตรมาสแรกถึงไตรมาสที่สาม ภาวะเศรษฐกิจไทยมีอัตราการขยายตัวร้อยละ 3.2 แม้ว่าในช่วงเดือนมีนาคมของปีจะเกิดเหตุการณ์แผ่นดินไหวและสึนามิที่ประเทศญี่ปุ่น ซึ่งส่งผลต่อภาคอุตสาหกรรมของไทยในช่วงไตรมาสที่สอง แต่สามารถกลับฟื้นตัวได้ในช่วงไตรมาสที่สาม อย่างไรก็ตาม ในช่วงปลายไตรมาสที่สามต่อเนื่องถึงไตรมาสที่สี่ ประเทศไทยประสบภัยพิบัติอุทกภัย ซึ่งส่งผลต่อภาคการผลิตทั้งภาคเกษตรและภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะเขตนิคมอุตสาหกรรมในจังหวัดพระนครศรีอยุธยาและปทุมธานี รวมทั้งส่งผลกระทบต่อภาคการท่องเที่ยว ซึ่งปัจจัยเหล่านี้ส่งผลต่อการใช้พลังงานโดยรวมของประเทศ สรุปได้ดังนี้

Thailand's GDP growth rate in 2011, as reported by National Economic and Social Development Board (NESDB), was at 0.1%. During the first three quarters, the GDP growth rate was 3.2%; despite the impact of Japanese earthquake and tsunami incidents in March on Thailand's industrial sector in the second quarter, the economy could be recovered in the third quarter. Unfortunately, at the end of the third quarter and throughout the fourth quarter of the year, Thailand had to face a disastrous flood situation which heavily affected the manufacturing sector, both agricultural and industrial sectors, especially the industrial estates in Phra Nakhon Si Ayutthaya and Pathum Thani provinces – including the tourist industry. These factors greatly affected the overall energy demand of the country which can be summarized as follows.

การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น Consumption, Production and Import of Primary Commercial Energy

หน่วย: เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน / Unit: KBD of crude oil equivalent

	2553 2010	2554 2011	2553 / 2010				2554 / 2011			
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
การใช้ Consumption	1,783	1,845	1,780	1,807	1,765	1,780	1,868	1,890	1,858	1,763
การผลิต Production	989	1,018	979	1,002	987	990	1,051	1,012	1,034	977
การนำเข้า (สุทธิ) Import (Net)	1,001	1,017	991	1,082	916	1,015	1,040	1,097	1,031	903
การนำเข้า/การใช้ (%) Import/Consumption (%)	56	55	56	60	52	57	56	58	55	51

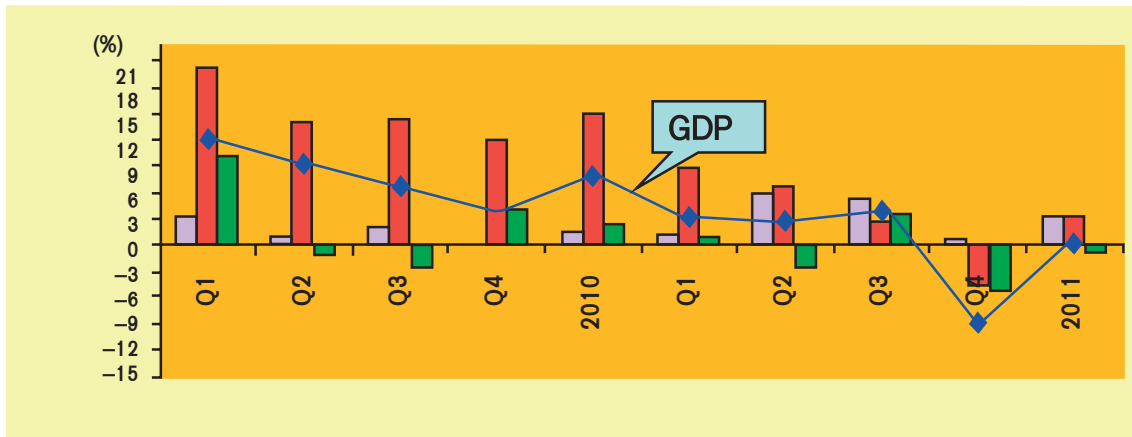


	2553 2010	2554 2011	2553 / 2010				2554 / 2011			
			Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%) Growth Rate (%)										
การใช้ Consumption	7.2	3.5	10.4	6.7	6.9	5.2	5.0	4.6	5.3	-1.0
การผลิต Production	10.6	2.9	10.0	11.2	12.4	8.6	7.4	1.0	4.8	-1.3
การนำเข้า (สุทธิ) Import (Net)	8.5	1.6	11.0	13.4	-2.7	12.7	5.0	1.4	12.6	-11.0
GDP (%)	7.8	0.1	12.0	9.2	6.6	3.8	3.2	2.7	3.7	-9.0

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ในปี 2554 เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 เมื่อเทียบกับปี 2553 หรืออยู่ที่ระดับ 1,845 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน โดยก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนการใช้มากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 44 หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 และการใช้น้ำมันมีสัดส่วนรองลงมาที่ร้อยละ 37 หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 ขณะที่การใช้ถ่านหินนำเข้าลดลงร้อยละ 3.4 อย่างไรก็ตามการใช้ลิแกไนต์รวมถึง ไฟฟ้าพลังน้ำและไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8 และ 48.5 ตามลำดับ เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำและการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว เพิ่มขึ้น โดยในปีนี้มีไฟฟ้านำเข้าจากแหล่งน้ำจืด 2 ขนาด 615 เมกะวัตต์ โดยเริ่มจ่ายไฟฟ้าตั้งแต่เดือนมีนาคม 2554 เพื่อชดเชยก๊าซธรรมชาติที่ลดลงในช่วงปลายเดือนมิถุนายนถึงต้นเดือนสิงหาคม 2554 เนื่องจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยรั่ว ประกอบกับปริมาณน้ำในเขื่อนมีปริมาณมากในช่วงปลายปี อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยเริ่มมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ครั้งแรกตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2554

Primary Energy Consumption. The total primary energy consumption in 2011 increased by 3.5% from that in 2010, being at a level of 1,845 thousand barrels per day (KBD) of crude oil equivalent. Natural gas accounted for the largest share of the consumption, i.e. 44%, accounting for an increase of 3.3%. Oil consumption was the second largest, holding a share of 37%, or an increase of 3.3%. The consumption of imported coal decreased moderately by 3.4%, but lignite increased by 3.8%. As for hydropower and imported electricity, the demand sharply rose by 48.5% due to increased generation by hydropower plants as well as additional power purchase from Lao PDR. Import of 615 MW of electricity from Nam Ngum 2 project in Lao PDR commenced in March 2011 to compensate natural gas supply shortage during the end of June to early August 2011, caused by leakage of the natural gas transmission pipeline in the Gulf of Thailand. Furthermore, around year end, there was plentiful supply of water in domestic dam reservoirs resulting from the occurrence of five storms altogether passing by the country. In addition, Thailand first imported liquefied natural gas (LNG) in May 2011.

อัตราการเปลี่ยนแปลงการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น Growth Rate of Primary Commercial Energy Consumption



น้ำมัน	ก๊าซธรรมชาติ	ถ่านหิน/ลิกไนต์
Oil	Natural Gas	Coal/Lignite

หน่วย : เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

Unit : KBD of crude oil equivalent

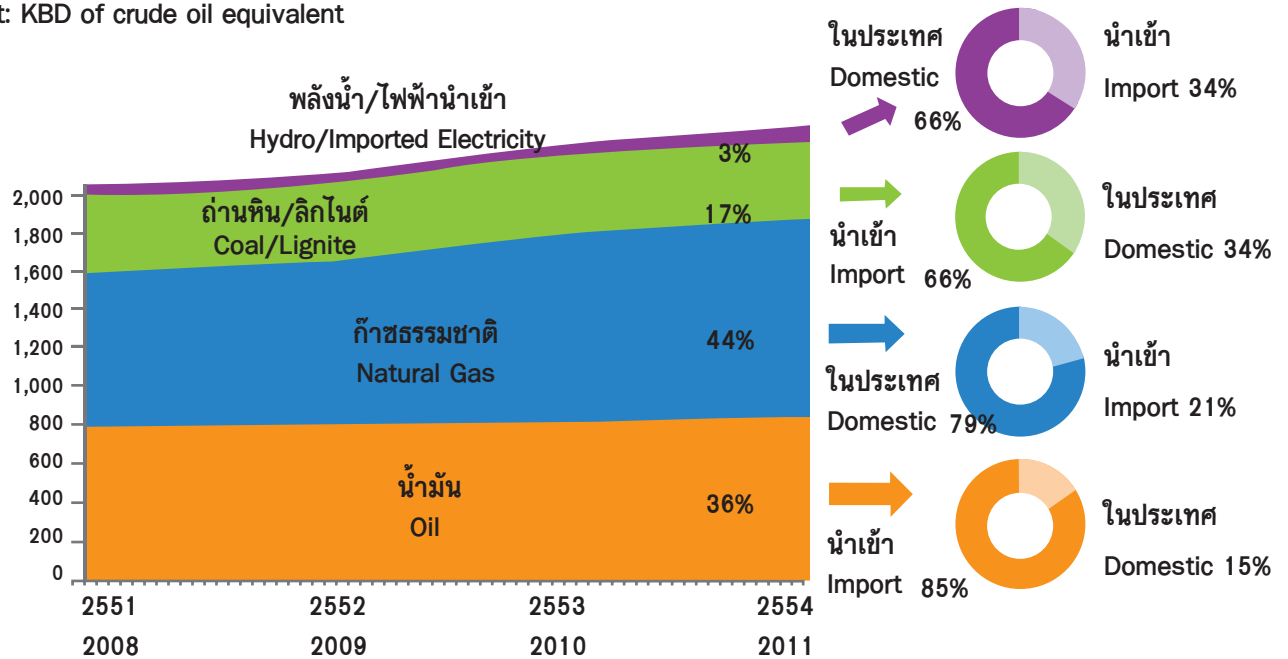
	2553	2554	2553 / 2010				2554 / 2011			
	2010	2011	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
การใช้ Total Consumption	1,783	1,845	1,780	1,807	1,765	1,783	1,868	1,890	1,858	1,763
น้ำมัน Oil	652	674	681	643	629	658	689	681	663	662
ก๊าซธรรมชาติ Natural Gas	784	810	750	793	796	798	817	847	817	761
ถ่านหิน Coal	211	204	209	227	216	195	208	209	214	186
ลิกไนต์ Lignite	99	102	98	103	92	102	109	109	101	90
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า Hydro/Imported Elec.	36	54	43	42	32	28	45	44	62	63

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น

Consumption of Primary Commercial Energy

หน่วย: เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน

Unit: KBD of crude oil equivalent



การใช้	น้ำมัน	ก๊าซธรรมชาติ	ถ่านหิน/ลิกไนต์	ไฟฟ้า	รวม
Consumption	Oil	Natural Gas	Coal/Lignite	Electricity	Total

อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)

Growth Rate (%)

3.3

3.3

-0.8

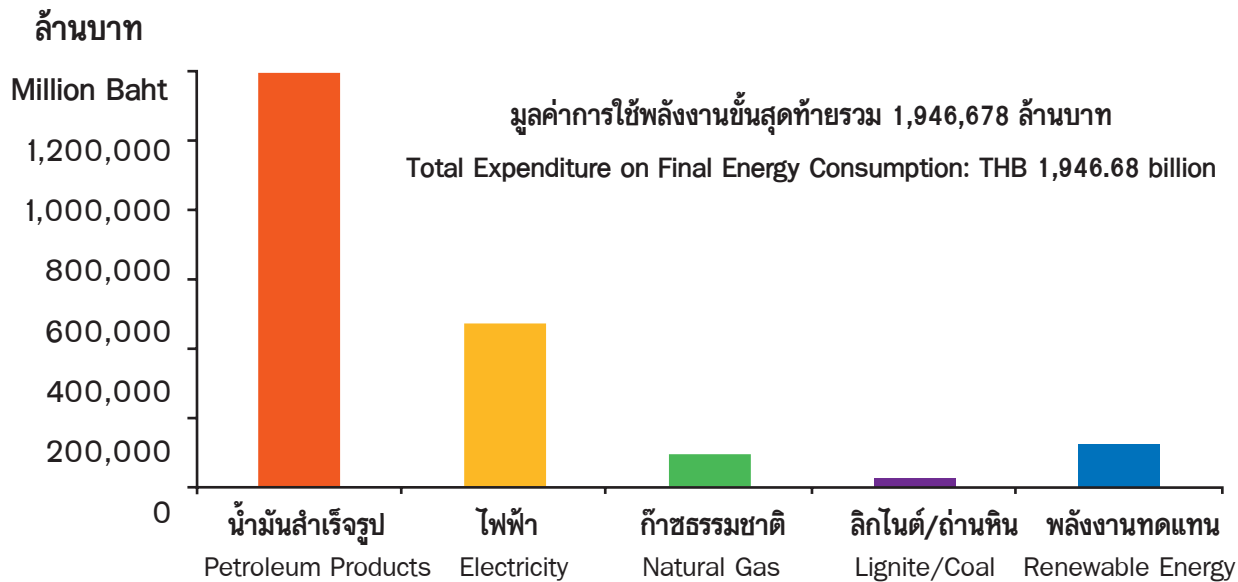
48.5

3.5

มูลค่าการใช้พลังงาน ในปี 2554 เพิ่มขึ้นจากปี 2553 เป็นจำนวน 138,807 ล้านบาท (จาก 1,810,871 ล้านบาท เป็น 1,946,678 ล้านบาท) หรือคิดเป็นเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.7 จากมูลค่าการใช้ น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติและลิกไนต์/ถ่านหิน ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.4, 42.1 และ 1.7 ตามลำดับ ขณะที่มูลค่า การใช้พลังงานทดแทนและไฟฟ้าลดลงร้อยละ 2.6 และ 0.4 ตามลำดับ

Expenditure on Energy. In 2011, a total of THB 1,946.68 billion was spent on energy consumption, an increase of THB 138.81 billion or 7.7% when compared with THB 1,810.88 billion in 2010. The value of oil consumption increased by 10.4% and that of natural gas and lignite/coal increased by 42.1% and 1.7% respectively; while that of renewable energy and electricity dropped by 2.6% and 0.4%.

มูลค่าการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย ปี 2554 Expenditure on Final Energy Consumption in 2011



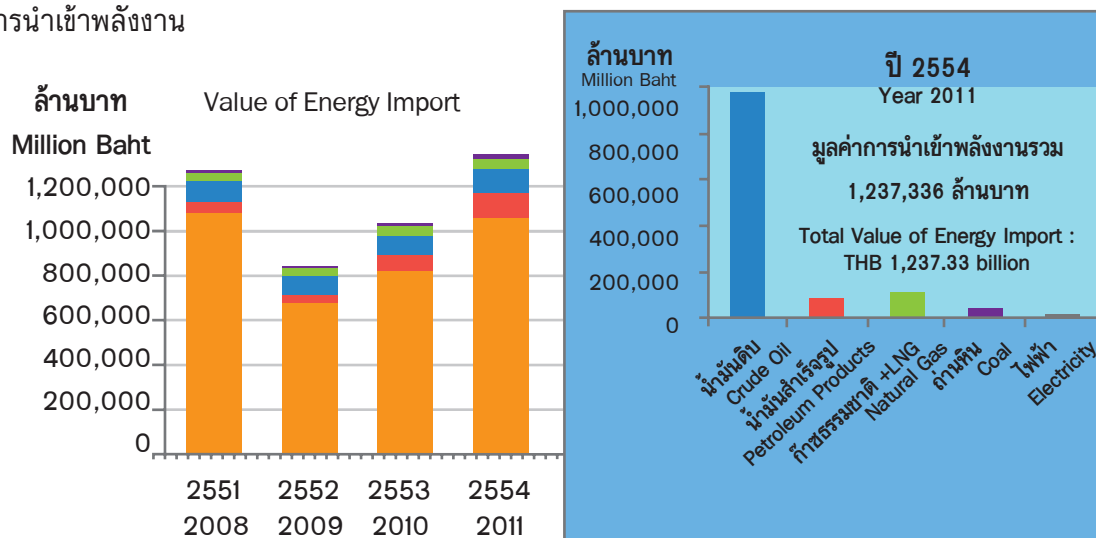
	น้ำมันสำเร็จรูป Petroleum Products	ไฟฟ้า Electricity	ก๊าซธรรมชาติ Natural Gas	ลิกไนต์/ถ่านหิน Lignite/Coal	พลังงานทดแทน Renewable Energy	รวม Total
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%) Growth Rate (%)	10.4	-0.4	42.1	1.7	-2.6	7.7

ในปี 2554 **มูลค่าการนำเข้าพลังงาน** รวม 1,237,336 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปี 2553 ที่ระดับ 950,300 ล้านบาท อยู่ 287,036 ล้านบาท หรือคิดเป็นเพิ่มขึ้นร้อยละ 30.2 จากมูลค่าการนำเข้าน้ำมันดิบที่มีสัดส่วนมากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 79 เนื่องจากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก ปรับสูงขึ้นด้วยปัญหาความไม่สงบภายในประเทศผู้ผลิตน้ำมัน หลายประเทศ อีกทั้งมูลค่าการนำเข้าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เนื่องจากการนำเข้าไฟฟ้าจากเขื่อนน้ำจึม 2 จาก สปป.ลาว ตั้งแต่เดือนมีนาคม 2554 และมูลค่าการนำเข้าก๊าซธรรมชาติได้ เพิ่มขึ้นจากการเริ่มนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เป็นครั้งแรก ของประเทศตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2554 เพื่อใช้เป็น เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและ NGV

Value of Energy Imports. The total energy import in 2011 was worth THB 1,237.34 billion, increasing by THB 287.04 billion or 30.2% from THB 950.30 billion in 2010. The value of crude oil import accounted for the largest share of 79%; its import value increased due to price hikes in the world market resulting from internal unrest of many oil producing countries. The value of electricity import increased in accordance with the increased volume of power purchase from a new supply resource, i.e. Nam Ngum 2 Dam in Lao PDR, starting in March 2011. Similarly, the value of natural gas imports also increased due to the LNG imports, starting in May 2011, for use as fuel in the power generation sector and in the transportation sector (as NGV).

มูลค่าการนำเข้าพลังงาน Value of Energy Import

มูลค่าการนำเข้าพลังงาน

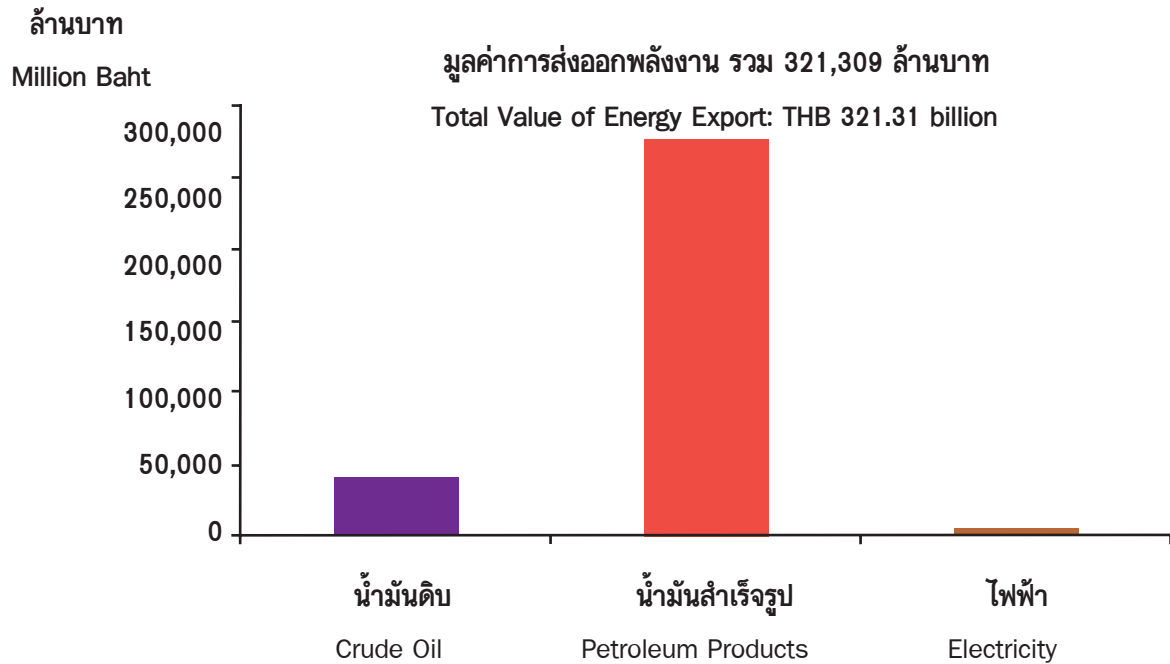


	น้ำมันดิบ Crude Oil	น้ำมันสำเร็จรูป Petroleum Products	ก๊าซธรรมชาติ+LNG Natural Gas	ถ่านหิน Coal	ไฟฟ้า Electricity	รวม Total
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%) Growth Rate (%)	30.1	41.1	10.7	7.6	69.9	30.2

มูลค่าการส่งออกพลังงาน ในปี 2554 มีมูลค่ารวม 321,309 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปี 2553 ที่ระดับ 262,058 ล้านบาท เป็น 59,251 ล้านบาท หรือคิดเป็นเพิ่มขึ้นร้อยละ 22.6 จากการส่งออกน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปที่เพิ่มขึ้นมูลค่ารวม 318,172 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 23.3

Value of Energy Exports. In 2011, the total value of energy export was THB 321.31 billion, increasing by THB 59.25 billion or 22.6% from THB 262.06 billion in 2010. The exports of crude oil and petroleum products were worth THB 318.17 billion in total, or an increase of 23.3%.

มูลค่าการส่งออกพลังงาน ปี 2554 Value of Energy Export in 2011



	น้ำมันดิบ Crude Oil	น้ำมันสำเร็จรูป Petroleum Products	ไฟฟ้า Electricity	รวม Total
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%) Growth Rate (%)	52.9	20.0	-23.2	22.6

สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด

น้ำมันดิบ ปี 2554 ปริมาณการนำเข้าอยู่ที่ระดับ 794 พันบาร์เรลต่อวันซึ่งลดลงร้อยละ 2.7 แต่มูลค่าการนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 30.1 เป็นเงิน 977,374 ล้านบาท จากราคาน้ำมันดิบได้ปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 38.7 คิดเป็น 30.72 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จากราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบนำเข้า 79.47 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในปี 2553 มาอยู่ที่ระดับ 110.19 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในปี 2554

ENERGY SITUATION BY ENERGY TYPE

Crude Oil. Crude oil imports in 2011 was at a rate of 794 KBD, decreasing by 2.7%; however, the imports value increased to THB 977.37 billion, or an increase of 30.1%, as the crude oil price had increased by 38.7% or US\$30.72 a barrel, from an average import price at US\$79.47 a barrel in 2010 to US\$110.19 a barrel in 2011.



การนำเข้าน้ำมันดิบลดลง 2.7%								
Crude Oil Import Decreased by 2.7%								
	2550 2007	2551 2008	2552 2009	2553 2010	2554 2011	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
						Growth Rate (%)		
						2552 2009	2553 2010	2554 2011
ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน) Quantity (KBD)	804	812	803	816	794	-1.0	1.6	-2.7
ราคาเฉลี่ย (\$US/บาร์เรล) Average Price (\$US/barrel)	70.54	101.44	61.90	79.47	110.19	-39.0	28.4	38.7
มูลค่า (พันล้านบาท) Value (Billion THB)	716	1,003	623	751	977	-37.9	20.6	30.1

น้ำมันสำเร็จรูป การใช้น้ำมันสำเร็จรูปในปี 2554 เพิ่มขึ้นจากปี 2553 ร้อยละ 3.4 โดยเป็นการใช้น้ำมันดีเซล น้ำมันเครื่องบิน และ LPG (ไม่รวมการใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี) เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8, 7.7 และ 7.7 ตามลำดับ ขณะที่การใช้น้ำมันเบนซินและน้ำมันเตาลดลงร้อยละ 1.1 และ 6.0 ตามลำดับ

Petroleum Products. Compared with 2010, the total petroleum product consumption in 2011 increased by 3.4%. The demand for diesel increased by 3.8%; jet petroleum demand increased by 7.7%; and LPG demand (excluding the use in the petrochemical industry) increased at the highest rate of 7.7%. However, the demand for gasoline and fuel oil was down by 1.1% and 6.0% respectively.

การใช้น้ำมันสำเร็จรูป Petroleum Product Consumption

หน่วย: พันบาร์เรลต่อวัน / Unit: KBD

ชนิด Product	2551 2008	2552 2009	2553 2010	2554 2011	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%) Growth Rate (%)			
					2551 2008	2552 2009	2553 2010	2554 2011
					เบนซิน Gasoline	122	130	128
ธรรมดา 91 Regular 91	74	74	78	85	-8.4	-0.4	5.0	9.4
พิเศษ Premium	48	56	50	41	7.0	15.0	-10.0	-17.6
- แก๊สโซฮอล์ - Gasohol	42	53	49	40	62.5	23.8	-7.3	-16.8
- 95 - ULG 95	6	3	1	0.7	-69.1	-48.0	-56.7	-45.6
ก๊าด Kerosene	0.3	0.3	0.3	0.2	-13.7	12.5	-13.5	-14.9
ดีเซล Diesel	303	318	318	331	-5.7	4.6	0.1	3.8
เครื่องบิน Jet Petroleum	80	76	81	87	-5.9	-4.4	6.3	7.7
น้ำมันเตา Fuel Oil	56	47	45	42	-22.1	-16.9	-4.2	-6.0
LPG**	117	119	131	141	17.4	0.9	10.0	7.7
รวม TOTAL	679	690	704	728	-3.6	1.3	1.9	3.4

**ไม่รวมการใช้ LPG ที่ใช้เป็น Feed stocks ในปิโตรเคมี

**Excluding LPG use as feedstock in the petrochemical industry



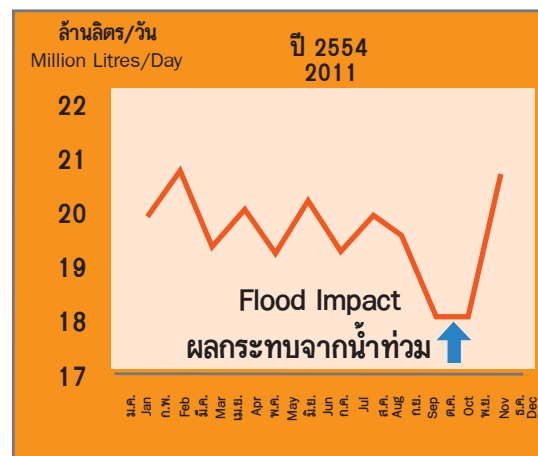
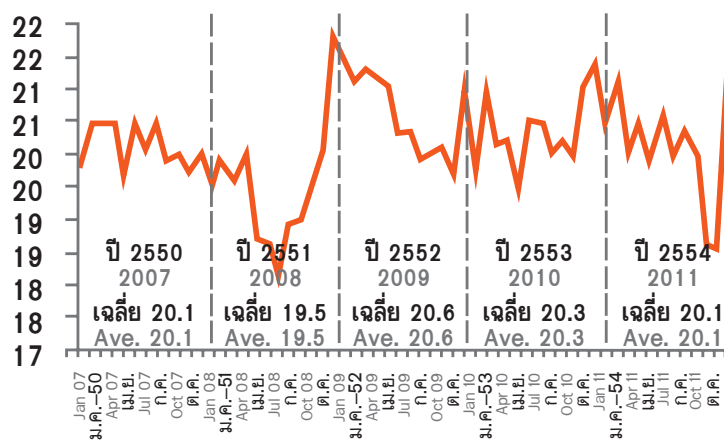
• **น้ำมันเบนซิน** ปี 2554 การใช้น้ำมันเบนซินเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 126 พันบาร์เรลต่อวันหรือ 20.1 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งลดลงร้อยละ 1.1 จากปี 2553 ทั้งนี้ สาเหตุสำคัญที่ทำให้การใช้น้ำมันเบนซินในปีนี้ลดลง เป็นเพราะได้รับผลกระทบจากภัยพิบัติอุทกภัย และตั้งแต่ต้นปีผู้ใช้รถบางส่วนเปลี่ยนไปใช้ NGV แทน ซึ่งการใช้น้ำมันเบนซินน้อยที่สุดเกิดในช่วงเดือนตุลาคม-พฤศจิกายน ปัจจุบันการใช้เบนซินธรรมดา มีสัดส่วนร้อยละ 67 แยกเป็นเบนซิน 91 และแก๊สโซฮอล์ 91 เป็นร้อยละ 42 และ 25 ตามลำดับ และเป็นเบนซินพิเศษร้อยละ 33 แยกเป็นเบนซิน 95 และแก๊สโซฮอล์ 95 ร้อยละ 1 และ 32 ตามลำดับ

• **Gasoline** – The average consumption of gasoline in 2011 was at a level of 126 KBD or 20.1 million litres per day, a decrease of 1.1% compared with that in 2010. The volume of gasoline consumption during October–November 2011 dropped to the lowest level in the year due to the impact of domestic flood crisis, along with the switch to NGV by a number of car users. Regular gasoline consumption accounted for a share of 67%– which can be further divided into: 42% octane 91 gasoline (Gasoline 91 or ULG 91) and 25% octane 91 gasohol (Gasohol 91) – and premium gasoline consumption accounted for the remaining 33% – further divided into: 1% octane 95 gasoline (Gasoline 95 or ULG 95) and 32% octane 95 gasohol (Gasohol 95).

ปริมาณการใช้น้ำมันเบนซินรายเดือน Monthly Gasoline Consumption

ล้านลิตรต่อวัน

Million Litres/Day



อัตราการเปลี่ยนแปลงปี 2554

Growth Rate in 2011

Growth (%)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.-ธ.ค.
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan-Dec

จากช่วงเดียวกัน

ปี 53 เทียบกับ 54

Compared with corresponding period in 2010	4.3	0.8	-0.8	1.7	2.0	0.9	-3.8	2.3	-1.0	-6.6	-12.1	-1.0	-1.2
--	-----	-----	------	-----	-----	-----	------	-----	------	------	-------	------	------

จากเดือนก่อน

ปี 54

Compared with previous month	-5.0	4.5	-6.8	3.8	-4.2	5.3	-4.8	3.4	-1.9	-7.5	-0.2	14.6
------------------------------	------	-----	------	-----	------	-----	------	-----	------	------	------	------

• **แก๊สโซฮอล** มีสัดส่วนการใช้มากที่สุดในปี 2554 คิดเป็นร้อยละ 58 ของปริมาณการใช้เบนซินทั้งหมด แต่ปริมาณการใช้ลดลงจาก 12.0 ล้านลิตรต่อวันในปี 2553 เป็น 11.5 ล้านลิตรต่อวันในปีนี้ หรือลดลงร้อยละ 3.9 เนื่องจากได้รับผลกระทบจากภัยพิบัติอุทกภัยและมาตรการชะลอการเรียกเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อลดภาระของผู้บริโภค ซึ่งมีผลตั้งแต่วันที่ 27 สิงหาคม 2554 ได้ส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน 95 และน้ำมันเบนซิน 91 ลดลง 8.02 และ 7.17 บาทต่อลิตร ตามลำดับ ทำให้ตั้งแต่เดือนสิงหาคมประชาชนหันกลับไปใช้เบนซินแทนแก๊สโซฮอลเพิ่มขึ้นมาก แม้ว่าในวันที่ 31 สิงหาคม 2554 จะมีการปรับอัตราเงินส่งเข้าและอัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อให้มีส่วนต่างราคาระหว่างเบนซินและแก๊สโซฮอลเพิ่มขึ้น แต่ก็ยังไม่จูงใจให้ประชาชนหันกลับมาใช้แก๊สโซฮอลตามเดิม

• **Gasohol** – Of the total gasoline consumption in 2011, gasohol accounted for the largest share, i.e. 58%. The demand volume, however, decreased from 12.0 million litres per day in 2010 to 11.5 million litres per day this year, or a 3.9% decrease, due to the impact of flood crisis and also the government measure suspending the collection of contributions to the Oil Fund to alleviate consumers' burden, effective on 27 August 2011, resulting in retail price reduction for Gasoline 95 by 8.02 Baht per litre and Gasoline 91 by 7.17 Baht per litre. Thus, as from August, a large number of consumers turned to use gasoline instead of gasohol. Although, on 31 August 2011, the rates of contribution to and subsidy from the Oil Fund were reviewed and adjusted to increase the price gap between gasoline and gasohol, the new prices were not attractive enough to induce consumers to use gasohol as before.

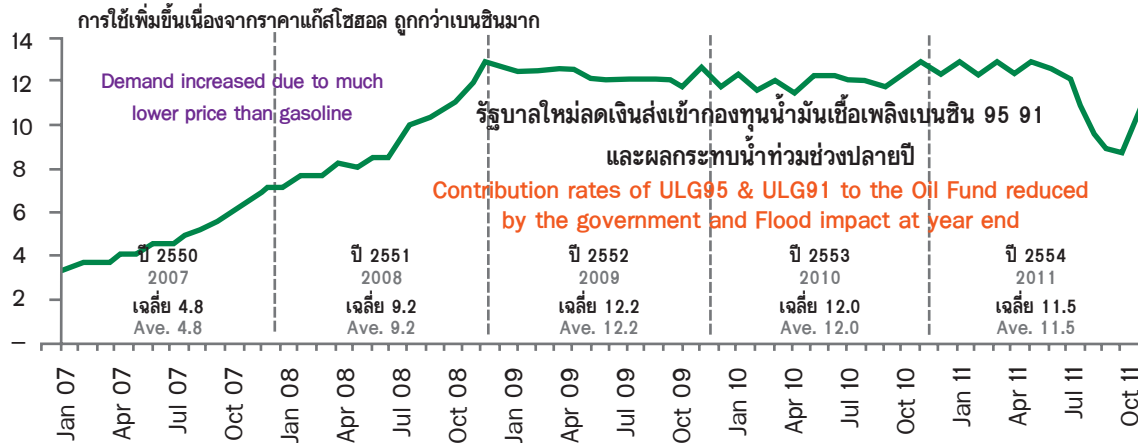
ปริมาณการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์รายเดือน Monthly Gasohol Consumption

ล้านลิตรต่อวัน

Million Litres/Day

รัฐบาลส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ 91 ในรถจักรยานยนต์

Government promotion of Gasohol 91 application to motorcycles



อัตราการเปลี่ยนแปลงปี 2554

Growth Rate in 2011

Growth (%)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.-ธ.ค.
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan-Dec

จากช่วงเดียวกัน

ปี 53 เทียบกับ 54

Compared with corresponding period in 2010	5.5	5.0	6.0	7.8	8.3	5.3	2.4	0.8	-16.0	-25.2	-30.3	-14.0	-3.9
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-------	-------	-------	-------	------

จากเดือนก่อน

ปี 54

Compared with previous month	-3.7	4.4	-4.8	5.2	-4.0	3.7	-2.4	-3.8	-16.5	-12.4	-2.0	27.8
------------------------------	------	-----	------	-----	------	-----	------	------	-------	-------	------	------

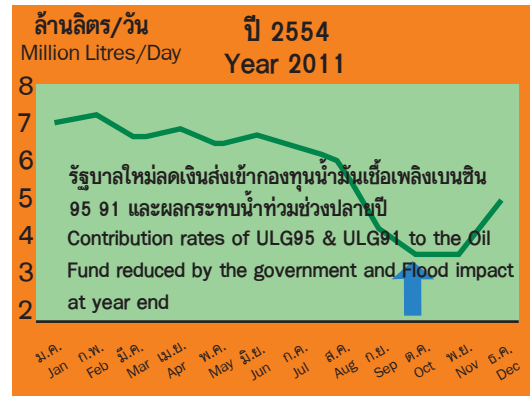
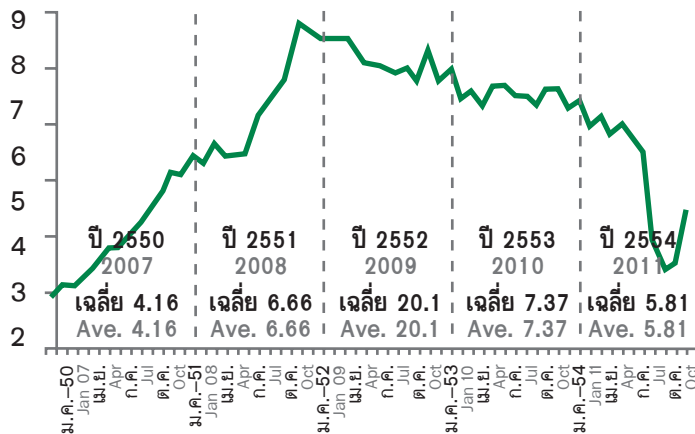
การใช้แก๊สโซฮอล์ 95 (E10) ปี 2554 อยู่ที่ระดับ 5.81 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 21.2 จากปีที่ผ่านมา ซึ่งอยู่ที่ระดับ 7.37 ล้านลิตรต่อวัน โดยที่ส่วนต่างราคาเฉลี่ยระหว่างเบนซิน 95 และแก๊สโซฮอล์ 95(E10) ก่อนเดือนสิงหาคมอยู่ที่ระดับ 9.91 บาทต่อลิตร และหลังเดือนสิงหาคมอยู่ที่ระดับ 4.72 บาทต่อลิตร

In 2011, the demand for Gasohol 95 (E10) was at 5.81 million litres per day, decreased by 21.2% from 7.37 million litres per day in 2010. The average price gap between Gasoline 95 and Gasohol 95 (E10) was 9.91 Baht per litre before August and then adjusted to 4.72 Baht per litre after August.

ปริมาณการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 (E10) รายเดือน Monthly Gasohol 95 (E10) Consumption

ล้านลิตรต่อวัน

Million Litres/Day



อัตราการเปลี่ยนแปลงปี 2554

Growth Rate in 2011

Growth (%)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.-ธ.ค.
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan-Dec

จากช่วงเดียวกัน

ปี 53 เทียบกับ 54

Compared with corresponding period in 2010	-7.8	-8.3	-8.3	-7.2	-8.1	-10.9	-14.7	-16.9	-40.9	-48.6	-49.8	-33.3	-21.2
--	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

จากเดือนก่อน

ปี 54

Compared with previous month	-6.2	2.7	-7.7	3.4	-5.8	3.4	-4.1	-5.4	-29.1	-15.2	2.2	33.5
------------------------------	------	-----	------	-----	------	-----	------	------	-------	-------	-----	------

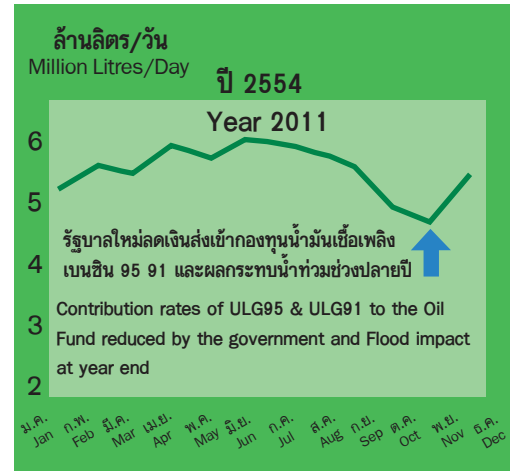
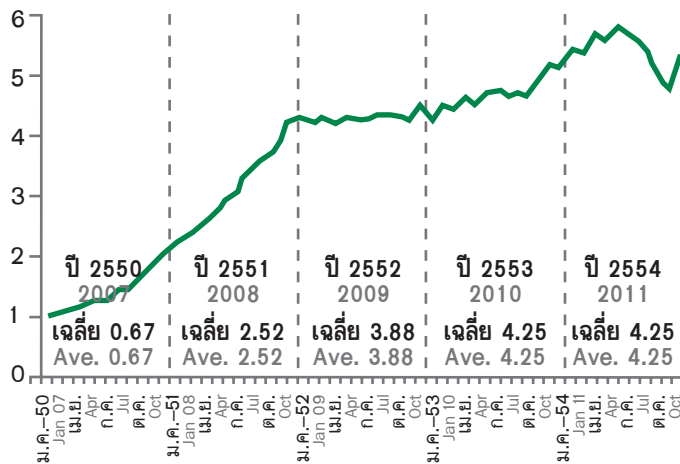
การใช้แก๊สโซฮอล์ 91 ปี 2554 อยู่ที่ระดับ 5.10 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 19.9 จากปี 2553 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 4.25 ล้านลิตรต่อวัน โดยส่วนต่างราคาเฉลี่ยระหว่างเบนซิน 91 และแก๊สโซฮอล์ 91 (E10) ก่อนเดือนสิงหาคมอยู่ที่ระดับ 7.12 บาทต่อลิตร และหลังเดือนสิงหาคมอยู่ที่ระดับ 3.02 บาทต่อลิตร

As for Gasohol 91, the demand in 2011 was at 5.10 million litres per day, increased by 19.9% from that in 2010, which was at 4.25 million litres per day. The average price gap between Gasoline 91 and Gasohol 91 (E10) was 7.12 Baht per litre before August and 3.02 Baht per litre after August.

ปริมาณการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 (E10) รายเดือน Monthly Gasohol 91 (E10) Consumption

ล้านลิตรต่อวัน

Million Litres/Day



อัตราการเปลี่ยนแปลงปี 2554

Growth Rate in 2011

Growth (%)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.-ธ.ค.
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan-Dec

จากช่วงเดียวกัน

ปี 53 เทียบกับ 54

Compared with 26.8 25.0 25.7 27.4 29.8 27.1 24.8 23.9 17.9 7.5 -2.9 9.7 19.9

corresponding

period in 2010

จากเดือนก่อน

ปี 54

Compared with -0.4 5.9 -1.3 6.8 -2.2 4.2 -1.0 -2.6 -3.9 -10.0 -4.3 21.4

previous month

ทั้งนี้ ณ สิ้นปี 2554 สถานีจำหน่ายแก๊สโซฮอล์ 95 (E20) มีจำนวน 830 แห่ง เพิ่มขึ้นจากปี 2553 ที่มีเพียง 542 แห่ง และสถานีบริการแก๊สโซฮอล์ 95 (E85) มีจำนวนเพิ่มขึ้นเช่นเดียวกัน จาก 10 แห่ง เป็น 38 แห่ง

At the end of 2011, the expansion of Gasohol 95 (E20) service station network was expected to reach 830 stations, increasing from only 542 stations in 2010, and that of Gasohol 95 (E85) service stations, to 38 stations from only 10 stations in the previous year.

• **น้ำมันดีเซล** ในปี 2554 ปริมาณการใช้เฉลี่ย 52.6 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.9 เนื่องจากรัฐบาลยังคงตรึงราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลอยู่ที่ระดับ 29.99 บาทต่อลิตร ตั้งแต่ต้นปี 2554 ประกอบกับมาตรการชะลอการเรียกเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงที่มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 27 สิงหาคม 2554 ส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลลดลงอีก 3.00 บาทต่อลิตร จึงจูงใจให้มีการใช้ดีเซลเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ในช่วงเดือนพฤศจิกายนถึงเดือนธันวาคม 2554 เกิดภัยพิบัติอุทกภัยทำให้มีการใช้ดีเซลเพื่อการสูบน้ำและผลักดันน้ำเพิ่มมากขึ้นด้วย

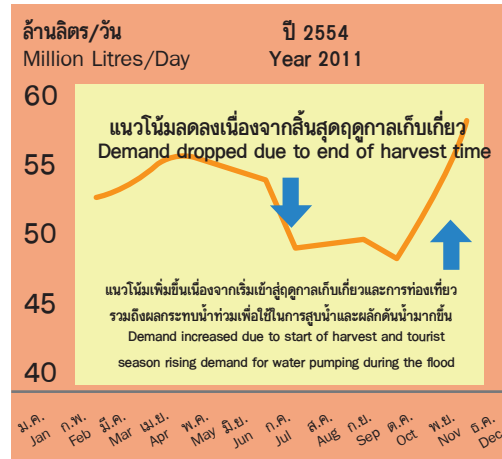
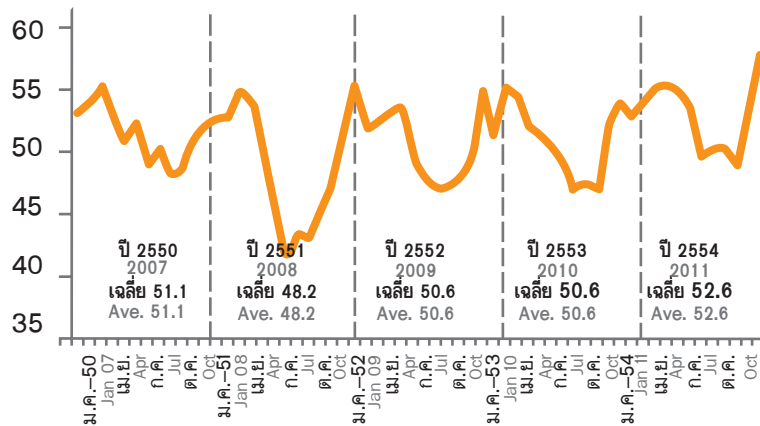
ไบโอดีเซล ตั้งแต่ต้นปี 2554 ได้มีการปรับสัดส่วนไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลหมุนเร็วหลายครั้ง โดยในช่วงต้นปี 2554 เกิดปัญหาน้ำมันปาล์มดิบขาดแคลน ส่งผลให้ตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2554 มีการปรับลดสัดส่วนไบโอดีเซล บี 100 ในน้ำมันดีเซลหมุนเร็วลง จากเดิมที่มีการผสมร้อยละ 3 และร้อยละ 5 ให้เหลือเพียงร้อยละ 2 เกรดเดียว และตั้งแต่กลางปี 2554 ได้มีการพิจารณาปรับลดชนิดของน้ำมันดีเซลให้เหลือเพียงเกรดเดียว โดยมีสัดส่วนผสมของไบโอดีเซลไม่สูงกว่าร้อยละ 5 เพื่อให้เกิดความยืดหยุ่นในการบริหารจัดการปาล์มน้ำมันได้ตามฤดูกาล

• **Diesel** – In 2011, diesel consumption was at an average of 52.6 million litres per day, an increase of 3.9%, as the retail price of diesel had been fixed at 29.99 Baht per litre by the government since the beginning of the year; moreover, the government's relief measure suspending contribution collection to the Oil Fund, effective since 27 August 2011, resulted in a further reduction of retail diesel price by 3.00 Baht per litre, which induced greater use of diesel. In addition, during the flood crisis, particularly from November to December 2011, diesel consumption highly increased as it was used for pumping water out and pushing its flow in critically flooded areas.

With regard to **biodiesel**, since early 2011 the blending ratio of biodiesel (B100) in high speed diesel (HSD) had been adjusted several times. Early in the year, there was a problem of crude palm oil shortage, making it necessary to reduce the ratio of B100 blending in HSD from formerly available two grades with 3% and 5% of B100 blending to only one grade with 2% B100 blending, effective since 1 February 2011, and since mid 2011, biodiesel has been revised to use only one grade, compared to several grades in the past, but not over 5%. This policy purposed to allocate a scarcity of palm oil when it is out of season.

ปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลรายเดือน Monthly Diesel Consumption

ล้านลิตรต่อวัน
Million Litres/Day



อัตราการเปลี่ยนแปลงปี 2554

Growth Rate in 2011

Growth (%)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.-ธ.ค.
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan-Dec

จากช่วงเดียวกัน

ปี 53 เทียบกับ 54

Compared with corresponding period in 2010	3.7	-3.5	1.0	7.1	6.2	6.5	0.3	7.3	6.9	4.5	-0.6	7.5	3.9
--	-----	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	-----	-----

จากเดือนก่อน

ปี 54

Compared with previous month	-2.5	1.8	3.2	0.5	-1.6	-1.6	-8.4	1.0	0.9	-3.3	8.4	10.2
------------------------------	------	-----	-----	-----	------	------	------	-----	-----	------	-----	------

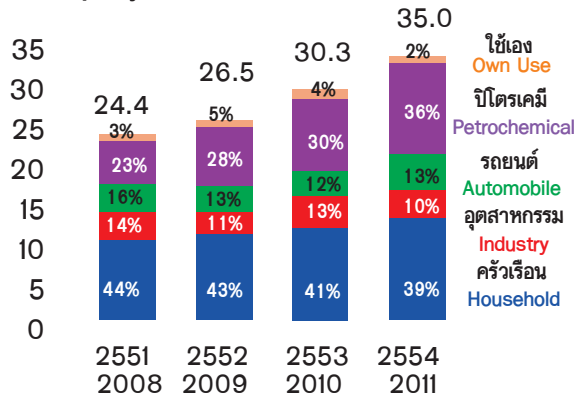
• **LPG โพรเพน และบิวเทน** ในปี 2554 การ
ใช้อยู่ที่ระดับ 35.0 ล้านลิตรต่อวัน หรือ 18.9 พันตัน
ต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2553 ร้อยละ 15.9 โดยภาคครัวเรือน
มีสัดส่วนการใช้มากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 39 ของ
ปริมาณการใช้ทั้งหมด และปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ
9.1 รองลงมาเป็นการใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรม
ปิโตรเคมี คิดเป็นร้อยละ 36 ปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ
34.2 ส่วนการใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์เป็นร้อยละ 13
ปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 35.3 จากมาตรการตรึงราคา
LPG ภาคขนส่งให้อยู่ในระดับต่ำที่ระดับ 11.20 บาทต่อลิตร
ขณะที่สัดส่วนการใช้ในภาคอุตสาหกรรมเป็นร้อยละ 10 มี
การใช้ที่ลดลงร้อยละ 7.8 ด้วยรัฐบาลมีนโยบายปรับราคา
ขายปลีก LPG ในภาคอุตสาหกรรมให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง
โดยกำหนดให้ปรับราคาขึ้นไตรมาสละ 1 ครั้ง ครึ่งละ 3 บาท
ต่อกิโลกรัม จำนวน 4 ครั้ง โดยปี 2554 ได้ปรับราคาขึ้นไป
แล้วจำนวน 2 ครั้ง ครั้งแรกเมื่อวันที่ 19 กรกฎาคม 2554
และครั้งที่สองเมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2554

• **LPG, Propane and Butane** – The demand of
these products in 2011 was at 35.0 million litres per
day, an increase of 15.9% from 2010. The household
consumption accounted for the largest share of the
total demand, i.e. 39%, with a growth rate of 9.1%. Next
to it was the use as feedstock in the petrochemical
industry, holding a share of 36%, growing by 34.2%.
The use as fuel for vehicles accounted for a share of
13%, growing by 35.3% resulting from the stabilization
of LPG price for the transportation sector at a low
level, i.e. 11.20 Baht per litre. On the contrary, the use
in the industrial sector accounted for a share of 10%,
decreasing by 7.8% because the government had set a
policy to increase the retail LPG price for this sector to
reflect the actual cost. The price increase will be made
quarterly, at 3 Baht per kg per quarter, for four times
altogether; in 2011 the price adjustment were made
twice – the first time on 19 July 2011 and the second
one on 1 October 2011.

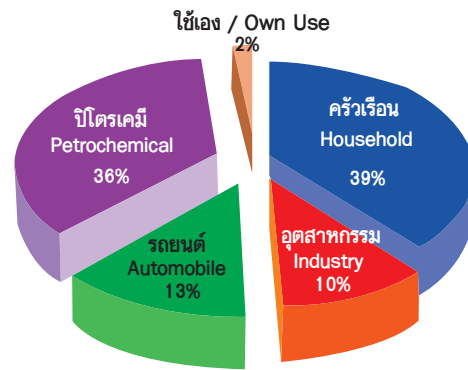


การใช้ LPG โพรเพน และบิวเทน LPG, Propane and Butane Demand

ล้านลิตรต่อวัน
Million Litres/Day



สัดส่วน ปี 2554
Share in 2011



การใช้ปี 2554 Demand in 2011	ครัวเรือน Household	อุตสาหกรรม Industry	รถยนต์ Automobile	ปิโตรเคมี Petrochemical	ใช้เอง Own Use	รวม Total
---------------------------------	------------------------	------------------------	----------------------	----------------------------	-------------------	--------------

ปริมาณการใช้ (ล้านลิตรต่อวัน)

Demand Volume (Million Litres/Day)	35.0	13.5	3.6	12.5	1.8	35.0
---------------------------------------	------	------	-----	------	-----	------

อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)

Growth Rate (%)	9.1	-7.8	35.3	34.2	-38.5	15.9
-----------------	-----	------	------	------	-------	------

การใช้น้ำมันภาคขนส่งทางบก ปี 2554 อยู่ที่ระดับ 65.5 ล้านลิตรต่อวันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากปี 2553 ร้อยละ 5.7 เป็นการใช้น้ำมันดีเซลในสัดส่วนมากที่สุดอยู่ที่ร้อยละ 58 รองลงมาคือการใช้ น้ำมันเบนซินคิดเป็นร้อยละ 27 ส่วนการใช้ LPG ในรถยนต์และการใช้ NGV มีสัดส่วนร้อยละ 5 และ 10 ตามลำดับ

การใช้ LPG ในรถยนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 35.3 เนื่องจากมาตรการตรึงราคา LPG ภาคขนส่งให้อยู่ในระดับต่ำที่ระดับ 11.20 บาทต่อลิตร ทั้งนี้ ณ สิ้นปี 2554 จำนวนรถที่ใช้ LPG รวมถึงรถที่ใช้ LPG ร่วมกับเบนซินหรือดีเซล รวมทั้งสิ้น 832,882 คัน เพิ่มขึ้นจากปี 2553 ที่มี 666,155 คัน และมีสถานีบริการ LPG ทั่วประเทศ จำนวน 1,037 สถานี

การใช้ NGV เพิ่มขึ้นร้อยละ 27.5 จากนโยบายส่งเสริมการใช้ NGV ของภาครัฐ โดยตรึงราคา NGV อยู่ที่ระดับ 8.50 บาทต่อกิโลกรัม จึงเป็นการจูงใจและทำให้ประชาชนบางส่วนหันมาติดตั้ง NGV เพิ่มขึ้น ประกอบกับค่ายรถยนต์เริ่มผลิตรถ CNG ออกสู่ตลาดหลายรุ่น ทั้งนี้ ณ สิ้นปี 2554 จำนวนรถยนต์ที่ติดตั้ง NGV แล้วทั้งสิ้น 300,581 คัน เพิ่มขึ้นจากปี 2553 ที่มีเพียง 225,668 คัน โดยทดแทนน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลร้อยละ 16.4 และ 5.1 ตามลำดับ ขณะเดียวกันจำนวนสถานีบริการ NGV ทั่วประเทศเพิ่มขึ้นจาก 428 สถานีในปี 2553 เป็น 469 สถานี แบ่งเป็นอยู่ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล 236 สถานี และต่างจังหวัด 233 สถานี

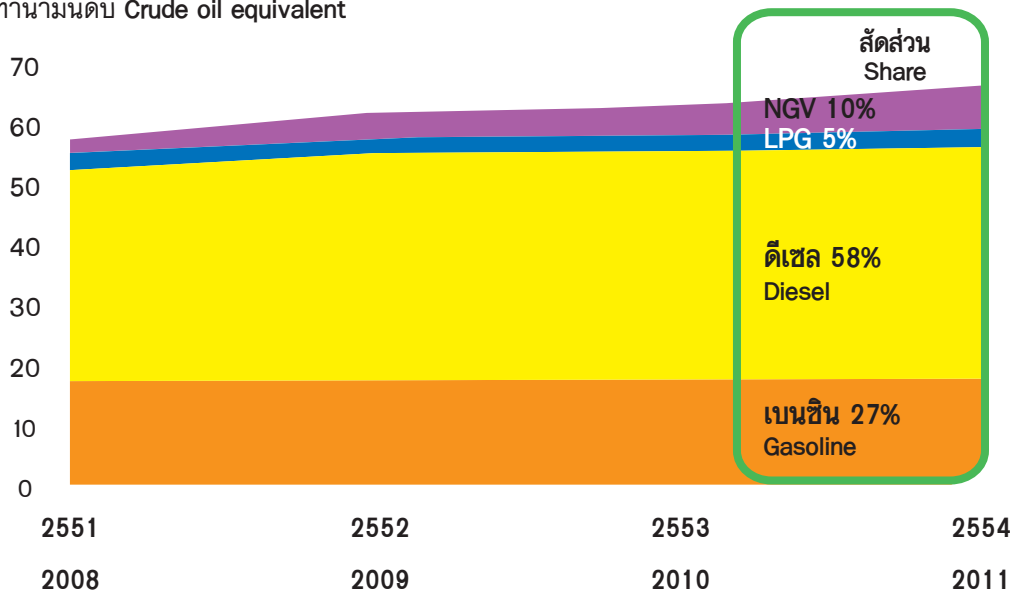
Petroleum Consumption in the Land Transport. In 2011, the demand volume was at 65.5 million litres of crude oil equivalent per day, accounting for an increase of 5.7% compared with the previous year. Diesel consumption held the largest share of 58%; next to it was the consumption for gasoline, NGV and LPG as fuel for vehicles, holding a share of 27%, 10% and 5% respectively.

The use of LPG as fuel for vehicles remarkably increased by 35.3% as the LPG price for the transportation sector was fixed at 11.20 Baht per litre. As at the end of 2011, the accumulated number of LPG vehicles, including dual-fuel vehicles using LPG together with gasoline or diesel, increased from 666,155 units in 2010 to 832,882 units and the number of LPG refueling stations nationwide was 1,037.

NGV (or CNG) demand increased at a high rate of 27.5% due to the government policy promoting NGV utilization, by fixing NGV price at 8.50 Baht per kg as an incentive, inducing a number of vehicle owners to have their engines modified to run on NGV. Moreover, automobile companies started manufacturing many models of NGV (or CNG) vehicles which are now on the market. As at the end of 2011, the accumulated number of NGV vehicles was expected to reach 300,581 units, increasing from 225,668 units in 2010, which will help reduce gasoline and diesel demand by 16.4% and 5.1% respectively. The number of NGV service stations nationwide was 469, increasing from 428 stations in 2010 – of this, 236 stations are in Bangkok and its vicinities and 233 stations in other provinces.

การใช้น้ำมันในภาคขนส่งทางบก Petroleum Consumption in the Land Transport

ล้านลิตรต่อวัน Million Litres/Day of
เทียบเท่าน้ำมันดิบ Crude oil equivalent



อัตราการเปลี่ยนแปลง (%) Growth Rate (%)	เบนซิน Gasoline	ดีเซล Diesel	LPG	NGV	รวม Total
2552 / 2009	5.7	5.6	-14.1	85.2	7.7
2553 / 2010	-1.4	0.5	2.1	26.6	0.9
2554 / 2011	-1.1	3.1	34.5	26.9	5.7

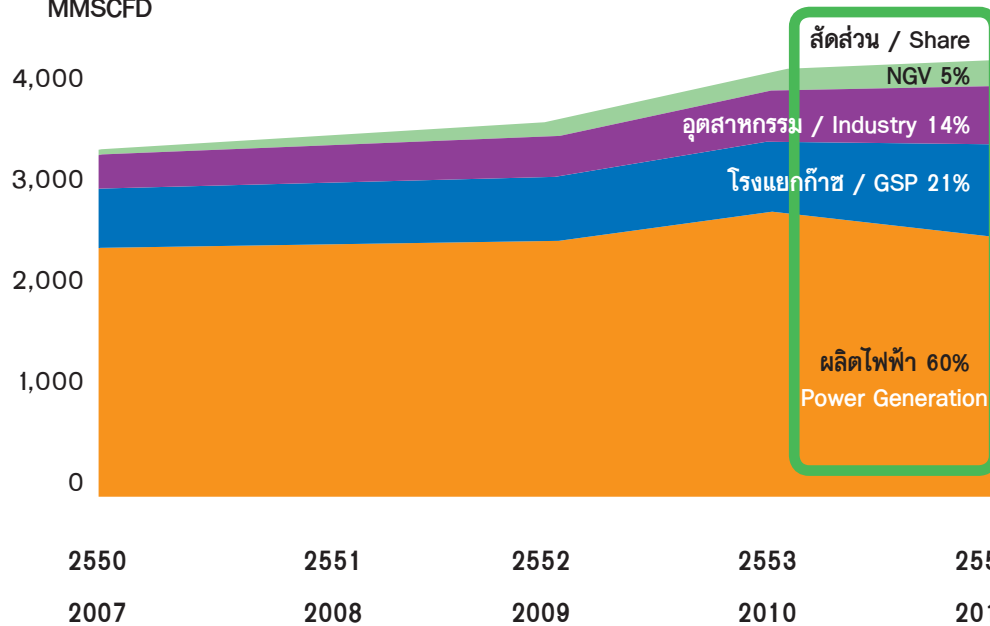
การใช้ก๊าซธรรมชาติ ปริมาณการใช้ในปี 2554 อยู่ที่ระดับ 4,143 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2553 อยู่ที่ระดับ 4,039 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 โดยเป็นการใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และอื่น ๆ (โพรเพน อีเทน และ LPG) เพิ่มขึ้นร้อยละ 33.0 จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 6 ขนาดกำลังการผลิต 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เริ่มดำเนินการผลิตได้ตั้งแต่ปลายปี 2553 ตลอดจนการผลิตในเชิงพาณิชย์ได้ทั้งปี 2554 อีกทั้งการใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมและการใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV) เพิ่มขึ้นร้อยละ 19.2 และ 27.5 ตามลำดับ ขณะที่เป็นการใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้าลดลงร้อยละ 9.3 เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าในปีนี้ลดลง

Natural Gas Consumption. In 2011, the demand for natural gas was at a level of 4,143 million standard cubic feet per day (MMSCFD), increasing by 2.6% from 4,039 MMSCFD in 2010. The use of natural gas as feedstock in the petrochemical industry and others increased by 33.0% as the Gas Separation Plant (GSP) Unit 6, with a generating capacity of 800 MMSCFD, came on stream at the end of 2010 and had run on a commercial scale throughout the year 2011. Natural gas demand in the industrial sector and for use as fuel for vehicles (NGV) increased by 19.2% and 27.5% respectively, while the demand for power generation dropped by 9.3% due to the decrease in power demand this year.

การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา Natural Gas Consumption by Sector

ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

MMSCFD



อัตราการเปลี่ยนแปลง (%) Growth Rate (%)	ผลิตไฟฟ้า	โรงแยกก๊าซ	อุตสาหกรรม	NGV	รวม
2552 / 2009	0.2	2.5	6.9	84.2	3.2
2553 / 2010	12.0	8.9	23.5	26.8	13.3
2554 / 2011	-9.3	33.0	19.2	27.5	2.6

การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน อยู่ที่ระดับ 35 ล้านตันในปี 2554 ลดลงจากปี 2553 (คิดจากค่าความร้อน) ร้อยละ 1.1 ประกอบด้วยการใช้ถ่านหินนำเข้า 16 ล้านตัน และลิกไนต์ 19 ล้านตันเป็นการใช้ลิกไนต์ในภาคการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 17 ล้านตัน ที่เหลือจำนวน 2 ล้านตันถูกนำไปใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตปูนซีเมนต์

Lignite/Coal Consumption. In 2011, lignite/coal consumption totaled 35 million tonnes, decreasing by 1.1% from the previous year (based on the heating value), divided into consumption of lignite at 19 million tonnes and imported coal at 16 million tonnes. Of the total lignite consumption, 17 million tonnes was used for power generation by EGAT; the remaining 2 million tonnes was mainly used for cement manufacturing.



ไฟฟ้า

กำลังการผลิตไฟฟ้า ในปี 2554 อยู่ที่ 31,447 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นจากปี 2553 อยู่ที่ 30,920 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้น 527 เมกะวัตต์ โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยมีกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุดคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 48 รองลงมาคือผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) และการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเป็นร้อยละ 38, 7 และ 7 ตามลำดับ

ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Gross Peak Load) เกิดขึ้น ณ วันอังคารที่ 24 พฤษภาคม 2554 เวลา 14.00 น. ที่ระดับ 24,518 เมกะวัตต์ โดยต่ำกว่า Peak ของปี 2553 อยู่ที่ระดับ 24,630 เมกะวัตต์ จำนวน 112 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นลดลงร้อยละ 0.5 เนื่องจากในช่วงต้นปี 2554 ยังคงมีอากาศหนาวเย็น และฝนตกมาเร็วกว่าปกติ ทำให้หน้าร้อนปีนี้มียุทธศาสตร์เย็นกว่าปีที่ผ่านมา

การผลิตไฟฟ้า ปริมาณการผลิตและการรับซื้อของ กฟผ. ในปี 2554 มีจำนวน 162,343 กิกะวัตต์ชั่วโมง ลดลงจากปี 2553 ร้อยละ 0.8 โดยสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติคิดเป็นร้อยละ 67 จากลิกไนต์/ถ่านหินร้อยละ 19 และจากการนำเข้าและพลังน้ำร้อยละ 7 และ 5 ตามลำดับ รวมทั้งจากน้ำมันและจากพลังงานทดแทนสัดส่วนเท่ากัน อยู่ที่ร้อยละ 1

การใช้ไฟฟ้า ในปี 2554 ลดลงอยู่ที่ระดับ 148,855 กิกะวัตต์ชั่วโมง คิดเป็นร้อยละ 0.3 เนื่องจากในช่วงต้นปี ประเทศไทยมีอากาศหนาวเย็นเป็นเวลานานและมีฝนตกมากกว่าปกติ รวมทั้งเหตุการณ์แผ่นดินไหวและสึนามิในประเทศญี่ปุ่นที่ส่งผลกระทบต่อภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจของไทย ประกอบกับในช่วงปลายปีเกิดภัยพิบัติอุทกภัยรวมถึงนิคมอุตสาหกรรมทั้ง 7 แห่งในเขตจังหวัดพระนครศรีอยุธยาและปทุมธานี ส่งผลกระทบต่อภาคอุตสาหกรรม คริวเรือน และเกษตรกรรม โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมมีสัดส่วนการใช้มากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 46 เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3 ภาคธุรกิจ การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.7 ในขณะที่ภาคครัวเรือน และภาคเกษตรกรรม มีการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 1.3 และ 11.5 ตามลำดับ ทั้งนี้ การใช้ไฟฟ้าแบ่งเป็นเขตนครหลวงและเขตภูมิภาค ดังนี้

Electricity

Installed Capacity. Thailand's installed capacity in 2011 was at 31,447 MW, an increase of 527 MW from 30,920 MW in 2010. The Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) held the largest share of 48%. Next to it was Independent Power Producers (IPP), holding a share of 38%; then Small Power Producers (SPP), 7%; and power purchase from foreign sources, 7%.

Gross Peak Load. The peak load occurred on Tuesday, 24 May 2011, at 14.00 hrs, reaching 24,518 MW which was 112 MW lower than the 2010 peak load (24,630 MW), or a decrease of 0.5%, because in early 2011 the weather was still cold, coupled with early rainfall in summer, making the temperature in the past summer lower than that in the previous year.

Power Generation. The amount of power generation, together with power purchase by EGAT, in 2011 totaled 162,343 gigawatt-hour (GWh), decreasing by 0.8% compared with that in 2010. The share of individual fuel types used for power generation was as follows: natural gas, 67%; lignite/coal, 19%; imported electricity, 7%; hydropower, 5%; oil, 1%; and renewable energy, 1%.

Power Demand. In 2011, power demand totaled 148,855 GWh, a decrease of 0.3% from that in 2010 because of lingering cold weather at the beginning of the year and more than usual rainfall in Thailand, coupled with the impact of the earthquake and tsunami incidents in Japan on the industrial and commercial sectors in Thailand. Moreover, at the end of the year, the domestic flood crisis badly affected seven industrial estates in Phra Nakhon Si Ayutthaya and Pathum Thani provinces, creating considerable impact on the industrial, household and agricultural sectors. Power demand in the industrial sector (holding the largest share of 46% of the total demand) increased by 0.3% in the commercial, increased by 2.7% and that in the

เขตนครหลวง การใช้ไฟฟ้าปี 2554 อยู่ที่ระดับ 44,195 กิกะวัตต์ชั่วโมง ลดลงร้อยละ 1.9 โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือนลดลงร้อยละ 5.5 ภาคธุรกิจและภาคอุตสาหกรรมลดลงร้อยละ 0.8

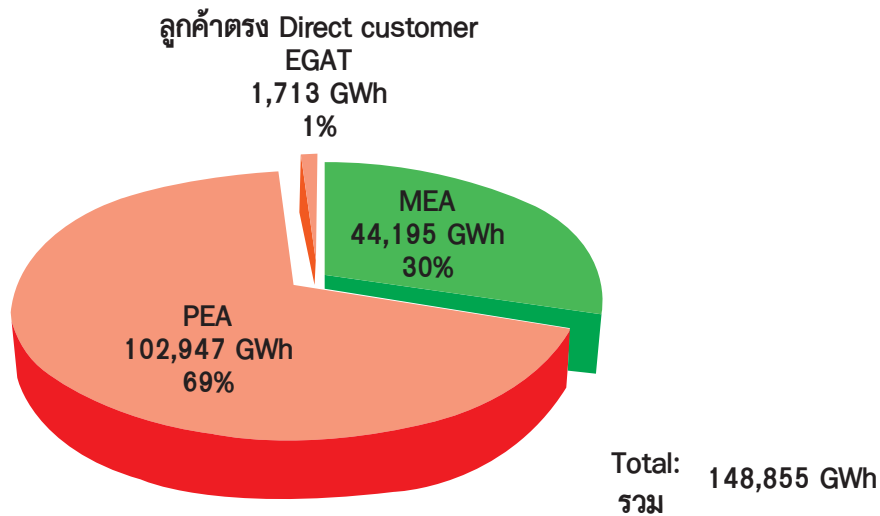
เขตภูมิภาค การใช้ไฟฟ้าปี 2554 อยู่ที่ระดับ 102,947 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจเพิ่มขึ้นเล็กน้อยร้อยละ 0.2 ภาคครัวเรือนเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 ในขณะที่ภาคเกษตรกรรมลดลงร้อยละ 11.5

household and agricultural sectors also decreased by 1.3% and 11.5% respectively. Thailand's power demand can be divided into the demand in metropolitan areas and that in provincial areas, as detailed below.

• **Metropolitan Areas** – The total demand in 2011 was 44,195 GWh, a decrease of 1.9%. Power consumption in the household sector decreased by 5.5% and that in the commercial & industrial sector decreased by 0.8%.

• **Provincial Areas** – The total demand in 2011 was 102,947 GWh, an increase of 0.5%. Power consumption in the commercial & industrial sector slightly increased by 0.2%, and that in the household sector increased by 0.8%, while the consumption in the agricultural sector decreased by 11.5%.

ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ปี 2554
Power Demand in 2011



การใช้ Overall Demand	Q1	Q2	Q3	Q4	รวม
ปริมาณการใช้ (กิกะวัตต์-ชั่วโมง) Demand Volume (GWh)	35,817	38,319	39,579	35,140	148,855
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%) Growth Rate (%)	-0.1	-1.7	3.6	-3.1	-0.3



การใช้ไฟฟ้ารายสาขา ปี 2554 กลุ่มอุตสาหกรรม และธุรกิจที่สำคัญในช่วงสามไตรมาสแรกมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ถึงแม้ว่าในช่วงไตรมาสที่สองจะได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ภัยพิบัติในประเทศญี่ปุ่นแต่ก็สามารถปรับฟื้นตัวได้ในไตรมาสที่สาม แต่ในช่วงไตรมาสสุดท้ายไทยประสบกับเหตุการณ์ภัยพิบัติอุทกภัย ส่งผลให้โรงงานอุตสาหกรรม และธุรกิจบางประเภทไม่สามารถดำเนินการได้ โดยเฉพาะ อุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ ยานยนต์ สิ่งทอ และพลาสติก ที่มีการใช้ไฟฟ้าลดลงมาก เนื่องจากโรงงานส่วนใหญ่อยู่ใน นิคมอุตสาหกรรมที่ได้รับกระทบจากน้ำท่วม นอกจากนี้ ยังส่งผลต่อกลุ่มธุรกิจที่สำคัญ ได้แก่ โรงแรม ขยายปลีก และการก่อสร้าง เนื่องจากประสบภาวะน้ำท่วมทำให้ต้อง ปิดกิจการในช่วงเวลาดังกล่าว ประกอบกับบางประเทศ ประกาศห้ามประชาชนเดินทางเข้าประเทศไทย

ค่าเอฟที ในปี 2554 มีการประกาศใช้โครงสร้าง อัตราค่าไฟฟ้าใหม่ ตั้งแต่รอบเดือนกรกฎาคม 2554 ส่งผล ให้ค่าเอฟทีมีการเปลี่ยนแปลง ดังนี้

ครั้งที่ 1 : ช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2554 อยู่ที่อัตรา 86.88 สตางค์ต่อหน่วย ปรับลดลง 5.67 สตางค์ ต่อหน่วย

ครั้งที่ 2 : ช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2554 อยู่ที่อัตรา 95.81 สตางค์ต่อหน่วย ปรับเพิ่มขึ้น 8.93 สตางค์ ต่อหน่วย

ครั้งที่ 3 : ช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2554 อยู่ที่อัตรา -6.00 สตางค์ต่อหน่วย เนื่องจากการปรับ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ โดยนำค่าเอฟทีช่วงเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2554 จำนวน 95.81 สตางค์ ต่อหน่วย รวมในโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขยายปลีกที่ใช้ มาตั้งแต่เดือนตุลาคม 2548 ทั้งนี้ การที่ค่าเอฟทีติดลบ เนื่องจกนำเงินที่เรียกคืนจากการลงทุนที่ต่ำกว่าแผนของ การไฟฟ้าทั้งสามแห่งระหว่างปี 2551 – 2553 มาลดค่าเอฟที ให้กับผู้ไฟฟ้าทุกรายเป็นเวลา 6 เดือน

Power Demand by Sector. Power demand of each major cluster in the industrial and commercial sector in the first three quarters of 2011 was on a rising trend. Despite the impact of Japanese disasters on Thailand in the second quarter, the demand rebounded in the third quarter. However, in the last quarter, Thailand was badly shattered by the domestic flood crisis, which caused shutdowns of a number of industrial factories and businesses, particularly electronics, automobile, textile and plastic, as they are in the industrial estates located in flood affected areas, hence a substantial decrease in power demand. In addition, major business, such as hotels, retail shops and construction business, had to shut down during that period as well due to the flood. Moreover, some foreign countries issued a warning to their citizens to avoid travelling to Thailand during the flooding.

The Automatic Tariff Adjustment Mechanism (Ft). In 2011, the new power tariff structure was put into effect, starting in the month of July 2011, resulting in several revisions of the Ft charge as follows:

The first revision: for the round of January – April 2011, the Ft rate was at 0.8688 Baht per unit, decreasing by 0.0567 Baht per unit.

The second revision: for the round of May – August 2011, the Ft rate was at 0.9581 Baht per unit, increasing by 0.0893 Baht per unit.

The third revision: for the round of September – December 2011, the Ft rate was at -0.06 Baht per unit, resulting from the power tariff structure reform – the Ft rate for the round of May – August 2011, i.e. 0.9581 Baht per unit, was included in the retail power tariff structure which has been in use since October 2005. The Ft rate turned out to be a minus figure because the “call back” money from the three Power utilities, as their investments during 2008 – 2010 could not be

แนวโน้มการใช้พลังงานปี 2555

จากการประมาณการภาวะเศรษฐกิจของไทย โดยสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) คาดว่าในปี 2555 เศรษฐกิจจะขยายตัวร้อยละ 5.5 – 6.5 โดยมีปัจจัยขับเคลื่อนสำคัญจากการฟื้นตัวและเร่งการผลิตของภาคอุตสาหกรรม การลงทุนเพื่อการบริหารจัดการน้ำของภาครัฐ ทั้งในส่วนของโครงการเร่งรัดการลงทุนเพื่อปรับปรุงฟื้นฟูโครงสร้างพื้นฐานที่ได้รับความเสียหายจากน้ำท่วมในช่วงปลายปี 2554 และการก่อสร้างเพิ่มเติม รวมทั้งคาดว่าราคาน้ำมันดิบตลาดโลกเฉลี่ยจะอยู่ในระดับ 105 – 110 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจากปี 2554 ที่ 106.03 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อบาร์เรล สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจึงประมาณการความต้องการพลังงานของประเทศภายใต้สมมติฐานดังกล่าว ซึ่งพอสรุปสถานการณ์พลังงานในปี 2555 ได้ดังนี้

ความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ในปี 2555 คาดว่าจะอยู่ที่ระดับ 1,937 พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2554 ร้อยละ 4.8 โดยความต้องการน้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 และการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.4 จากการนำเข้า LNG เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าและ NGV เพิ่มขึ้น การใช้ลิกไนต์/ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.8 เนื่องจากโรงไฟฟ้าแก๊สโคควันที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเริ่มดำเนินการผลิตตั้งแต่ปลายปี 2554 และพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9

materialized as planned, was used as Ft reduction for power consumers for a period of six months.

TREND OF ENERGY SITUATION IN 2012

According to the economic forecast made by the National Economic and Social Development Board (NESDB), it is expected that the GDP growth rate in 2012 will be around 5.5 – 6.5%, given such major driving forces as government expenditures and investments as well as acceleration of investment in rehabilitation programs to recover businesses affected by the flood during the end of 2011, including the average crude oil price in this year, projected to be in a range of US\$ 105 – 110 a barrel, which is higher than US\$106.03 a barrel in 2011. The Energy Policy and Planning Office (EPPO) has, therefore, developed a forecast of energy demand based on the foregoing assumptions. The trend of energy situation in 2012 can be summarized as follows.

Primary Commercial Energy Demand. The demand in 2012 is forecast to be at a level of 1,937 KBD of crude oil equivalent, increasing by 4.8% compared with that in 2011. Oil demand will increase by 3.3%, and natural gas demand will increase by 7.4% (resulting from growing demand for imported LNG for power generation and NGV). Demand for lignite/coal will grow by 2.8% as GHECO–One IPP coal–fired power plant has been on stream since the end of 2011, while demand for hydropower/imported electricity will grow by 1.9%.



ประมาณการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น
Forecast of Primary Commercial Energy Demand

หน่วย: เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน / Unit: KBD of crude oil equivalent

	2550 2007	2551 2008	2552 2009	2553 2010	2554 2011	2555f 2012f
การใช้ Demand	1,604	1,618	1,663	1,783	1,845	1,937
น้ำมัน Oil	667	634	643	652	674	696
ก๊าซธรรมชาติ Natural Gas	615	648	682	784	810	870
ลิกไนต์/ถ่านหิน Lignite/Coal	279	301	303	310	306	316
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า Hydro/Imported Elec.	43	36	35	36	54	55
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%) Growth Rate (%)						
การใช้ Demand	3.8	0.9	2.8	7.2	3.5	4.8
น้ำมัน Oil	-1.0	-5.0	1.4	1.5	3.3	3.3
ก๊าซธรรมชาติ Natural Gas	6.2	5.4	5.2	15.0	3.3	7.4
ลิกไนต์/ถ่านหิน Lignite/Coal	12.8	7.7	0.7	2.4	-1.1	2.8
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า Hydro/Imported Elec.	-2.5	-17.4	-1.1	2.8	48.5	1.9

f ข้อมูลประมาณการ

f: Forecast data

น้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2555 คาดว่าการใช้น้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.9 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเนื่องจากคาดการณ์การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์น่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้น และการยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซิน 91 ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2555 ตามนโยบายรัฐบาล การใช้น้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9 การใช้น้ำมันเครื่องบินคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.8 เนื่องจากการท่องเที่ยวเริ่มฟื้นตัวจากภาวะอุทกภัยที่ผ่านมา ส่วนการใช้ LPG คาดว่าจะมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 11.2 เนื่องจากความต้องการในภาคครัวเรือนและในรถยนต์ยังคงเพิ่มขึ้น แม้ว่าการใช้ในภาคอุตสาหกรรมจะมีแนวโน้มลดลง ขณะที่การใช้น้ำมันเตาคาดว่าจะลดลงร้อยละ 17.6 เนื่องจากการใช้น้ำมันเตาในอุตสาหกรรมและการผลิตไฟฟ้าลดลง ส่งผลให้ทั้งปีคาดว่าจะมีปริมาณการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3

Petroleum Products. In 2012, demand for overall gasoline is projected to increase only slightly by 0.9% because gasohol demand is expected to be increasing while the distribution of Gasoline 91 will be abolished as from 1 October 2012 onwards pursuant to the government policy. Diesel demand will increase by 2.9% moderately and Jet petroleum will increase 4.8% as tourism is being recovered after the flood impact last year. LPG demand is expected to increase by 11.2% because the use in the household and transportation sectors will still be growing, although the demand in the industrial sector tends to drop. Fuel oil demand, however, is forecast to decrease by 17.6% as its utilization in the industrial sector and for power generation is projected to decrease. Hence, the overall annual demand of petroleum products is forecast to increase by 3.3%.

ประมาณการใช้น้ำมันสำเร็จรูป
Forecast of Petroleum Product Demand

หน่วย: ล้านลิตร/ Unit: Million Litres

ชนิด Product Type	2550 2007	2551 2008	2552 2009	2553 2010	2554 2011	2555f 2012f	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%) Growth Rate (%)		
							2553	2554	2555f
							2010	2011	2012f
เบนซิน / Gasoline	7,337	7,121	7,524	7,417	7,332	7,398	-1.4	-1.1	0.9
ดีเซล / Diesel	18,710	17,643	18,465	18,480	19,192	19,749	0.1	3.8	2.9
เครื่องบิน / Jet Petroleum	4,932	4,637	4,432	4,712	5,076	5,302	6.3	7.7	4.8
น้ำมันเตา / Fuel Oil	4,222	3,287	2,731	2,615	2,456	2,024	-4.2	-6.0	-17.6
LPG*	5,812	6,828	6,894	7,587	8,178	9,094	10.0	7.7	11.2
รวม / Total	41,013	39,516	40,046	40,811	42,235	43,585	1.9	3.4	3.3

*ไม่รวมการใช้ LPG ที่ใช้เป็น Feed stocks ในปิโตรเคมี

*Excluding LPG use as feedstock in the petrochemical industry

f ข้อมูลประมาณการ / Forecast data



LPG โพรเพน และบิวเทน ในปี 2555 คาดว่าปริมาณการใช้มีจำนวน 7,961 พันตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 16.3 เป็นการขยายตัวจากภาคครัวเรือนและอุตสาหกรรมปิโตรเคมี โดยการใช้ในครัวเรือนเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.2 ซึ่งยังคงเพิ่มขึ้นในอัตราสูง เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายตรึงราคาก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนต่อไปจนถึงสิ้นปี 2555 และ การใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพิ่มขึ้นร้อยละ 35.0 จากระดับ 2,419 พันตันในปี 2554 เป็น 3,266 พันตัน ในปี 2555 ขณะที่การใช้ในภาคอุตสาหกรรมคาดว่าจะเริ่มชะลอลง เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายทยอยปรับราคาก๊าซ LPG ในภาคอุตสาหกรรม ไตรมาสละ 3 บาท จำนวน 4 ไตรมาส โดยปี 2554 ได้ปรับขึ้นราคาไปแล้ว 2 ครั้ง และปี 2555 จะปรับขึ้นราคาอีก 2 ครั้ง คือวันที่ 1 มกราคม และวันที่ 1 เมษายน 2555 ส่วนการใช้ในภาคขนส่งเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.8 ซึ่งชะลอการขยายตัวลงจากปี 2554 เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายปรับราคาก๊าซ LPG ตั้งแต่วันที่ 16 มกราคม 2555 โดยทยอยปรับเพิ่มราคาในอัตรา 0.41 บาทต่อลิตร (0.75 บาทต่อ กก.) ทุกเดือน จำนวน 12 ครั้ง ส่งผลให้ราคาก๊าซ LPG ปรับเพิ่มขึ้นจากราคา 11.20 บาทต่อลิตร เป็น 16.12 บาทต่อลิตร ประกอบกับโครงการของรัฐบาลในการปรับเปลี่ยนรถแท็กซี่ LPG เป็น NGV ฟรีจำนวน 20,000 คัน โดยเริ่มต้นโครงการตั้งแต่ปลายปี 2554

LPG, Propane and Butane – The demand of these products in 2012 is estimated to reach 7,961 thousand tonnes, accounting for an increase of 16.3%, resulting from increasing demand in the household sector and the petrochemical industry. The household demand will increase by 8.2%, which is still considered a high rate, due to the government policy fixing the LPG price for this sector until the end of 2012. The use as feedstock in the petrochemical industry is projected to highly increase by 35.0%, from 2,419 thousand tonnes in 2011 to 3,266 thousand tonnes in 2012, whereas the demand in the industrial sector is expected to slow down because the government has introduced a policy to quarterly increase LPG price for industrial use by 3 Baht per quarter, for four times altogether. In 2011, the LPG price was increased twice already; in 2012 the other two prices adjustment will be made – on 1 January 2012 and 1 April 2012. LPG demand in the transportation sector is projected to increase by 5.8%, but at a lower growth rate than that in 2011 as the government has a policy to increase LPG price for the transportation sector as from 16 January 2012 onwards, by gradually increasing the price at a rate of 0.41 Baht per litre per month (0.75 Baht per kg per month), for 12 times. By this means, the LPG price will increase from 11.20 Baht per litre to 16.12 Baht per litre. Moreover, since the end of 2011, the government has launched a project on engine modification, free of charge, for 20,000 LPG-run taxis to switch to use NGV instead.

ประมาณการผลิต การใช้ และการนำเข้า LPG โพรเพน และบิวเทน
Forecast of LPG, Propane and Butane Consumption, Production and Import

หน่วย : พันตัน / Unit : Thousand Tonnes

	2550 2007	2551 2008	2552 2009	2553 2010	2554 2011	2555f 2012f
- การใช้ - Consumption	4,116	4,788	5,208	5,943	6,890	7,961
ครัวเรือน Household	1,884	2,124	2,231	2,435	2,656	2,874
อุตสาหกรรม Industry	611	665	593	778	718	727
รถยนต์ Automobile	572	776	666	680	920	973
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี Petrochemical Feedstock	968	1,093	1,478	1,846	2,419	3,266
ใช้เอง Own Use	81	130	240	213	131	122
- การผลิต - Production	4,469	4,355	4,467	4,416	5,422	5,477
- การนำเข้า - Import	-	452	753	1,591	1,437	2,211

อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)

Growth Rate (%)

- การใช้ - Consumption	17.0	16.3	8.8	14.1	15.9	16.3
ครัวเรือน Household	9.5	12.7	5.0	9.2	9.1	8.2
อุตสาหกรรม Industry	17.4	8.8	-10.8	31.3	-7.8	1.2
รถยนต์ Automobile	24.7	35.6	-14.1	2.1	35.3	5.8



หน่วย: พันตัน / Unit: Thousand Tonnes

	2550 2007	2551 2008	2552 2009	2553 2010	2554 2011	2555f 2012f
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี Petrochemical Feedstock	26.2	12.9	35.2	24.9	31.0	35.0
ใช้เอง Own Use	65.3	61.8	84.2	-11.5	-38.5	-7.2

f ข้อมูลประมาณการ / Forecast data

ก๊าซธรรมชาติ คาดว่าปริมาณความต้องการในปี 2555 จะเพิ่มขึ้นจากปี 2554 ร้อยละ 6.1 โดยมีการใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.1 การใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่น ๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.1 การใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.1 และ การใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ NGV เพิ่มขึ้นร้อยละ 31.4 เนื่องจากภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมการใช้ NGV ให้มากขึ้น ได้แก่ โครงการติดตั้งก๊าซ NGV ให้รถแท็กซี่ LPG ฟรี จำนวน 20,000 คัน และโครงการบัตรเครดิตพลังงาน NGV ที่ได้ดำเนินการไปก่อนการปรับราคา NGV ที่จะเริ่มตั้งแต่วันที่ 16 มกราคม 2555 โดยทยอยปรับเพิ่มราคาในอัตรา 0.50 บาทต่อ กก. ทุกเดือน จำนวน 12 ครั้ง ส่งผลให้ราคา NGV ปรับเพิ่มขึ้นจากราคา 8.50 บาทต่อ กก. เป็น 14.50 บาทต่อ กก.

Natural Gas. It is anticipated that natural gas demand in 2012 will grow by 6.1% compared with that in 2011. The use of natural gas for power generation will increase by 3.1%; the use as feedstock in the petrochemical industry and others will increase by 6.1%, and the use as fuel in the industrial sector will increase by 9.1%. Natural gas demand for NGV vehicles will highly increase by 31.4% due to the government policy promoting greater use of NGV, which includes the project switching 20,000 LPG-run taxis to NGV-run taxis free of charge and the Energy Credit Card project for NGV users, already launched before the increase in NGV price, starting 16 January 2012, at a rate of 0.50 Baht per kg per month, for 12 times; hence, the NGV price will eventually increase from 8.50 Baht per kg to 14.50 Baht per kg.

ประมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา
Forecast of Natural Gas Demand, by Sector

หน่วย: ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน / Unit: MMSCFD

สาขา Sector	2550 2007	2551 2008	2552 2009	2553 2010	2554 2011	2555f 2012f	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%) Growth Rate (%)		
							2553 2010	2554 2011	2555f 2012f
							ผลิตไฟฟ้า Power Gen.	2,346	2,423
โรงแยกก๊าซ GSP	572	583	599	652	867	920	8.9	33.0	6.1
อุตสาหกรรม Industry	347	361	387	478	569	621	23.5	19.2	9.1
NGV	24	77	143	181	231	304	26.8	27.5	31.4
รวม Total	3,288	3,444	3,564	4,039	4,143	4,397	13.3	2.6	6.1

หมายเหตุ : ค่าความร้อน 1 ลูกบาศก์ฟุตเท่ากับ 1,000 บีทียู

Remarks: Heating Value :1 cubic foot = 1,000 BTU

f ข้อมูลประมาณการ / Forecast data



ไฟฟ้า การผลิตไฟฟ้าในปี 2555 คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.7 เนื่องจากภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมการลงทุนและการใช้จ่ายเพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจในช่วงแผนบริหารราชการ 4 ปี (พ.ศ.2555–2558) และการเร่งรัดการลงทุนเพื่อฟื้นฟูความเสียหายจากน้ำท่วมในช่วงปลายปี 2554 และในช่วงไตรมาสแรกของปี 2555 โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมขนาดใหญ่โดยเฉพาะในเขตนิคมอุตสาหกรรมจำนวน 7 แห่ง ที่ได้รับผลกระทบจากน้ำท่วม ยังคงไม่สามารถดำเนินการผลิตได้ หลังจากไตรมาสที่สองเป็นต้นไป คาดว่าจะเริ่มดำเนินการผลิตใหม่ได้อีกครั้ง ซึ่งจะทำให้การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ายังคงมาจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลักเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงอื่นๆ โดยในปี 2555 ปตท. มีแผนที่จะนำเข้า LNG จำนวน 140 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (1.0 ล้านตัน) นอกจากนี้ มีโรงไฟฟ้าเข้าระบบตามแผน PDP 2010 ในปี 2555 ได้แก่ โรงไฟฟ้า SPP (Co-Gen) จำนวน 704 เมกะวัตต์ SPP (Renewable) จำนวน 65 เมกะวัตต์ และ VSPP จำนวน 162 เมกะวัตต์ รวมกับเขื่อนต่างๆ ภายในประเทศ จำนวน 29 เมกะวัตต์ และการนำเข้าไฟฟ้าโครงการเขื่อนเกินหินบูนส่วนขยายจากสปป.ลาว จำนวน 220 เมกะวัตต์

Electricity. Power demand in 2012 is forecast to increase by 5.7% as the government has a policy to promote public investment and expenditures to boost the economy during the government's 4 – year Public Administration Management Plan (2012–2015), and to accelerate investment in rehabilitation programs to recover the country from the damage resulting from the flood crisis at the end of 2011. In the first quarter of 2012, power demand in the commercial sector and large-scale industries, especially those in the seven flood-affected industrial estates, will be low as the affected facilities will not be able to resume their operation by then. However, from the second quarter onwards, it is expected that their operation can resume, which will result in growing power demand. As for power generation, natural gas will remain the major fuel, compared with other fuel sources. PTT has planned to import LNG at a volume of 140 MMSCFD (1.0 million tonne). In addition, according to the PDP 2010, additional supply to the grid from the following power plants will be on stream in 2012: 704–MW from SPPs (Co-Gen); 65–MW from SPPs (Renewable); and 162–MW from VSPPs. Moreover, there will be a total supply of 29 MW from domestic dams and 220 MW will be imported from Theun–Hinboun (extension) project in Lao PDR.

ประมาณการผลิตไฟฟ้า Forecast of Power Generation

หน่วย: พันตัน / Unit: Thousand Tonnes

ปี Year	กิกะวัตต์ชั่วโมง GWh	การเปลี่ยนแปลง Difference	
		Difference	
		กิกะวัตต์ชั่วโมง GWh	ร้อยละ (%) Percentage (%)
2550 2007	147,026	5,107	3.6
2551 2008	148,221	1,195	0.8
2552 2009	184,364	143	0.1
2553 2010	163,668	15,305	10.3
2554 2011	162,343	-1,325	-0.8
2555f 2012f	171,597	9,254	5.7

f ข้อมูลประมาณการ / Forecast data

หมายเหตุ : เป็นข้อมูลประมาณการ ณ เดือนสิงหาคม 2555

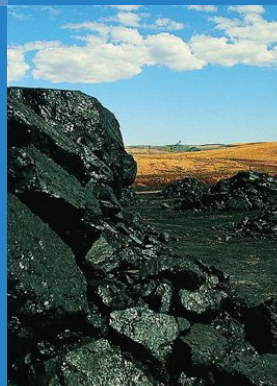
Remark : Forecast data as in August 2012



ส่วนที่ 3 / Part 3

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2554

Fuel price in 2011



สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2554

Fuel price in 2011

1. ราคาน้ำมันดิบ

ไตรมาส 1 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 100.90 และ 94.53 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 4 ปี 2553 16.59 และ 9.45 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความกังวลต่อปัญหา Supply Disruption ในประเทศผู้ผลิตน้ำมันจากสถานการณ์สู้รบในลิเบียยังรุนแรงและองค์การสนธิสัญญาแอตแลนติกเหนือ (North Atlantic Treaty Organization: NATO) มีมติร่วมปฏิบัติการทางทหารในลิเบียเพื่อให้ความช่วยเหลือและคุ้มครองความปลอดภัยแก่ชาวลิเบียตามคำสั่งของสหประชาชาติ อีกทั้งสหรัฐอเมริกาประกาศส่งกองกำลังโจมตีรัฐบาลลิเบีย จนกว่าพันเอกมูอัมมาร์ กัดดาฟี จะลงจากตำแหน่ง ทั้งนี้ นักวิเคราะห์ประเมินว่าจะต้องใช้เวลาประมาณ 12 – 18 เดือน ในการฟื้นฟูโครงสร้างพื้นฐานด้านการผลิตน้ำมัน ขณะที่เหตุการณ์ในประเทศเยเมนส่งผลกระทบต่อการผลิตน้ำมันดิบหลังจากพนักงานบริษัทน้ำมันต่างชาติเริ่มอพยพออกนอกประเทศ รวมทั้งความกังวลต่อสถานการณ์ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในญี่ปุ่นที่เกิดการระเบิดขึ้นและอาจมีกัมมันตรังสีรั่วไหล ซึ่งถ้าสถานการณ์มีความรุนแรงจะส่งผลกระทบต่อการกลับมาฟื้นตัวทางเศรษฐกิจของญี่ปุ่น โดยความต้องการใช้น้ำมันของญี่ปุ่นซึ่งเป็นผู้บริโภคน้ำมันใหญ่อันดับ 3 ของโลก

ไตรมาส 2 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 110.63 และ 102.22 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 9.73 และ 7.69 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความเชื่อมั่นของนักลงทุนเพิ่มขึ้นจากสภาของกรีซมีมติอนุมัติ

1. CRUDE OIL PRICE

The first quarter : The average prices of Dubai and West Texas crude were US\$100.90 per barrel and US\$94.53 per barrel respectively. Dubai's price rose US\$16.59 per barrel while that of West Texas rose US\$9.45 per barrel from the fourth quarter of 2010. This was mainly due to the concern over supply disruption among oil producing countries as a result of the continuing violent unrest in Libya. North Atlantic Treaty Organization agreed upon joint military operations in Libya to provide assistance and protection for Libyan nationals according to a resolution from the United Nations. The US also decided to deploy troops to attack the Libyan government to seek the removal of Colonel Muammar Gaddafi. Analysts predicted that it would take approximately 12–18 months to restore the oil producing infrastructure. Meanwhile, the domestic situation in Yemen also affected crude oil production after employees of foreign oil companies started to flee the country. There was also a growing anxiety over the explosions at the nuclear power plant in Japan and possible radioactive leakage. If the situation became more serious, it would create a severe impact on economic recovery of Japan, which is the third largest oil consumer in the world.

The second quarter : The average prices of Dubai and West Texas crude were at US\$110.63 per barrel and US\$102.22 per barrel, increasing by US\$9.73 per



รายละเอียดของกฎหมายมาตรการรัดเข็มขัดไปใช้ รวมถึงการที่ประธานธนาคารกลางของกลุ่มสหภาพยุโรป Jean-Claude Trichet ออกมาส่งสัญญาณว่าจะขึ้นอัตราดอกเบี้ยในการประชุม โดยทั้งสองปัจจัยส่งผลให้ค่าเงินยูโรแข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์และนักลงทุนหันมาลงทุนในตลาดน้ำมันมากขึ้น อีกทั้งปริมาณสำรองน้ำมันดิบเชิงพาณิชย์ของสหรัฐฯ ลดลง 2.7 ล้านบาร์เรล (โดยนักวิเคราะห์คาดการณ์ไว้ 1.4 ล้านบาร์เรล) นอกจากนี้สภาวะอากาศที่แปรปรวนและน้ำท่วมส่งผลให้แท่นขุดเจาะน้ำมันดิบปิดดำเนินการ 5 แท่น ในรัฐ North Dakota ของสหรัฐฯ (กำลังการผลิต 307,000 บาร์เรล/วัน) ขณะที่คาดการณ์ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของเวียดนามในเดือนมิถุนายน 2554 ลดลงร้อยละ 2.8 อยู่ที่ระดับ 286,000 บาร์เรล/วัน รวมทั้งกลุ่มกองโจรของไนจีเรียที่ยอมมอบตัวกับรัฐบาลไปแล้วออกมาประกาศข่มขู่ถึงการกลับมาโจมตีท่อส่งน้ำมันของประเทศอีกครั้ง เนื่องจากเห็นว่ารัฐบาลไม่สามารถทำตามสัญญาสิทธิประโยชน์ที่ให้ได้

ไตรมาส 3 ราคาน้ำมันดิบดูไบและน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 107.09 และ 89.52 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 3.54 และ 12.70 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจในสหรัฐฯ และยุโรป โดยนักลงทุนเทขายทั้งในตลาดหุ้นและตลาดสินค้าโภคภัณฑ์ทั่วโลก อีกทั้ง Reuters Survey รายงานยอดส่งออกน้ำมันดิบของโอเปก เดือนกันยายน 2554 อยู่ที่ระดับ 30.25 ล้านบาร์เรล/วัน ซึ่งเป็นระดับที่สูงที่สุดในรอบ 3 ปี เนื่องจากอิรักส่งออกมากขึ้นและการกลับมาเริ่มส่งออกของลิเบีย ขณะที่รัสเซียรายงานยอดผลิตน้ำมันดิบเดือนกันยายน 2554 อยู่ที่ระดับ 10.30 ล้านบาร์เรล/วัน ซึ่งเป็นระดับดำเนินการผลิตที่สูงที่สุดของรัสเซียภายหลังการล่มสลายของสหภาพโซเวียตฯ นอกจากนี้ แหล่งน้ำมันดิบ Majnoon ของอิรักเพิ่มกำลังการผลิตเดือนสิงหาคม 2554 อยู่ที่ระดับ 75,000 บาร์เรล/วัน และมีแผนที่จะเพิ่มกำลังการผลิตมาอยู่ที่ 400,000 บาร์เรล/วัน ภายในสิ้นปี 2554

barrel and US\$7.69 per barrel respectively from the previous quarter. This was mainly because investors were increasingly confident after the Greek parliament had approved details of austerity measures while Jean-Claude Trichet, chairperson of the European Central Bank, signaled in a meeting to raise interest rates. These two factors contributed to the euro appreciation against the dollar, luring more investors to invest in the oil market. The USA commercial crude oil reserves also decreased 2.7 million barrels (analysts predicted at 1.4 million barrels). In addition, the climate change and floods also closed five oil production platforms in North Dakota of the USA (with a production capacity of 307,000 barrels per day). Vietnam's crude oil production in June 2011 was estimated to drop 2.8% to 286,000 barrels per day. Nigerian guerrillas who had earlier surrendered to their government threatened to attack their national oil pipeline since the government failed to grant an amnesty as promised.

The third quarter : The average prices of Dubai and West Texas crude were US\$107.09 per barrel and US\$89.52 per barrel, dropping by US\$3.54 per barrel and US\$12.70 per barrel respectively from the previous quarter. This was a result of concern over the economies in the USA and Europe which caused a sell-off among investors in the stock and commodity markets. Reuters Survey reported OPEC's crude oil export of 30.25 million barrels per day September 2011 – the highest rates in three years – due to Iraq's export increase and Libya export resumption. Russia's crude oil production was also boosted to 10.30 barrels per day in September 2011, which was Russia's highest production level after the collapse of the USSR. In Iraq, crude production from

ไตรมาส 4 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 106.50 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 0.59 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จากโอเปกปรับลดอัตราการเติบโตของอุปสงค์น้ำมันโลกในปี 2554 จากการประเมินครั้งก่อนเดิม 0.10 ล้านบาร์เรล/วัน มาอยู่ที่ระดับ 1.1 ล้านบาร์เรล/วัน ประกอบกับประธาน State Oil Marketing Organization ของอิรักรายงานยอดส่งออกน้ำมันดิบเดือนธันวาคม 2554 เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9 มาอยู่ที่ระดับ 2.175 ล้านบาร์เรล/วัน ขณะที่ National Oil Company ของลิเบียประกาศเลื่อนการเดินเครื่องโรงกลั่น Ras Lanuf (220,000 บาร์เรล/วัน) ออกไปอีก 1 เดือน เพราะแหล่งผลิตน้ำมันที่ใช้ออนโรงกลั่นดังกล่าวยังไม่พร้อมทำการผลิต ส่วนน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 94.07 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 4.55 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จากการประชุมทางโทรศัพท์ของรัฐมนตรีกระทรวงการคลังของสหภาพยุโรป 27 ประเทศ มีมติให้การสนับสนุนเงินทุนต่อกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International Monetary Fund: IMF) เพิ่มอีก 1.5 แสนล้านยูโร เพื่อใช้ช่วยเหลือกลุ่ม Euro Zone 17 ประเทศ รวมทั้งตลาดน้ำมันได้รับแรงหนุนหลังข้อมูลเศรษฐกิจของสหรัฐฯ ออกมาแข็งแกร่ง โดยยอดขายบ้านใหม่ในเดือนพฤศจิกายน 2554 เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 และยอดสั่งซื้อสินค้าคงทนเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8 ข้อมูลเหล่านี้ทำให้นักลงทุนมีความเชื่อมั่นว่าเศรษฐกิจสหรัฐฯ กำลังฟื้นตัว

ปี 2554 สรุปราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 106.32 และ 95.01 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อน 28.22 และ 15.52 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

the Majnoon oil field in August 2011 was increased to 75,00 barrels per day, and Iraq planned to increase its production capacity to 400,000 barrels per day by the end of 2011.

The fourth quarter : The average price of Dubai crude was US\$106.50 per barrel, dropping US\$0.59 per barrel from the previous quarter. This followed OPEC'S forecast that world oil demand growth in 2012 would decrease by 0.10 million barrels per day from the previous forecast to 1.1 million barrels per day. The chairperson of Iraqi State Oil Marketing Organization reported an increase in crude oil export level in December 2011 from 1.0 to 2.175 million barrels per day. In addition, National Oil Company of Libya announced the suspension of the operation of Ras Lanuf refinery (220,000 barrels per day) for one month since the crude oil field was not ready for production. The average price of West Texas crude was US\$94.07 per barrel, increasing by US\$4.55 per barrel from the previous quarter. This was the result of a telephone meeting among 27 finance ministers of the European Union which approved an additional subsidy worth 1.5 billion Euro to International Monetary Fund (IMF) for assisting 17 countries in the Euro Zone. The oil market was also backed up by the USA economic data which showed strength. New home sales in November 2011 increased 1.6% while durable goods sales increased 3.8%. The information assured the USA economy is recovering.

2011 : In conclusion, the average prices of Dubai and West Texas crude were US\$106.32 per barrel and US\$95.01 per barrel, rising by US\$28.22 per barrel and US\$15.52 per barrel respectively from last year.



2. ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดจอร์จทาวน์

ไตรมาส 1 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 113.49, 111.38 และ 119.30 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 4 ปี 2553 18.49, 18.44 และ 21.97 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและเรือขนส่งน้ำมันเบนซิน ปริมาณ 210,000 บาร์เรล ซึ่งขนส่งให้บริษัท Libyan National Oil Company ถูกโจรสลัดจี้ ส่งผลให้อุปทานน้ำมันเบนซินในลิเบียขาดแคลน ประกอบกับ Arbitrage น้ำมันเบนซินจากอินเดียไปภูมิภาคตะวันตกเปิดและอุปสงค์น้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นจากความต้องการของญี่ปุ่นเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากการได้รับผลกระทบจากภัยพิบัติสึนามิ นอกจากนี้โรงกลั่นในภูมิภาคต่าง ๆ ยังอยู่ในช่วงปิดซ่อมบำรุงตามแผน อีกทั้งโรงกลั่น Rotterdam (386,000 บาร์เรล/วัน) ของ BP ซึ่งใหญ่เป็นอันดับ 2 ของยุโรป หยุดดำเนินการโดยยังไม่ทราบสาเหตุ รวมทั้งอุปสงค์น้ำมันดีเซลของอินเดียเพิ่มขึ้นเนื่องจากการขนส่ง ก่อสร้าง และใช้เครื่องปรับอากาศเพิ่มขึ้นเมื่อเข้าสู่ช่วงฤดูร้อน

ไตรมาส 2 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 124.89, 122.28 และ 130.05 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 11.40, 10.91 และ 10.75 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จากนักวิเคราะห์คาดการณ์อุปสงค์เบนซินในประเทศอินโดนีเซียในไตรมาส 3 ปี 2554 อยู่ที่ 250,000 บาร์เรล/วัน กอปรกับซาอุดีอาระเบียของซาอุดีอาระเบียนำเข้าปริมาณ 1.5 ล้านบาร์เรล ในเดือนกรกฎาคม 2554 เพื่อสำรองใช้ช่วงเทศกาล Ramadan ในเดือนสิงหาคม อีกทั้งญี่ปุ่นมีความต้องการใช้เบนซิน ปริมาณ 1.30 ล้านบาร์เรล เนื่องจากเข้าสู่ฤดูท่องเที่ยวและโรงกลั่นที่ยังไม่สามารถดำเนินการได้หลังจากได้รับความเสียหายจากเหตุแผ่นดินไหว ขณะที่โรงกลั่น Umm Al Nar (85,000 บาร์เรล/วัน) ของสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ปิดดำเนินการชั่วคราวเนื่องจากเกิดเหตุเพลิงไหม้ถึง Boiler นอกจากนี้ GS Caltex ของเกาหลีใต้ขอใช้น้ำมันดีเซลปริมาณ 870,000 บาร์เรล/วัน จากปริมาณสำรองของบริษัท น้ำมันแห่งชาติ Korea National Oil Corp. เนื่องจากอุปสงค์

2. REFINED OIL PRICE IN SINGAPORE' SPOT MARKET

The first quarter : The average prices of gasoline octane 95, 92 and diesel were US\$113.49, US\$111.38, and US\$119.30 per barrel, rising from US\$18.49, US\$18.44, and US\$21.97 per barrel respectively from the fourth quarter of 2010 in line with the crude oil price. The ship containing 210,000 barrels of gasoline hired by Libyan National Oil Company was hijacked resulting in a shortage of supply for gasoline in Libya. Gasoline arbitrage was reportedly found from India to the West. There was also an increase in demand for gasoline in Japan for electricity generation after the country was hit by the tsunami. Moreover, refineries located in various regions were shut down on their maintenance schedule. BP's Rotterdam Refinery (386,000 barrels per day), which is the second largest refinery in Europe, also halted its operation without reason. Demand for gasoline in India rose due to an increase in transport and construction activities, as well as heavier use of air conditioners during summer.

The second quarter : The average prices of gasoline octane 95, 92 and diesel were US\$124.89, US\$122.28, and US\$130.05 per barrel. The prices rose US\$11.40, US\$10.91, and US\$10.75 per barrel respectively from the previous quarter. Analysts predicted that demand for gasoline in Indonesia in the third quarter of 2011 could reach 250,000 barrels per day. Saudi Arabia's Saudi Aramco imported 1.5 million barrels of oil in July 2011 as reserves for Ramadan in August. Japan's demand for gasoline reached 1.30 million barrels since the tourist season was approaching while refineries were still unable to operate following the earthquake. Umm Al Nar Refinery of the United Arab Emirates (85,000 barrels

ในประเทศพุ่งสูงขึ้นก่อนการปรับขึ้นราคาขายปลีกในวันที่ 8 กรกฎาคม 2554

ไตรมาส 3 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 124.45, 121.74 และ 124.69 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 0.44, 0.55 และ 5.36 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ ตามราคาน้ำมันดิบและ American Petroleum Institute (API) ของสหรัฐฯ รายงานยอดใช้น้ำมันเบนซินของสหรัฐฯ เดือนสิงหาคม 2554 อยู่ที่ระดับ 9.1 ล้านบาร์เรล/วัน ลดลงร้อยละ 1.3 ประกอบกับโรงกลั่น Ningxia ของ PetroChina (100,000 บาร์เรล/วัน) ขยายหน่วยการกลั่น (Crude Distillation Unit) เป็นกำลังการผลิต 5 ล้านตัน/ปี หรือประมาณ 200,000 บาร์เรล/วัน คาดว่าจะเดินเครื่องโรงกลั่นภายในสิ้นเดือนตุลาคม 2554 นอกจากนี้เกาหลีใต้ส่งออกน้ำมันดีเซลเดือนสิงหาคม 2554 ที่ระดับ 13 ล้านบาร์เรล เพิ่มขึ้นร้อยละ 15 และจากภาวะเศรษฐกิจโลกที่ย่ำแย่อาจส่งผลในอุปสงค์น้ำมันดีเซลปรับตัวลดลง โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงไตรมาสที่ 4 รวมทั้งปัญหาหนี้ของทางยูโรโซนส่งผลให้ระดับอุปสงค์ของน้ำมันดีเซลฝั่งยุโรปปรับตัวลดลง ถึงแม้จะอยู่ในช่วงฤดูหนาวก็ตาม

ไตรมาส 4 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 116.13, 114.10 และ 124.31 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน 8.32, 7.64 และ 0.38 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากปริมาณสำรองน้ำมันเบนซินเชิงพาณิชย์ของยุโรปบริเวณ ARA สิ้นสุดในวันที่ 22 ธันวาคม 2554 เพิ่มขึ้น 0.2 ล้านบาร์เรล หรือร้อยละ 3.4 อยู่ที่ 5.7 ล้านบาร์เรล ประกอบกับ Lanka IOC (LIOC) ของศรีลังกา งดนำเข้าน้ำมันเบนซินในเดือนมกราคม 2555 อีกทั้ง Vietnam National Petroleum Import-Export Corp. (Petrolimex) ของเวียดนามคาดว่าความต้องการน้ำมันเบนซินสำหรับสถานีบริการของบริษัทในไตรมาส 1 ปี 2555 จะต่ำกว่าไตรมาส 4 ปี 2554 และไตรมาส 1 ปี 2554 อีกทั้งทั้งน้ำมันดีเซลจากภูมิภาคตะวันออกไปตะวันตกปิดเนื่องจากอุปสงค์ในภูมิภาคตะวันตกชะลอตัว

per day) was temporarily shut down as a result of a fire accident at the boiler. Another factor contributing to the oil price increase was the request from South Korea's GS Caltex for 870,000 barrels per day of diesel from Korean National Oil Corp.'s reserve after domestic demand had skyrocketed before the retail price was raised on 8 August 2011.

The third quarter : The average prices of gasoline octane 95, 92 and diesel were US\$124.45, US\$121.74, and US\$124.69 per barrel. The prices dropped US\$0.44, US\$0.55, and US\$5.36 per barrel respectively from the previous quarter. In line with the crude oil price. American Petroleum Institute (API) of the USA reported the USA demand for gasoline in August 2011 was 9.1 million barrels per day, a decrease of 1.3%. Ningxia Refinery of PetroChina (100,000 barrels per day) expanded its crude refining capacity to 5 million tonnes per year or approximately 200,000 barrels per day. The refinery was expected to resume its operation by the end of October 2011. South Korea's diesel export in August 2011 was 13 million barrels, an increase of 15%. Severe world economic recession, moreover, resulted in a decline in demand for diesel especially in the fourth quarter. Euro Zone debt crisis also caused a decline in demand for diesel in Europe although the continent was in the middle of winter.

The fourth quarter : The average prices of gasoline octane 95, 92 and diesel were US\$116.13, US\$114.10, and US\$124.31 per barrel. The prices dropped US\$8.32, US\$7.64, and US\$0.38 per barrel respectively from the previous quarter in accordance with the European commercial gasoline oil reserve around ARA for the week ending on 22 December 2011, which increased 0.2 million barrels, or 3.4%, to 5.7 million barrels. Sri Lanka's Lanka IOC (LIOC), moreover, banned imported gasoline in January 2012 while



ปี 2554 สรุปราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 119.77, 117.40 และ 124.56 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อน 31.36, 31.17 และ 35.00 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

3. ราคาขายปลีก

ไตรมาส 1 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล์ 91 และดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 45.31, 40.45, 35.95, 32.55, 21.22, 33.45, 29.98 และ 29.85 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาส 4 ปี 2553 อยู่ที่ระดับ 3.91, 4.17, 3.47, 2.72, 1.91, 2.79, 0.79 และ 1.66 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ไตรมาส 2 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล์ 91 และดีเซลหมุนเร็ว เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 48.28, 42.93, 38.03, 34.63, 22.45, 35.53 และ 29.99 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนอยู่ที่ระดับ 2.97, 2.48, 2.08, 2.08, 1.23, 2.08 และ 0.01 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ไตรมาส 3 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล์ 91 และดีเซลหมุนเร็ว เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 45.02, 40.12, 37.17, 33.28, 22.10, 34.49 และ 29.17 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน อยู่ที่ระดับ 3.26, 2.81, 0.86, 1.35, 0.35, 1.04 และ 0.82 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

Vietnam National Petroleum Import–Export Corp. (Petrolimex) expected that the demand for gasoline for sale at its services stations in the first quarter of 2012 would be lower than those of the first and fourth quarter 2011. Diesel oil transported from the East to the West was also suspended due to a decline in a demand in the western region.

2011 : In conclusion, the average prices of gasoline octane 95, 92 and diesel were US\$119.77, US\$117.40, and US\$124.56 per barrel. The prices rose US\$31.36, US\$31.17, and US\$35.00 per barrel respectively from the previous year.

3. RETAIL PRICE

The first quarter : The average prices of gasoline octane 95,91, gasohol 95 E10, E20, E85, gasohol 91, as well as high speed diesel and high speed diesel B5 were 45.31, 40.45, 35.95, 32.55, 21.22, 33.45, 29.98, and 29.85 Baht per litre. The prices rose from the fourth quarter of 2010 by 3.91, 4.17, 3.47, 2.72, 1.91, 2.79, 0.79, and 1.66 Baht per litre respectively.

The second quarter : The average prices of gasoline octane 95,91, gasohol 95 E10, E20, E85, gasohol 91, and high speed diesel were 48.28, 42.93, 38.03, 34.63, 22.45, 35.53, and 29.99 Baht per litre. The prices rose from the previous quarter by 2.97, 2.48, 2.08, 2.08, 1.23, 2.08, and 0.01 Baht per litre respectively.

The third quarter : The average prices of gasoline octane 95,91, gasohol 95 E10, E20, E85, gasohol 91, and high speed diesel were 45.02, 40.12, 37.17, 33.28, 22.10, 34.49, and 29.17 Baht per litre. The prices dropped from the previous quarter by 3.26, 2.81, 0.86, 1.35, 0.35, 1.04, and 0.82 Baht per litre respectively.

ไตรมาส 4 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล์ 91 และดีเซลหมุนเร็ว เจลี่ยอยู่ที่ระดับ 39.42, 35.31, 34.61, 31.28, 21.21, 32.28 และ 28.61 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อน อยู่ที่ระดับ 5.60, 4.81, 2.56, 2.00, 0.89, 2.21 และ 0.56 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

ปี 2554 สรุปราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 91, แก๊สโซฮอล์ 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล์ 91, ดีเซลหมุนเร็วและดีเซลหมุนเร็ว B5 เจลี่ยอยู่ที่ 44.49, 39.69, 36.44, 32.93, 21.75, 33.94, 29.44 และ 29.88 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อน อยู่ที่ระดับ 3.34, 3.61, 4.10, 2.98, 2.54, 3.10, 0.76 และ 2.33 บาทต่อลิตร ตามลำดับ

The fourth quarter : The average prices of gasoline octane 95, 91, gasohol 95 E10, E20, E85, gasohol 91, and high speed diesel were 39.42, 35.31, 34.61, 31.28, 21.21, 32.28, and 28.61 Baht per litre. The prices dropped from the previous quarter by 5.60, 4.81, 2.56, 2.00, 0.89, 2.21, and 0.56 Baht per litre respectively.

2011 : In conclusion, the average prices of gasoline octane 95, 91, gasohol 95 E10, E20, E85, gasohol 91, as well as high speed diesel and high speed diesel B5 were 44.49, 39.69, 36.44, 32.93, 21.75, 33.94, 29.44, and 29.88 Baht per litre. The prices rose from the previous year by 3.34, 3.61, 4.10, 2.98, 2.54, 3.10, 0.76, and 2.33 Baht per litre respectively.

ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2551 – 2554
Average fuel price during 2008 – 2011

	2551	2552	2553	2554	2554			
	2008	2009	2010	2011	2011			
	เฉลี่ย average	เฉลี่ย average	เฉลี่ย average	เฉลี่ย average	ไตรมาส 1 1 st quarter	ไตรมาส 2 2 nd quarter	ไตรมาส 3 3 rd quarter	ไตรมาส 4 4 th quarter
น้ำมันดิบ (หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล) / Crude oil price (unit : US\$ per barrel)								
ดูไบ Dubai	94.18	61.91	78.10	106.32	100.90	110.63	107.09	106.50
เบรนท์ Brent	97.83	62.05	79.89	111.26	105.79	116.86	113.16	109.43
เวสต์เท็กซัส West Texas	100.11	61.92	79.49	95.01	94.53	102.22	89.52	94.07
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจอร์สิงคโปร์ (หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล) / Refined oil price in Singapore' spot market (unit : US\$ per barrel)								
เบนซินออกเทน 95 Gasoline Octane 95	103.27	70.38	88.40	119.77	113.49	124.89	124.45	116.13



ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง ปี 2551 – 2554
Average Petroleum Product prices during 2008 – 2011

	2551	2552	2553	2554	2554			
	2008	2009	2010	2011	2011			
	เฉลี่ย average	เฉลี่ย average	เฉลี่ย average	เฉลี่ย average	ไตรมาส 1 1 st quarter	ไตรมาส 2 2 nd quarter	ไตรมาส 3 3 rd quarter	ไตรมาส 4 4 th quarter
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจรสิงคโปร์ (หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล) / Refined oil price in Singapore' spot market (unit : US\$ per barrel)								
เบนซินออกเทน 92 Gasoline Octane 92	101.95	68.18	86.23	117.40	111.38	122.28	121.74	114.10
ดีเซลหมุนเร็ว High Speed Diesel	120.25	69.13	89.56	124.56	119.30	130.05	124.69	124.31
ราคาขายปลีกของไทย (หน่วย : บาทต่อลิตร) / Retail prices in Thailand (unit : Baht per litre)								
เบนซินออกเทน 95 Gasoline Octane 95	35.47	37.97	41.15	44.49	45.31	48.28	45.02	39.42
เบนซินออกเทน 91 Gasoline Octane 91	33.42	31.36	36.08	39.69	40.45	42.93	40.12	35.31
แก๊สโซฮอล์ 95 E10 Gasohol 95 E10	28.96	27.52	32.34	36.44	35.95	38.03	37.17	34.61
แก๊สโซฮอล์ 91 Gasohol 91	28.16	26.72	30.84	33.94	33.45	35.53	34.49	32.28
แก๊สโซฮอล์ 95 E20 Gasohol 95 E20	27.34	25.41	29.95	32.93	32.55	34.63	33.28	31.28
แก๊สโซฮอล์ 95 E85 Gasohol 95 E85	18.70	18.99	19.21	21.75	21.22	22.45	22.10	21.21
ดีเซลหมุนเร็ว High Speed Diesel	31.29	24.80	28.68	29.44	29.98	29.99	29.17	28.61
ดีเซลหมุนเร็ว B5 High Speed Diesel B5	30.36	22.74	27.55	29.88	29.99	–	–	–

ค่าการตลาดเฉลี่ยของผู้ค้าน้ำมัน ปี 2551 – 2554
Oil traders' average marketing margin during 2008 – 2011

หน่วย : บาทต่อลิตร / unit : Baht per litre

	2551	2552	2553	2554	2554			
	2008	2009	2010	2011	2011			
	เฉลี่ย average	เฉลี่ย average	เฉลี่ย average	เฉลี่ย average	ไตรมาส 1 1 st quarter	ไตรมาส 2 2 nd quarter	ไตรมาส 3 3 rd quarter	ไตรมาส 4 4 th quarter
เบนซินออกเทน 95 Gasoline Octane 95	2.85	5.55	4.89	5.41	4.86	5.45	5.49	5.82
เบนซินออกเทน 91 Gasoline Octane 91	1.83	1.62	1.50	1.87	1.51	1.71	1.83	2.41
แก๊สโซฮอล์ 95 E10 Gasohol 95 E10	2.37	1.58	1.52	1.38	1.28	1.59	1.38	1.26
แก๊สโซฮอล์ 91 Gasohol 91	2.32	1.81	1.75	1.55	1.45	1.78	1.54	1.43
แก๊สโซฮอล์ 95 E20 Gasohol 95 E20	1.98	2.32	2.62	2.38	1.98	2.79	2.32	2.45
แก๊สโซฮอล์ 95 E85 Gasohol 95 E85	–	4.77	5.06	8.26	5.60	8.80	9.03	9.55
ดีเซลหมุนเร็ว High Speed Diesel	1.37	1.49	1.51	1.27	1.11	1.25	1.28	1.45
เฉลี่ยรวม Total Average	1.63	1.65	1.56	1.40	1.12	1.38	1.38	1.60
ค่าการกลั่นของผู้ค้าน้ำมัน (หน่วย : บาทต่อลิตร) / Oil traders' refining margin (unit : Baht per litre)								
เฉลี่ย Average	1.9323	0.8563	1.1101	1.5654	1.57	1.59	1.68	1.43



อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเฉลี่ย ปี 2553 – 2554
Average contribution to the Oil Fund during 2010 – 2011

หน่วย : บาทต่อลิตร / unit : Baht per litre

	2553 เฉลี่ย 2010 average	2554 เฉลี่ย 2011 average	ณ สิ้น ไตรมาส 1 at the end of the 1 st quarter	ณ สิ้น ไตรมาส 2 at the end of the 2 nd quarter	ณ สิ้น ไตรมาส 3 at the end of the 3 rd quarter	ณ สิ้น ไตรมาส 4 at the end of the 4 th quarter
เบนซินออกเทน 95 Gasoline Octane 95	7.50	4.89	7.50	7.50	4.65	0.00
เบนซินออกเทน 91 Gasoline Octane 91	6.65	4.37	6.70	6.70	4.15	0.00
แก๊สโซฮอล์ 95 E10 Gasohol 95 E10	2.71	1.87	2.40	2.40	2.06	0.64
แก๊สโซฮอล์ 91 Gasohol 91	1.32	-0.41	0.10	0.10	-0.41	-1.40
แก๊สโซฮอล์ 95 E20 Gasohol 95 E20	-0.48	-1.81	-1.30	-1.30	-1.81	-2.80
แก๊สโซฮอล์ 95 E85 Gasohol 95 E85	-11.12	-13.50	-13.50	-13.50	-13.50	-13.50
ดีเซลหมุนเร็ว High Speed Diesel	0.66	-0.59	-3.17	-0.42	1.19	0.00
LPG ภาคครัวเรือน (บาท/กิโลกรัม) LPG for household sector (Baht/kilogramme)	0.6107	1.1370	1.1142	1.1966	1.2169	1.0203
LPG ภาคอุตสาหกรรม (บาท/กิโลกรัม) LPG for industrial sector (Baht/kilogramme)	-	5.4783	-	-	4.0492	6.6278

โครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 29 ธันวาคม 2554
Oil price structure as of 29 December 2011

หน่วย : บาทต่อลิตร / unit : Baht per litre

	เบนซิน 95 Gasoline 95	เบนซิน 91 Gasoline 91	แก๊สโซฮอล์ 95 E10 Gasohol 95 E10	แก๊สโซฮอล์ 91 Gasohol 91	แก๊สโซฮอล์ 95 E20 Gasohol 95 E20	แก๊สโซฮอล์ 95 E85 Gasohol 95 E85	ดีเซลหมุน เร็ว High Speed Diesel
ราคาน้ำมัน ณ โรงกลั่น Ex-refinery price	23.3696	22.9519	23.3258	23.1291	23.1945	21.4744	25.1836
ภาษีสรรพสามิต Excise tax	7.0000	7.0000	6.3000	6.3000	5.6000	1.0500	0.0050
ภาษีเทศบาล Municipality tax	0.7000	0.7000	0.6300	0.6300	0.5600	0.1050	0.0005
กองทุนน้ำมันฯ Oil Fund	0.0000	0.0000	0.2000	-1.4000	-2.8000	-13.5000	0.0000
กองทุนอนุรักษ์พลังงาน Energy Conservation Promotion Fund	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500	0.2500
ภาษีมูลค่าเพิ่ม (ขายส่ง) VAT (wholesale)	2.1924	2.1631	2.1494	2.0236	1.8763	0.6566	1.7807
รวมขายส่ง Total wholesale	33.5120	33.0650	32.8552	30.9327	28.6808	10.0360	27.2198
ค่าการตลาด Marketing margin	5.0542	1.7803	0.7802	0.9414	2.1114	10.1720	1.5609
ภาษีมูลค่าเพิ่ม (ขายปลีก) VAT (retail)	0.3538	0.1246	0.0546	0.0659	0.1478	0.7120	0.1093
รวมขายปลีก Total retail	38.92	34.97	33.69	31.94	30.94	20.92	28.89



4. สถานการณ์ LPG

ไตรมาส 1 ราคา LPG เฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้น 62.67 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากไตรมาสก่อน มาอยู่ที่ระดับ 860.33 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ตามราคาน้ำมันดิบและสภาพอากาศที่หนาวเย็นกว่าปกติซึ่งส่งผลกระทบต่อความต้องการ LPG ที่สูงขึ้นในแถบอเมริกา รวมถึงบริษัทน้ำมันใหญ่ของตะวันออกกลางหยุดซ่อมบำรุงตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ – มีนาคม 2554 รวมทั้ง Abu Dhabi Gas ขายก๊าซ LPG 40,000 ตัน ส่งมอบเมื่อวันที่ 1 – 7 เมษายน 2554

ไตรมาส 2 ราคา LPG เฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้น 49.33 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากไตรมาสก่อน มาอยู่ที่ระดับ 909.67 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากรัฐบาลญี่ปุ่นตัดสินใจใช้ก๊าซ LPG ที่สำรองตามกฎหมายออกมาใช้เพื่อป้องกันภาวะการขาดแคลนก๊าซ LPG จากเหตุภัยสึนามิ และญี่ปุ่นมีความต้องการใช้ก๊าซ LPG อีกเป็นจำนวนมากเพื่อใช้ทำความอบอุ่น นอกจากนั้นแอลจีเรียได้กำหนดราคาโพรเพนส่งมอบเดือนเมษายนที่ 925 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน และบิวเทนที่ 935 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน รวมทั้งซาอุดี อารามโกกำหนดราคาโพรเพนเดือนมิถุนายนอยู่ที่ 855 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ลดลง 90 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตันจากเดือนพฤษภาคม 2554 และภาคปิโตรเคมีในเยอรมันมีการใช้ก๊าซ LPG เพิ่มขึ้น 9.8% จากปีก่อน อีกทั้งความต้องการใช้ของบริษัทไฟฟ้า TEPCO ของญี่ปุ่น

ไตรมาส 3 ราคา LPG เฉลี่ยปรับตัวลดลง 74.33 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากไตรมาสก่อน มาอยู่ที่ระดับ 835.33 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากบริษัท Bharat Petroleum Corp.Ltd. ของอินเดีย ยกเลิกสั่งซื้อก๊าซ LPG จำนวน 100,000 ตัน ของเดือนกรกฎาคม 2554 นอกจากนั้นไทยมีนโยบายปรับขึ้นราคา LPG ภาคอุตสาหกรรมในเดือนกรกฎาคม 2554 โดยปรับเพิ่มราคาขายปลีกไตรมาสละ 1 ครั้ง จำนวน 4 ครั้ง ครั้งละ 3 บาท/กก. รวมทั้ง Vietnam's Saigon มีความต้องการ Pressurized LPG 2,700 ตัน ส่งมอบเมื่อวันที่ 26 – 28 สิงหาคม 2554

4. LPG

The first quarter : The average price of LPG rose US\$62.67 per tonne from the previous quarter reaching US\$860.33 per tonne according to crude oil price as well as the cold and tough weather which led to an increase in demand for LPG among American countries. Major oil companies in the Middle East also shut down their operations for maintenance from February – March 2011. In addition, Abu Dhabi Gas sold 40,000 tonnes of LPG scheduled for delivery during 1 – 7 April 2011.

The second quarter : The average price of LPG rose US\$49.33 per tonne from the previous quarter reaching US\$909.67 per tonne since the Japanese government decided to make use of LPG in its legal reserve to prevent LPG shortage as a result of the tsunami. There was a huge demand for LPG for warming in Japan. Algeria, in addition, set their propane price, scheduled to be delivered in April, at US\$925 per tonne and butane at US\$935 per tonne while Saudi Aramco set its propane price for June at US\$855 per tonne, which decreased by US\$90 per tonne from May 2011. The petrochemical sector in Germany reportedly consumed 9.8% more LPG than in the previous year. There found demand for LPG in Japanese TEPCO electricity company as well.

The third quarter : The average price of LPG dropped US\$74.33 per tonne from the previous quarter to US\$835.33 per tonne. Indian Bharat Petroleum Corp. Ltd. cancelled its July 2011's order for 100,000 tonnes of LPG. Thailand introduced a policy to increase LPG price for the industrial sector in July 2011 by increasing the retail price by 3 Baht per kilogramme every quarter for four quarters.

และ Costa Rica's Recope มีความต้องการจัดหา LPG ระยะยาว 1.45 ล้านบาร์เรล ส่งมอบเดือนกันยายน 2554 – สิงหาคม 2555 2.95 ล้านบาร์เรล ส่งมอบเดือนกันยายน 2555 – สิงหาคม 2556 และ 4.5 ล้านบาร์เรล ส่งมอบเดือนกันยายน 2556 – สิงหาคม 2557

ไตรมาส 4 ราคา LPG เฉลี่ยปรับตัวลดลง 58.33 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากไตรมาสก่อน มาอยู่ที่ระดับ 777.00 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากข่าวประเทศไทย ทบทวนโครงสร้างราคาก๊าซ LPG โดยลดการชดเชย ก๊าซ LPG และทยอยปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในภาคขนส่งเดือนละ 0.75 บาท/กก. จนสะท้อนต้นทุน โรงกลั่นน้ำมัน โดยยังคงตรึงราคาขายปลีกครัวเรือน อีกทั้งเรียกเก็บเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของภาคปิโตรเคมี 1 บาท/กก. นอกจากนี้ Saigon Petro ของเวียดนาม มีแผนส่งเสริมให้มีการส่งออกก๊าซ LPG ในรูป Pressurized ไปยังประเทศกัมพูชา และ ExxonMobil ออสเตรเลียมีแผน ปิดซ่อมบำรุง 6 สัปดาห์ตั้งแต่ตุลาคม – พฤศจิกายน 2554 และแอลจีเรียกำหนดราคาโพรเพนเดือนพฤศจิกายน เพิ่มขึ้น 5 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน และปรับราคาบิวเทนลดลง 35 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน และบังกลาเทศได้สำรวจ ก๊าซเพิ่มขึ้นจากปี 2003 ประมาณ 38% รวมทั้งลิเบีย ได้มีการนำเข้าก๊าซ LPG อย่างต่อเนื่อง อีกทั้ง Qatar Petroleum และ ExxonMobil เริ่มดำเนินการโครงการ Barzan Gas มูลค่า 10.3 พันล้านเหรียญสหรัฐฯ ซึ่ง สามารถผลิตแก๊สธรรมชาติในระยะแรกได้ 700,000 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

สถานการณ์การนำเข้า LPG ตั้งแต่เดือนเมษายน 2551 – 31 ธันวาคม 2554 ได้มีการนำเข้ารวมทั้งสิ้น 4,223,917 ตัน คิดเป็นภาระชดเชย 62,907 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดดังนี้

Vietnam's Saigon needed 2,700 tonnes of pressurized LPG scheduled for delivery during 26 – 28 August 2011 while Costa Rica's Recope was looking for long – term supply of LPG with 1.45 million barrels scheduled for delivery during September 2011 – August 2012, 2.95 million barrels scheduled for delivery during September 2012 – August 2013, and 4.5 million barrels scheduled delivery during September 2013 – August 2014.

The fourth quarter : The average price of LPG decreased US\$58.33 per tonne from the previous quarter to US\$777.00 per tonne following Thailand's review of the LPG price structure, which resulted in the decrease of LPG subsidy and the gradual increase in LPG retail price for the transport sector by 0.75 Baht per kilogramme each month until it reflects the actual refinery cost. However, the government still capped the retail price for the household sector while calling for 1 Baht per kilogramme contribution to the Oil Fund from the petrochemical sector. Moreover, Vietnamese Saigon Petro planned to promote exports of pressurized LPG to Cambodia. Australian Exxon Mobil, meanwhile, scheduled its six-month maintenance shut-down during October – November 2011. Algeria increased its propane price for November by US\$5 per tonne, and decreased butane price by US\$35 per tonne. Bangladesh increased the country's gas reserves by 38% from the 2003 level while Libya LPG import was reported continued. Qatar Petroleum and ExxonMobil embarked on the Barzan Gas project worth US\$10.3 billion which was able to produce 700,000 million cubic feet per day of natural gas in the initial phase.

LPG imports from April 2008 to 31 December 2011 totalled 4,223,917 tonnes which entailed the government subsidy of 62,907 million baht, of which details are as follows:



ภาระเงินชดเชยการนำเข้า LPG เดือนเมษายน 2551 – ธันวาคม 2554

LPG Import Subsidy during April 2008 – December 2011

เดือน Month	ปริมาณนำเข้า (ตัน) Volume of Import (tonne)	อัตราเงินชดเชย (บาท/กก.) Subsidy (Baht per kilogramme)	เงินชดเชย (ล้านบาท) Subsidy (million baht)
รวม ปี 51 (ตั้งแต่ เม.ย. 2551) Total for 2008 (starting April 2008)	446,414	17.80	7,948
รวม ปี 52 Total for 2009	745,302	9.25	6,896
รวม ปี 53 Total for 2010	1,593,135	13.97	22,262
ม.ค. 54 / Jan 2011	114,085	19.52	2,227
ก.พ. 54 / Feb 2011	113,744	16.45	1,871
มี.ค. 54 / Mar 2011	90,906	18.26	1,660
เม.ย. 54 / Apr 2011	74,348	19.36	1,439
พ.ค. 54 / May 2011	115,579	21.71	2,509
มิ.ย. 54 / Jun 2011	171,397	19.15	3,282
ก.ค. 54 / Jul 2011	146,800	17.25	2,532
ส.ค. 54 / Aug 2011	159,619	17.78	2,838
ก.ย. 54 / Sep 2011	108,951	17.07	1,860
ต.ค. 54 / Oct 2011	140,643	15.98	2,248
พ.ย. 54 / Nov 2011	89,253	16.22	1,448
ธ.ค. 54 / Dec 2011	113,742	16.61	1,889
รวม ปี 54 Total for 2011	1,439,066	17.93	25,802
รวมทั้งสิ้น Total	4,223,917	14.89	62,907

การชดเชยก๊าซ LPG ของโรงกลั่น ตั้งแต่วันที่ 14 มกราคม – 31 ธันวาคม 2554 ได้มีการชดเชยก๊าซ LPG ที่จำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงของโรงกลั่นน้ำมัน เป็นจำนวน 874,937 ตัน ที่อัตราชดเชย เฉลี่ย 11.97 บาท/กก. คิดเป็นเงินชดเชย 10,471 ล้านบาท

Regarding LPG subsidy for refineries from 14 January to 31 December 2011, a total of 874,937 tonnes of LPG used for fuelling the refining process was subsidized at 11.97 Baht per kilogramme on average, which amounted to 10,471 million baht.

ประมาณการภาระเงินชดเชย LPG ของโรงกลั่นน้ำมัน เดือนมกราคม – ธันวาคม 2554
Estimate of LPG subsidy for refineries during January – December 2011

เดือน Month	ปริมาณผลิตเพื่อเป็น เชื้อเพลิง (ตัน) Volume of production for fuel (tonne)	อัตราเงินชดเชย (บาท/กก.) Subsidy rate (Baht per kilogramme)	เงินชดเชย (ล้านบาท) Subsidy (million baht)
14 – 31 ม.ค. 2554 January 14 – 31, 2011	36,656	16.18	593
ก.พ. 54 / Feb 2011	66,125	11.28	746
มี.ค. 54 / Mar 2011	72,039	11.80	850
เม.ย. 54 / Apr 2011	79,623	12.71	1,012
พ.ค. 54 / May 2011	83,226	14.51	1,207
มิ.ย. 54 / Jun 2011	82,878	12.70	1,053
ก.ค. 54 / Jul 2011	78,535	11.60	911
ส.ค. 54 / Aug 2011	78,699	11.99	944
ก.ย. 54 / Sep 2011	68,278	11.11	759
ต.ค. 54 / Oct 2011	66,732	10.08	673
พ.ย. 54 / Nov 2011	68,944	10.40	717
ธ.ค. 54 / Dec 2011	93,202	10.80	1,007
รวม ปี 54 Total for 2011	874,937	11.97	10,471



5. สถานการณ์เอทานอลและไบโอดีเซล

การผลิตเอทานอล มีผู้ประกอบการผลิตเอทานอลจำนวน 20 ราย กำลังการผลิตรวม 3.27 ล้านลิตรต่อวัน แต่มีรายงานการผลิตเอทานอลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเพียง 16 ราย มีปริมาณการผลิตประมาณ 1.37 ล้านลิตรต่อวัน โดยราคาเอทานอลแปลงสภาพไตรมาส 1 อยู่ที่ 26.87 บาทต่อลิตร ไตรมาส 2 อยู่ที่ 24.29 บาทต่อลิตร ไตรมาส 3 อยู่ที่ 23.67 บาทต่อลิตร และไตรมาส 4 อยู่ที่ 22.24 บาทต่อลิตร ราคาเอทานอล ปี 2554 เฉลี่ยอยู่ที่ 24.27 บาทต่อลิตร

การผลิตไบโอดีเซล ผู้ผลิตไบโอดีเซลที่ได้คุณภาพตามประกาศของกรมธุรกิจพลังงาน จำนวน 12 ราย โดยมีกำลังการผลิตรวม 6.00 ล้านลิตรต่อวัน ปริมาณความต้องการใช้ไบโอดีเซล อยู่ที่ประมาณ 1.3 ล้านลิตรต่อวัน ราคาไบโอดีเซลในประเทศเฉลี่ยไตรมาส 1 อยู่ที่ 52.16 บาทต่อลิตร ไตรมาส 2 อยู่ที่ 37.31 บาทต่อลิตร ไตรมาส 3 อยู่ที่ 33.54 และไตรมาส 4 อยู่ที่ 32.77 บาทต่อลิตร ราคาไบโอดีเซลในประเทศ ปี 2554 เฉลี่ยอยู่ที่ 31.95 บาทต่อลิตร



5. ETHANOL AND BIODIESEL

Ethanol production : There were 20 ethanol producers with a total production capacity of 3.27 million litres per day. However, a report shows that there were only 16 producers contributing to ethanol-for-fuel production with a production volume of around 1.37 million litres per day. The price of denatured ethanol in the first quarter was 26.87 Baht per litre, second quarter 24.29 Baht per litre, third quarter 23.67 Baht per litre, and fourth quarter 22.24 Baht per litre while the average ethanol price for 2011 was 24.27 Baht per litre.

Biodiesel production : There were 12 biodiesel producers qualified by Department of Energy Business's announcement. The 12 producers had a combined production capacity of 6.00 million litres per day while the demand for biodiesels stood at 1.3 million litres per day. The average domestic biodiesel price in the first quarter was 52.16 Baht per litre, second quarter 37.31 Baht per litre, third quarter 33.54 Baht per litre, and fourth quarter 32.7 Baht per litre while the average biodiesel price for 2011 was 31.95 Baht per litre.

ปริมาณการจำหน่ายและราคา
Sales volume and price

	2552 2009	2553 2010	2554 2011	2554 2011			
				2011			
				ไตรมาส 1 1 st quarter	ไตรมาส 2 2 nd quarter	ไตรมาส 3 3 rd quarter	ไตรมาส 4 4 th quarter
ราคา (หน่วย : บาทต่อลิตร) / Price (unit : Baht per litre)							
เอทานอล Ethanol	19.99	23.39	24.27	26.87	24.29	23.67	22.24
ไบโอดีเซล Biodiesel	27.31	31.99	38.88	52.16	37.31	33.54	32.77
ปริมาณการจำหน่าย (หน่วย : ล้านลิตรต่อวัน) / Sales Volume (Unit : million litres per day)							
แก๊สโซฮอล์ 95 (E10) Gasohol 95 (E10)	8.14	7.37	5.82	6.93	6.66	5.58	4.11
แก๊สโซฮอล์ 95 (E20) Gasohol 95 (E20)	0.23	0.38	0.61	0.55	0.64	0.66	0.58
แก๊สโซฮอล์ 95 (E85) Gasohol 95 (E85)	0.00	0.01	0.02	0.01	0.02	0.03	0.03
แก๊สโซฮอล์ 91 Gasohol 91	3.88	4.25	5.09	4.99	5.37	5.27	4.75
เอทานอล Ethanol	1.25	1.24	1.23	1.31	1.35	1.24	1.03
B100	1.67	1.77	1.87	1.76	1.63	1.98	2.10



6. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 27 ธันวาคม 2554 มีเงินสดในบัญชี 4,617 ล้านบาท มีหนี้สินกองทุน 18,617 ล้านบาท แยกเป็นหนี้อยู่ระหว่างการเบิกจ่ายชดเชย 18,466 ล้านบาท และงบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 151 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ -14,000 ล้านบาท

6. THE OIL FUND

As at 27 December 2011, the Oil Fund had net cash worth 4,617 million baht and was 18,617 million baht in debt, which comprised an accrued subsidy of 18,466 million baht and budget for administration and approved projects of 151 million baht. The Oil Fund showed the final balance of -14,000 million baht.

ประมาณการฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง (ณ วันที่ 27 ธันวาคม 2554) The status of the Oil Fund (as estimated on 27 December 2011)

หน่วย : ล้านบาท / unit : million baht

เงินสดในบัญชี / Cash	4,617
– เงินฝาก ธ.ออมสิน (สลากออมสิน (อายุ 5 ปี) ตามมติ กบง.) Deposits in Government Savings Bank (GSB lottery) (5 years) (as mandated by The Committee on Energy Policy Administration's resolution)	2,000
– เงินฝาก ธ.ก.ส. (โครงการส่งเสริมการปลูกปาล์ม – อายุ 10 ปี) Deposits in Bank for Agriculture and Agricultural Cooperatives (Palm Planting Promotion Project – 10 years)	500
– เงินคงเหลือในบัญชี Balance	2,117
หนี้สินกองทุนฯ / Debt	-18,617
– หนี้อยู่ระหว่างการเบิกจ่ายชดเชย Accrued subsidy	-18,466
หนี้ชดเชยก๊าซ LPG (ค่าขนส่งก๊าซในประเทศ) Debt incurred from LPG subsidy (domestic gas transport cost)	-388
หนี้ชดเชยก๊าซ LPG กรณีนำเข้าจากต่างประเทศ ปี 2554 Debt incurred from the subsidy for LPG import in 2011	-4,381
หนี้ชดเชยการตรึงราคาก๊าซ NGV (มติ กบง. 4/53 ชดเชย ก.ย. 53 – ก.พ. 54)* Debt incurred from NGV price capping (The Committee on Energy Policy Administration's resolution no.4/53 for the subsidy during September 2010 – February 2011)*	-2,069

หนี้ชดเชยการตรึงราคาก๊าซ NGV (มติ กบง. 8/54 ชดเชย มี.ค. 54 – มิ.ย. 54)* Debt incurred from NGV price capping (The Committee on Energy Policy Administration's resolution no.8/54 for the subsidy during March 2011 – June 2011)*	-1,580
หนี้ชดเชยการตรึงราคาก๊าซ NGV (มติ กพช. 3/54 ชดเชย ก.ค. 54 – ก.ย. 54)* Debt incurred from NGV price capping (The National Energy Policy Council's resolution no.3/54 for the subsidy during July 2011 – September 2011)*	-1,258
หนี้ชดเชยการตรึงราคาก๊าซ NGV (มติ กพช. ณ 30 ก.ย. 54 ชดเชย 1 ต.ค. 54 – ปัจจุบัน)** Debt incurred from NGV price capping (The National Energy Policy Council's resolution dated 30 September 2011 for the subsidy during 1 October 2011 until present)**	-1,136
หนี้เงินชดเชยน้ำมันดีเซล และแก๊สโซฮอล์ Debt incurred from diesel and gasohol subsidy	-1,336
หนี้เงินชดเชยการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงมาตรฐานยูโร 4 Debt incurred from the subsidy for the production of Euro 4 standard fuel	-401
หนี้เงินชดเชยก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมัน (มติ กบง. 2/54 ชดเชย 14 ม.ค. 54) Debt incurred from the subsidy for LPG produced from refinery (The Committee on Energy Policy Administration's resolution no.2/54 for the subsidy starting 14 January 2011)	-1,828
หนี้เงินชดเชยส่วนลดราคาก๊าซธรรมชาติโรงไฟฟ้าขนอม Debt incurred from the subsidy for the discount on natural gas price for Khanom Power Plant	-338
หนี้เงินชดเชยจากการปรับลดราคาขายปลีก*** Debt incurred from the subsidy for retail price adjustment***	-3,751
งบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว Budget for administration and approved projects	-151
ฐานะกองทุนฯ / The status of the Oil Fund	14,000

หมายเหตุ : ยังไม่รวมหนี้เงินชดเชยค่าปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์รถแท็กซี่ (มติ กพช. 4/52) ประมาณ 130 ล้านบาท

* ชดเชยตามปริมาณของกรมธุรกิจพลังงาน โดยชดเชยกิโลกรัมละ 2 บาท

** ชดเชยตามประมาณการของ สทพ.

*** ยอดชดเชยรวมประมาณ 3,800 ล้านบาท เบิกจ่ายไปแล้ว 49 ล้านบาท

ที่มา : สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (องค์การมหาชน)

Note : Debt for subsidizing taxi engine modification (The National Energy Policy Council's resolution No.4/52) worth 130 million baht is not included.

* The subsidy of two baht per kilogramme for the volume estimated by Department of Energy Business.

** The subsidy paid in accordance with the Energy Policy and Planning Office's estimate.

*** The total subsidy was approximately 3,800 million baht, 49 million baht of which has been paid.

Source : Energy Fund Administration Institute (Public Organization)



ส่วนที่ 4 / Part 4

ผลการดำเนินงานที่สำคัญ ปี 2554

2011 outstanding performance



ผลการปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2554

Performance assessed against the performance contract for fiscal year 2011

จากการที่รัฐบาลได้กำหนดให้หน่วยงานภาครัฐมีการจัดทำตัวชี้วัด เพื่อใช้สำหรับวัดผลสำเร็จในการดำเนินงานตามภารกิจของหน่วยงาน โดยเริ่มตั้งแต่ปี 2547 เป็นต้นมา จากการติดตามผลการดำเนินการอย่างต่อเนื่อง สำนักงาน ก.พ.ร. พบว่า ส่วนราชการมีการสะสมองค์ความรู้ และประสบการณ์ในระดับหนึ่งแล้ว หากกระทรวงได้รับการพัฒนาศักยภาพให้เข้มแข็งยิ่งขึ้น จะสามารถเจรจาข้อตกลงจัดทำคำรับรองการปฏิบัติราชการ และติดตามประเมินผลสำเร็จของส่วนราชการระดับกรมในกระทรวงนำร่องได้ด้วยตัวเอง ซึ่งในปีงบประมาณ พ.ศ. 2550 สำนักงาน ก.พ.ร. ได้เริ่มโครงการวางระบบดังกล่าว โดยกระทรวงพลังงานได้เข้าร่วมเป็นกระทรวงนำร่องอย่างต่อเนื่องมาตั้งแต่ปีงบประมาณ พ.ศ. 2551 จนถึงปัจจุบัน ทั้งนี้ ตัวชี้วัดที่กำหนดจะต้องครอบคลุมใน 4 มิติ ซึ่งประกอบด้วย มิติที่ 1 ด้านประสิทธิผล มิติที่ 2 ด้านคุณภาพการให้บริการ มิติที่ 3 ด้านประสิทธิภาพของการปฏิบัติราชการ และมิติที่ 4 ด้านการพัฒนาองค์กร

ในปี 2554 สนพ. ได้จัดทำคำรับรองการปฏิบัติราชการ โดยมีกรอบการประเมินผลการปฏิบัติราชการในด้านต่างๆ ครอบคลุมทั้ง 4 มิติ ดังกล่าว โดยมีผลการประเมินในภาพรวมปี 2554 เฉลี่ยเท่ากับ 4.6853 จากคะแนนเต็ม 5.0000 ซึ่งมีรายละเอียดในด้านต่างๆ ดังนี้

Following the government's decision in 2004 to have each government agencies to establish their respective performance indicators for evaluating their own performance, the Office of the Public Sector Development Commission after continuous follow-ups, found that government agencies have accumulated knowledge and experience to a certain level. If the pilot ministries develop their potential further will be able to carry out agreement, they negotiations making a performance contracts and making performance assessment to the government agencies at the department level. The Office of the Public Sector Development Commission started this system in the fiscal year 2007 with the Ministry of Energy participating as a pilot ministry since the fiscal year 2008. In this regard performance indicators must cover four dimensions including the first dimension: Effectiveness, the second dimension: the service quality, the third dimension: administrative efficiency and the fourth dimension: Organization development.

In 2011, Energy Policy and Planning Office developed a performance contract based on the four dimensions. The 2011 performance assessment showed an overall score of 4.6853 out of 5.0000, details of which are as follows:



ตารางสรุปผลคะแนนของผลการประเมินการปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2554

Table: Summary of the performance assessment according to the Performance Contract
Energy Policy and Planning Office, Ministry of Energy, fiscal year 2011

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ Performance indicators	หน่วยวัด Unit	น้ำหนัก (ร้อยละ) Weight (%)	เกณฑ์การให้คะแนน Criteria					ผลการดำเนินงาน Result			
			1	2	3	4	5	ผลการ ดำเนินงาน Result	ค่า คะแนน ที่ได้ Score	คะแนน ถ่วง น้ำหนัก Weighted score	
มิติที่ 1 มิติด้านประสิทธิผล The 1 st dimension: Effectiveness		50.00						4.7355			
1	ระดับความสำเร็จของร้อยละ เฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุ เป้าหมายตามแผนปฏิบัติ ราชการของกระทรวงและ นโยบายสำคัญ/พิเศษของ รัฐบาล Weighted average percent- age of accomplishment based on the ministry's targets and the govern- ment's key/special poli- cies	30.00						4.6582			
1.1	ระดับความสำเร็จของร้อยละ เฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุ เป้าหมายตามแผนปฏิบัติ ราชการของกระทรวง Weighted average percent- age of accomplishment based on the ministry's administrative plans	18.00						4.9230			
1.1.1	ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ (2P) ในรอบปี Year-round natural gas reserves (2P)	ล้านล้าน ลูกบาศก์ ฟุต billion cubic feet	2.00	27.80	27.90	28.00	28.10	28.20	28.13	4.3000	0.0915
1.1.2	ระดับความสำเร็จของการ พัฒนาระบบรองรับสภาวะ วิกฤตด้านพลังงาน Progress of the develop- ment of the country's energy crisis response system	ระดับ Level	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1064

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ Performance indicators	หน่วยวัด Unit	น้ำหนัก (ร้อยละ) Weight (%)	เกณฑ์การให้คะแนน Criteria					ผลการดำเนินงาน Result		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน Result	ค่า คะแนน ที่ได้ Score	คะแนน ถ่วง น้ำหนัก Weighted score
1.1.3 ระดับความสำเร็จของการมีส่วนร่วมของภาคประชาชนต่อการพัฒนาพลังงานทางเลือกและโครงสร้างพื้นฐาน Public participation in alternative energy and infrastructure development	ระดับ Level	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1596
1.1.4 ระดับความสำเร็จของการปรับโครงสร้างราคาก๊าซ LPG LPG price structure adjustment	ระดับ Level	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1596
1.1.5 ระดับความสำเร็จของการศึกษาการจัดตั้งศูนย์ให้คำปรึกษาด้านธุรกิจ Establishment of business counseling center	ระดับ Level	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1064
1.1.6 ปริมาณการใช้พลังงานทดแทนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี Consumption volume of alternative energy according to the 15 – Year Renewable Energy Development Plan : REDP	Ktoe	2.00	5,200	5,300	5,400	5,500	5,600	5,648.64	5.0000	0.1064
1.1.7 ระดับความสำเร็จของการจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี Progress of the development of the 20 – Year Energy Efficiency Development Plan : EEDP	ระดับ Level	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1064
1.1.8 ประสิทธิภาพการใช้พลังงานภาพรวมของประเทศ (Energy Intensity) Energy Intensity performance	ktoe/พันล้านบาท Ktoe/ billion baht	2.00	15.50	15.46	15.42	15.38	15.34	15.33	5.0000	0.1064
1.2 ระดับความสำเร็จในการขับเคลื่อนนโยบายสำคัญ/พิเศษของรัฐบาล The level of success in driving the government's key/special policies	ส่วนราชการไม่มีการดำเนินการตามนโยบายสำคัญ/พิเศษของรัฐบาล The agency was not assigned to carry out the government's key/special policies									



ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ Performance indicators	หน่วยวัด Unit	น้ำหนัก (ร้อยละ) Weight (%)	เกณฑ์การให้คะแนน Criteria					ผลการดำเนินงาน Result		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน Result	ค่า คะแนน ที่ได้ Score	คะแนน ถ่วง น้ำหนัก Weighted score
1.3 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการดำเนินการตามแผนปฏิบัติราชการของกระทรวงที่มีเป้าหมายร่วมกันระหว่างกระทรวง Weighted average percentage of accomplishment based on joint targets among ministries		10.00							4.3147	
1.3.1 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการดำเนินการตามแผนปฏิบัติราชการของกระทรวงที่มีเป้าหมายร่วมกันระหว่างกระทรวงของยุทธศาสตร์พลังงานผสม (เอทานอล) Weighted average percentage of accomplishment based on joint targets among ministries with focus on the strategy on mixed energy (Ethanol)	ระดับ Level	10.00	1	2	3	4	5	4.31	4.3147	0.4590
1.4 ระดับความสำเร็จของการพัฒนาศูนย์บริการร่วมหรือเคาน์เตอร์บริการประชาชน Progress of the development of a service centre or a service counter	ระดับ Level	2.00	1	2	3	4	5	4.00	4.0000	0.0851
2 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายตามแผนปฏิบัติราชการของกลุ่มภารกิจ Weighted average percentage of accomplishment based on task force's missions			ส่วนราชการไม่มีกลุ่มภารกิจจึงไม่มีตัวชี้วัดซึ่งเป็นแผนปฏิบัติราชการในลักษณะของกลุ่มภารกิจ The agency does not have a task force; therefore, this item is not applicable							

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ Performance indicators	หน่วยวัด Unit	น้ำหนัก (ร้อยละ) Weight (%)	เกณฑ์การให้คะแนน Criteria					ผลการดำเนินงาน Result			
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน Result	ค่า คะแนน ที่ได้ Score	คะแนน ถ่วง น้ำหนัก Weighted score	
3 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายตามแผนปฏิบัติราชการ/ภารกิจหลัก/เอกสารงบประมาณรายจ่ายๆ ของส่วนราชการระดับกรมหรือเทียบเท่า Weighted average percentage of success based on prime tasks and targets and budget for units at the departmental level or equivalence		20.00								4.8509	
3.1 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายตามแผนปฏิบัติราชการ/ภารกิจหลัก Weighted average percentage of success based on prime tasks and targets		20.00								4.8509	
3.1.1 ระดับความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (แผน PDP 2010) Progress of the implementation of Power Development Plan 2010 – 2030 (PDP 2010)	ระดับ Level	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1596	
3.1.2 ระดับความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมรองรับสภาวะวิกฤตด้านพลังงานไฟฟ้า Readiness for power crisis response	ระดับ Level	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1064	



ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ Performance indicators	หน่วยวัด Unit	น้ำหนัก (ร้อยละ) Weight (%)	เกณฑ์การให้คะแนน Criteria					ผลการดำเนินงาน Result		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน Result	ค่า คะแนน ที่ได้ Score	คะแนน ถ่วง น้ำหนัก Weighted score
3.1.3 ระดับความสำเร็จของการมีส่วนร่วมของภาคประชาชนต่อการพัฒนาพลังงานทางเลือกและโครงสร้างพื้นฐาน Level of public participation in alternative energy and infrastructure development	ระดับ Level	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1596
3.1.4 ระดับความสำเร็จการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ The level of success in natural gas price structure setting	ระดับ Level	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1596
3.1.5 ระดับความสำเร็จในการจัดทำแผนยุทธศาสตร์กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงระยะ 5 ปี (พ.ศ.2555 – 2559) Progress of the formulation of the Oil Fund's five-year Strategic Plan (2012 – 2016)	ระดับ Level	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1596
3.1.6 ระดับความสำเร็จของการจัดทำแผนกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2555 – 2559 Progress of the formulation of the Energy Conservation Promotion Fund Plan 2012 – 2016	ระดับ Level	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1596
3.1.7 ระดับความสำเร็จในการศึกษาหลักเกณฑ์แนวทางการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รูปแบบ Feed-in Tariff Progress of the study on the support for electricity generating from renewable energy in the form of Feed-in Tariff	ระดับ Level	3.00	1	2	3	4	5	4.00	4.0000	0.1277

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ Performance indicators	หน่วยวัด Unit	น้ำหนัก (ร้อยละ) Weight (%)	เกณฑ์การให้คะแนน Criteria					ผลการดำเนินงาน Result		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน Result	ค่า คะแนน ที่ได้ Score	คะแนน ถ่วง น้ำหนัก Weighted score
3.2 ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักตามเป้าหมายผลผลิตของส่วนราชการ (ตามเอกสารงบประมาณรายจ่าย) Weight average percentage of productivity (against the budget)	ระดับ Level		1	2	3	4	5	ไม่ได้กำหนดเป็นตัวชี้วัดที่กำหนด Not applicable		
3.3 ระดับความสำเร็จในการขับเคลื่อนระบบการตรวจราชการเพื่อสนับสนุนการปฏิบัติราชการ The level of success in driving governmental inspection system in support of the overall performance										
3.3.1 ร้อยละของข้อเสนอแนะจากการตรวจราชการของผู้ตรวจราชการกระทรวงที่ได้รับการตอบสนอง The percentage of suggestions from governmental inspection conducted by the ministry's Inspector-generals, which receive response	ร้อยละ Percentage		84.00	87.00	90.00	93.00	96.00	ประเมินผลเฉพาะสำนักงานปลัดกระทรวง Evaluated made only for Office of Permanent Secretary		
3.3.2 ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนการตรวจราชการแบบบูรณาการของผู้ตรวจราชการประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 The level of success following the integrated governmental inspection process conducted by Inspector-generals for the fiscal year 2011	ระดับ Level		1	2	3	4	5	ประเมินผลเฉพาะสำนักงานปลัดกระทรวง Evaluated made only for Office of Permanent Secretary		



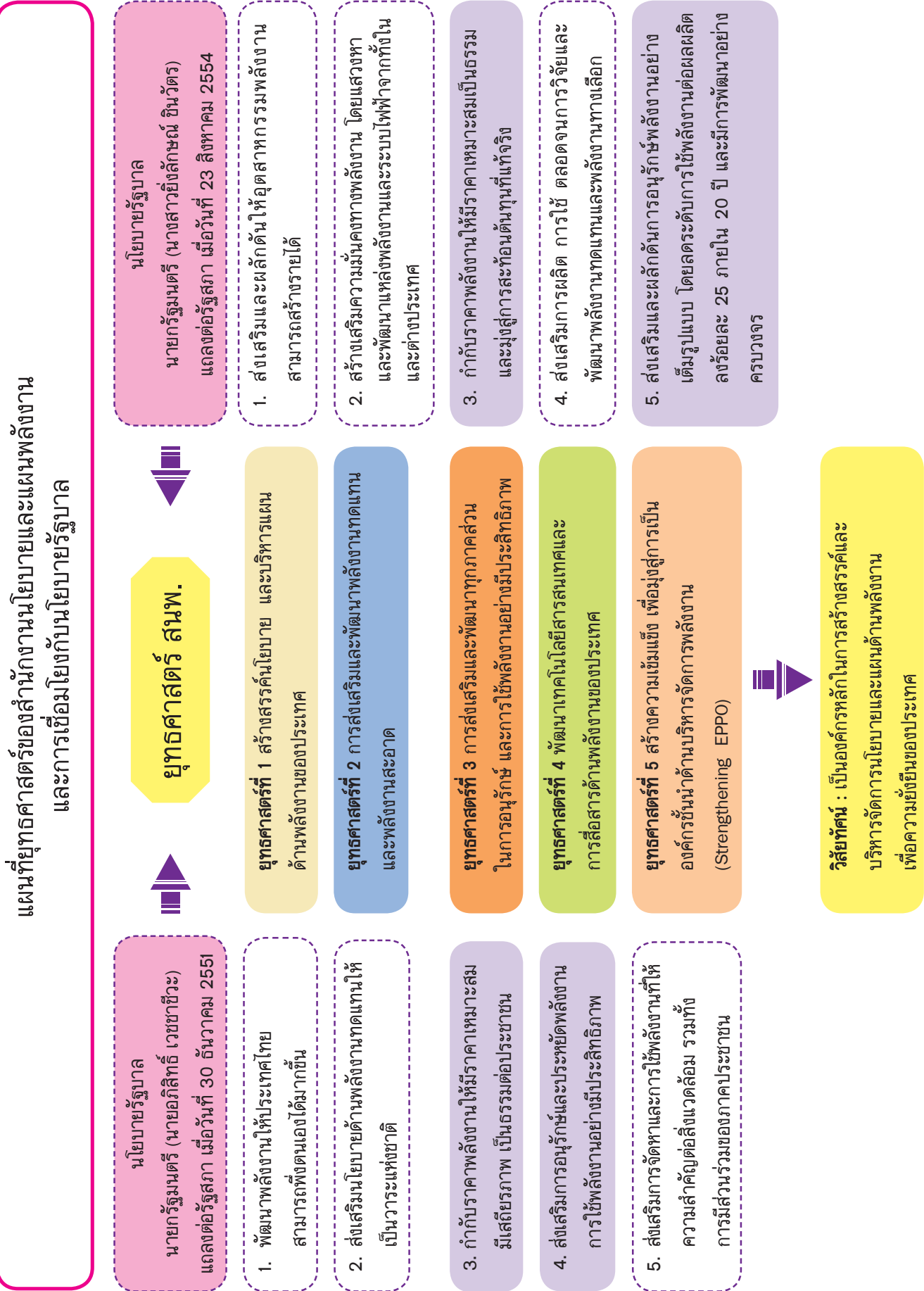
ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ Performance indicators	หน่วยวัด Unit	น้ำหนัก (ร้อยละ) Weight (%)	เกณฑ์การให้คะแนน Criteria					ผลการดำเนินงาน Result		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน Result	ค่า คะแนน ที่ได้ Score	คะแนน ถ่วง น้ำหนัก Weighted score
3.4 ระดับความสำเร็จของการดำเนินการถ่ายโอนงานด้านการตรวจสอบและรับรองคุณภาพมาตรฐาน The level of success in transferring the works on assessment and certification of quality standards	ระดับ Level		1	2	3	4	5	ไม่ได้กำหนดเป็นตัวชี้วัดที่กำหนด Not applicable		
มิติที่ 2 มิติด้านคุณภาพการให้บริการ The 2nd dimension: service quality		7.00						4.4288		
4 ร้อยละของระดับความพึงพอใจของผู้กำหนดนโยบาย The percentage of policy makers' satisfaction	ร้อยละ Percent-age		65.00	70.00	75.00	80.00	85.00	ยกเลิกตามมติ อ.ก.พ.ร. Removed according to Office of Public Sector Development Commission's resolution		
5 ร้อยละของระดับความพึงพอใจของผู้รับบริการ The percentage of clients' satisfaction	ร้อยละ Percent-age		65.00	70.00	75.00	80.00	85.00	ยกเลิกตามมติ อ.ก.พ.ร. Removed according to Office of Public Sector Development Commission's resolution		
6 ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามมาตรการป้องกันและปราบปรามการทุจริต The level of success in pursuing anti-corruption measures	ระดับ Level	3.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1596
7 ระดับความสำเร็จของการสร้างความเชื่อมั่นของประชาชนต่อการดำเนินโครงการตามนโยบายของหน่วยงาน The level of success in building public confidence in each agency's policy implementation	ระดับ Level	4.00	1	2	3	4	5	4.00	4.0000	0.1702

ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ Performance indicators	หน่วยวัด Unit	น้ำหนัก (ร้อยละ) Weight (%)	เกณฑ์การให้คะแนน Criteria					ผลการดำเนินงาน Result			
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน Result	ค่าคะแนนที่ได้ Score	คะแนนถ่วงน้ำหนัก Weighted score	
มิติที่ 3 มิติด้านประสิทธิภาพของการปฏิบัติราชการ The 3 rd dimension: administrative efficiency		17.00						4.2947			
8	ร้อยละของการเบิกจ่ายเงินงบประมาณรายจ่ายลงทุน The percentage of investment budget disbursement	ร้อยละ Percentage	2.00	66.00	69.00	72.00	75.00	78.00	100.00	5.0000	0.1064
9	ร้อยละของการเบิกจ่ายเงินงบประมาณรายจ่ายภาพรวม The percentage of the overall governmental expenditure	ร้อยละ Percentage	3.00	91.00	92.00	93.00	94.00	95.00	84.57	1.0000	0.0319
10	ระดับความสำเร็จของการควบคุมภายใน The level of internal control efficiency	ระดับ Level	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1064
11	ระดับความสำเร็จของการจัดทำต้นทุนต่อหน่วยผลผลิต The level of success in providing the cost for production unit	ระดับ Level	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1064
12	จำนวนกระบวนการที่ได้รับการปรับปรุงผลการดำเนินงานดีขึ้น The number of improved processes	ระดับ Level	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1064
13	ระดับความสำเร็จของการดำเนินการตามมาตรการประหยัดพลังงานของส่วนราชการ The level of success following the implementation of the agency's energy conservation measures	ระดับ Level	2.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.1064
14	ระดับความสำเร็จของการยกร่างกฎหมายเพื่อรองรับการแก้ไขสภาวะวิกฤตด้านพลังงาน The level of success in enacting laws concerning energy crisis response	ระดับ Level	4.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.2128

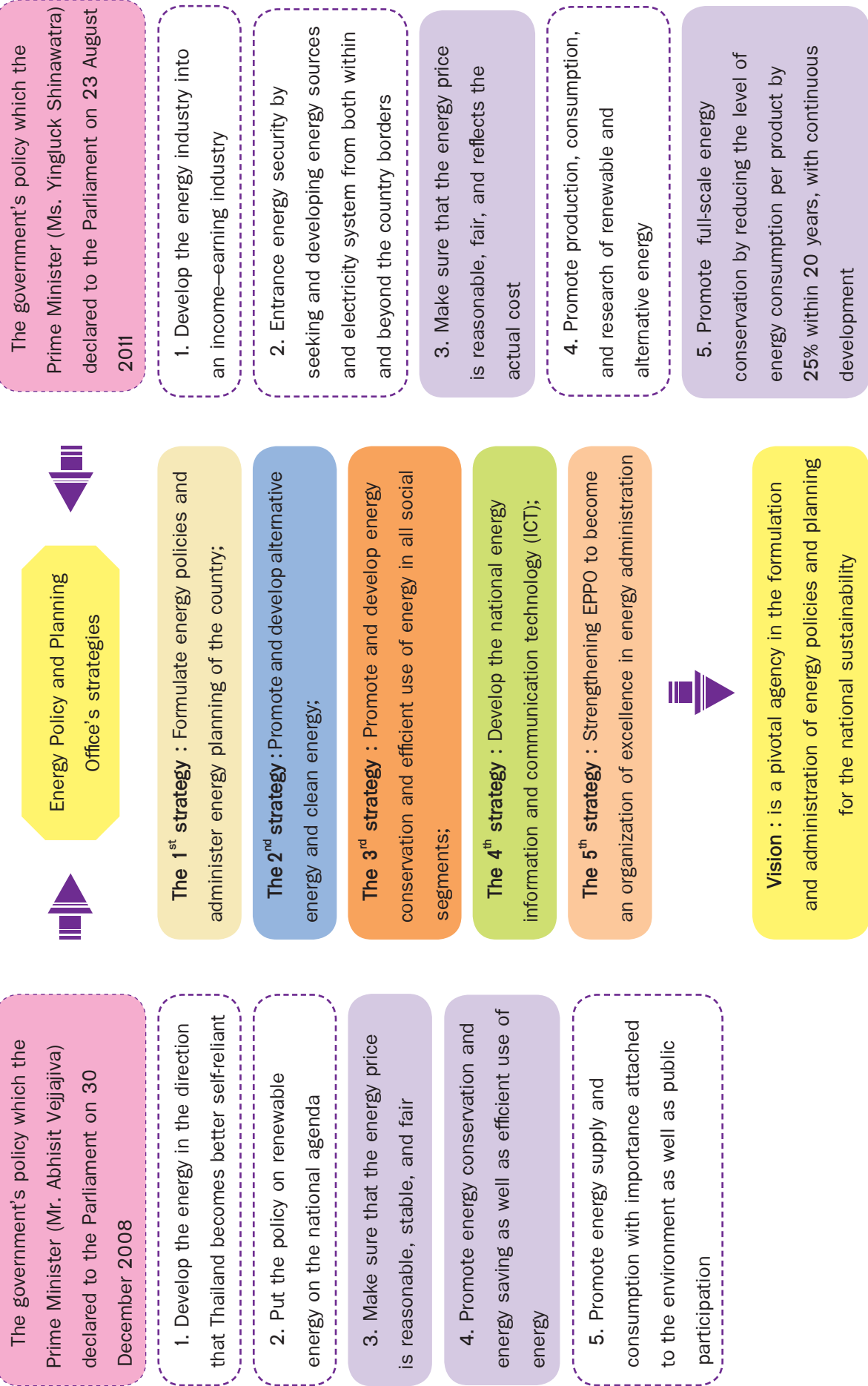


ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ Performance indicators	หน่วยวัด Unit	น้ำหนัก (ร้อยละ) Weight (%)	เกณฑ์การให้คะแนน Criteria					ผลการดำเนินงาน Result			
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน Result	ค่า คะแนน ที่ได้ Score	คะแนน ถ่วง น้ำหนัก Weighted score	
มิติที่ 4 มิติด้านการพัฒนาองค์กร The 4 th dimension: organization development		20.00						4.9819			
15	ระดับความสำเร็จของการพัฒนาคุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐ The level of success in administration development	20.00						4.9819			
15.1	ร้อยละของการผ่านเกณฑ์คุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐระดับพื้นฐาน The percentage for passing the threshold of public administration	ร้อยละ Percent- age	8.00	60.00	70.00	80.00	90.00	100.00	100.00	5.0000	0.4255
15.2	ระดับความสำเร็จของร้อยละเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในการบรรลุเป้าหมายความสำเร็จของผลลัพธ์การดำเนินการ (ผลลัพธ์ของกระบวนการ) ของส่วนราชการตามเกณฑ์คุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐระดับพื้นฐาน (หมวด 7) The level of success in percentage in average with accomplishment weight according to the result of project implementation (result of the process) conducted by governmental agency according to the elementary level of public sector management criteria (sector 7)	ระดับ Level	6.00	1	2	3	4	5	4.93	4.9395	0.3153

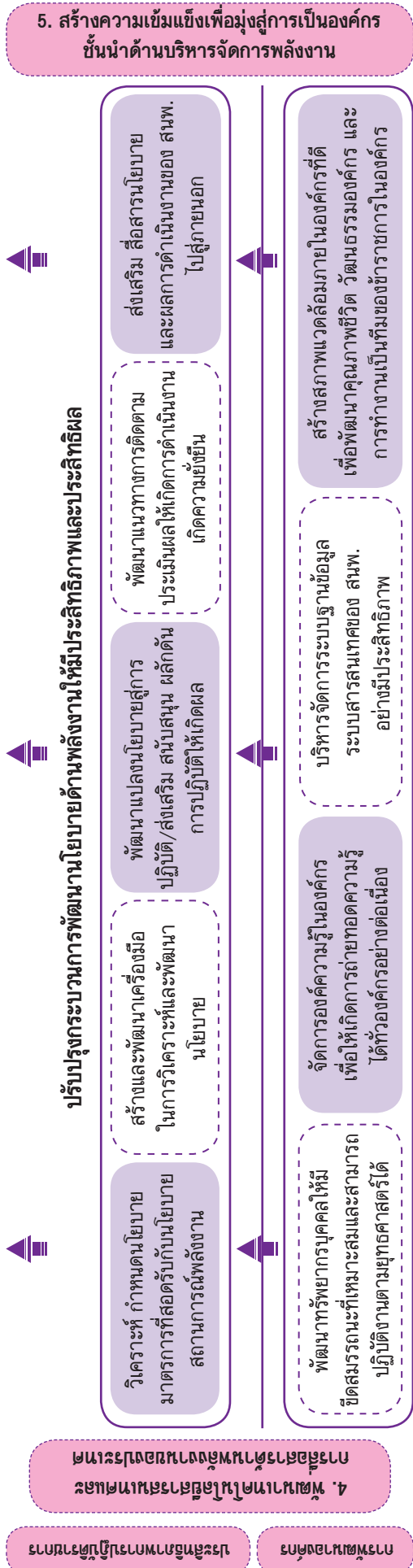
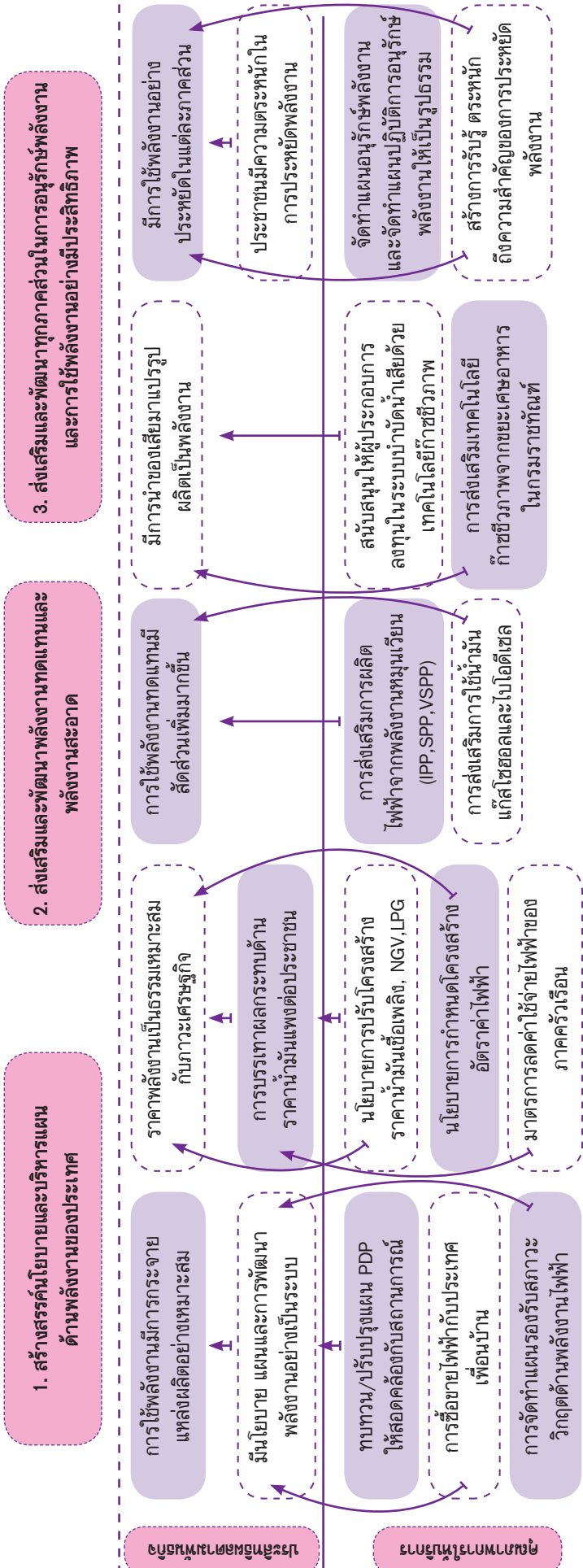
ตัวชี้วัดผลการปฏิบัติราชการ Performance indicators	หน่วยวัด Unit	น้ำหนัก (ร้อยละ) Weight (%)	เกณฑ์การให้คะแนน Criteria					ผลการดำเนินงาน Result		
			1	2	3	4	5	ผลการดำเนินงาน Result	ค่าคะแนนที่ได้ Score	คะแนนถ่วงน้ำหนัก Weighted score
15.3 ระดับความสำเร็จของการประเมินองค์กรด้วยตนเองตามแนวทางการพัฒนาคุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐระดับพื้นฐาน The level of success in the organization's self-assessment according to the elementary level of public administration	ระดับ	6.00	1	2	3	4	5	5.00	5.0000	0.3191
น้ำหนักรวม Total weight		94.00						ค่าคะแนนที่ได้	4.6853	



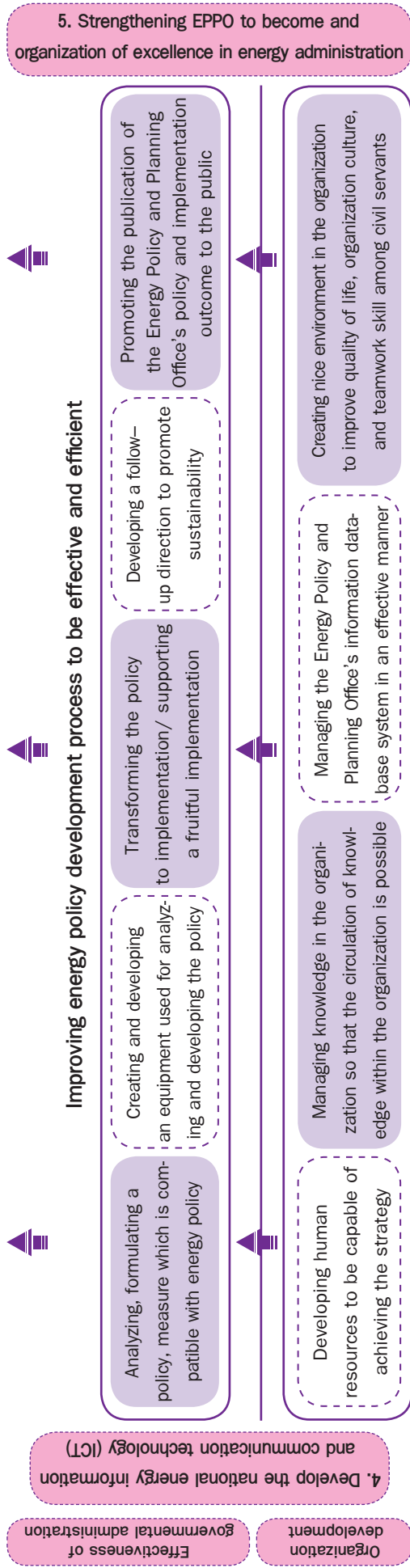
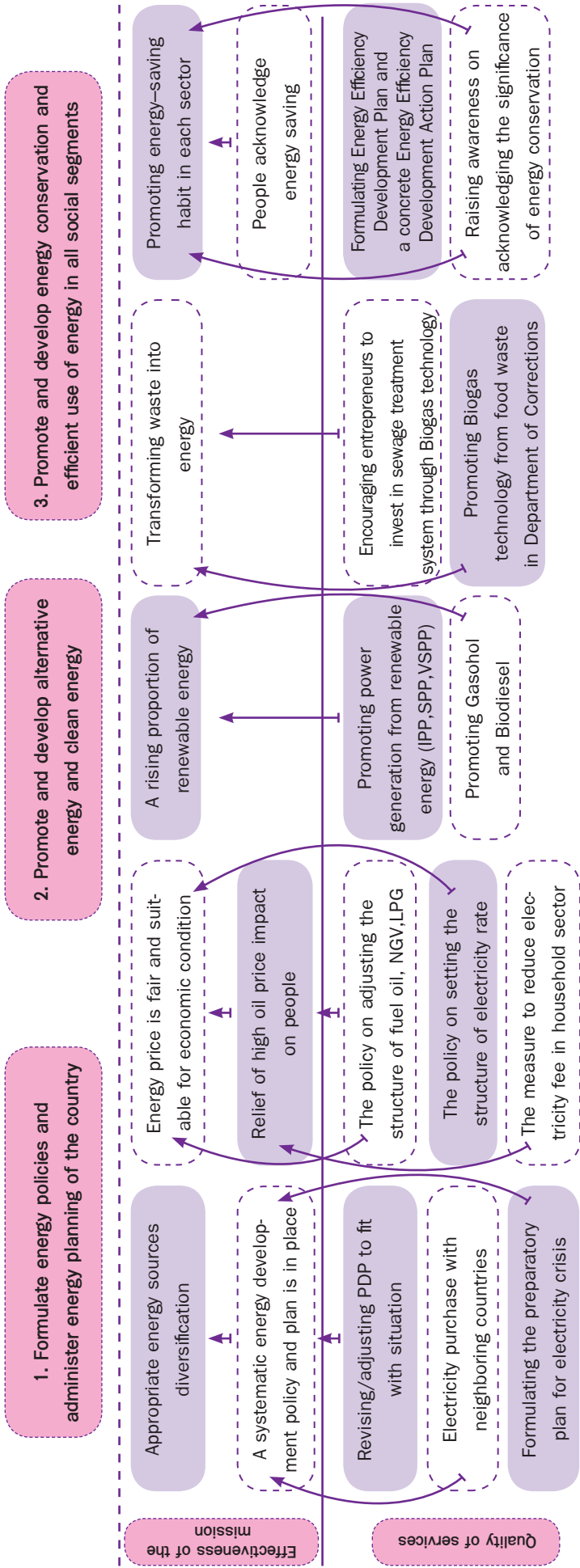
Strategic Map of EPPO and Linkage with The Government's Energy Policies



ความเชื่อมโยงและสอดคล้องต่อนโยบายรัฐบาลกับการดำเนินงานตามยุทธศาสตร์ของ สทพ.



Linkage and consistency between the government's policy and Energy Policy and Planning Office's implementation strategies





นโยบายเด่นของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

Main Policies under the Energy Policy & Planning Office (EPPO)

ด้านปิโตรเลียม

1. การบรรเทาผลกระทบด้านราคาน้ำมันแพงต่อประชาชน

น้ำมันดีเซลจัดเป็นน้ำมันพื้นฐานของระบบเศรษฐกิจของประเทศ และหากมีการปรับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วเกิน 30 บาท/ลิตร ก็จะส่งผลกระทบต่อต้นทุนการขนส่งสินค้าและบริการ รวมทั้งค่าครองชีพของประชาชน ดังนั้น รัฐบาลจึงได้มีนโยบายในการที่จะรักษาระดับราคาน้ำมันดีเซลไม่ให้เกิน 30 บาท/ลิตร โดย (กพช.) = คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 30 ธันวาคม 2553 จึงเห็นชอบให้ใช้เงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ในวงเงินประมาณ 5,000 ล้านบาท เพื่อรักษาระดับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วไม่ให้เกิน 30 บาท/ลิตร เป็นการชั่วคราว โดยมอบหมายคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) รับไปดำเนินการ ทั้งนี้ หากราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าที่ได้คาดการณ์ไว้ และเงินกองทุนน้ำมันฯ ในวงเงิน 5,000 ล้านบาท ไม่เพียงพอ ให้กระทรวงการคลังร่วมกับกระทรวงพลังงานพิจารณาหาแนวทางการแก้ไขปัญหาเพิ่มเติม และให้นำเสนอ กพช. พิจารณาต่อไป

อย่างไรก็ดี ในช่วงต้นปี 2554 ราคาน้ำมันในตลาดโลกยังคงอยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง และรัฐบาลยังใช้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในการรักษาระดับราคาในจำนวนใกล้เคียงกับวงเงินที่อนุมัติไว้ เพื่อรองรับความเดือดร้อนของประชาชน เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2554 กพช. จึงได้มีมติเห็นชอบให้ใช้เงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในการรักษาระดับราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลไม่ให้เกิน 30 บาท/ลิตร ไปจนถึงสิ้นเดือนเมษายน 2554 อีกครั้งโดยที่หากฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงสุทธิเหลือวงเงินประมาณ 10,000 ล้านบาทให้นำเสนอ กพช. เพื่อพิจารณาต่อไป

PETROLEUM

1. Alleviation of impact of high oil price on the society:

Diesel is considered the most fundamental fuel for the Thai economy. If diesel price exceeds 30 Baht per litre, it would affect the transportation cost of goods and services, and would subsequently affect the overall cost of living. To prevent this problem, the government initiated a policy to cap the diesel price at 30 Baht per litre. In this regard, the National Energy Policy Council (NEPC) on 30 December 2010 approved the disbursement of 5,000 million baht from the Oil Fund to temporarily sustain the price. The Committee on Energy Policy Administration (CEPA) was appointed to implement the policy. Should the amount prove inadequate due to the increased global oil price, the Ministry of Finance and Ministry of Energy would have to jointly work out for a new solution and raise it to NEPC for consideration.

In the beginning of 2011, however, the global oil price remained relatively high, and the fund was nearly used up to battle the soaring price. The government, on 11 February 2011, agreed to cap the oil price further until April 2011. A new solution must be raised to NEPC for consideration again if the Oil Fund balance came to around 10,000 million baht.



จากการรักษาระดับราคาขายปลีกดีเซลหมุนเร็วไม่เกิน 30 บาท/ลิตร ทำให้ฐานะกองทุนน้ำมันลดลงอยู่ในระดับต่ำ เพื่อเป็นการลดภาระกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง คณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 20 เมษายน 2554 จึงมีมติเห็นชอบให้ปรับลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันดีเซลหมุนเร็วลง 5.3050 บาท/ลิตร จาก 5.31 บาท/ลิตร เป็น 0.0050 บาท/ลิตร ตั้งแต่วันที่ 21 เมษายน 2554 ถึง 30 กันยายน 2554 นอกจากนี้ เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 ยังได้อนุมัติในหลักการให้สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (องค์การมหาชน) กู้ยืมเงินจากสถาบันการเงิน ในวงเงินประมาณ 20,000 ล้านบาท เพื่อใช้เสริมสภาพคล่องทางการเงินของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง หากราคาน้ำมันปรับเพิ่มสูงขึ้นจนทำให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงไม่มีสภาพคล่องที่จะไปชดเชยราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

การดำเนินการตามมาตรการการรักษาระดับราคาน้ำมันดีเซลไม่เกิน 30 บาท/ลิตร ระหว่างวันที่ 17 ธันวาคม 2553 – 10 สิงหาคม 2554 กบง. ซึ่งได้รับมอบหมายจาก กพช. ได้ดำเนินการปรับอัตราเงินกองทุนน้ำมันของน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว จำนวน 32 ครั้ง โดยภาระการชดเชยราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอยู่ที่ประมาณ 24,005 ล้านบาท

จากนโยบายแก้ไขปัญหาความเดือดร้อนของประชาชนและผู้ประกอบการ เนื่องจากภาวะเงินเฟ้อและราคาน้ำมันเชื้อเพลิง เมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2554 กบง. ได้มีมติเห็นชอบให้ปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจากน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซล เพื่อให้ราคาน้ำมันลดลงทันที ดังนี้

As a result of the attempt to keep the retail price of high speed diesel at 30 Baht per litre, the Oil Fund status has lowered. To alleviate the Oil Fund's burden, the cabinet resolved on 20 April 2011 to reduce the excise tax for high speed diesel by 5.3050 Baht per litre, from 5.31 Baht per litre to 0.0050 Baht per litre with effect from 21 April 2011 to 30 September 2011. Aside from this, on 3 May 2011, the cabinet approved in principle for the Energy Fund Administration Institute (Public Organization) to request a loan of 20,000 million baht from financial institutions for use to support the financial liquidity of the Oil Fund when the oil price is increased to the point that the Oil Fund is unable to subsidize the price of oil.

In maintaining the price of diesel at 30 Baht per litre, CEPA, as assigned by NEPC, arranged for 32 adjustments of contribution to the Oil Fund from high – speed diesel between 17 December 2010 and 10 August 2011. The total subsidy for the retail price of diesel was approximately 24,005 million baht.

With a policy to mitigate the hardship of the public and entrepreneurs caused by inflation and fuel price, the CEPA, on 26 August 2011, reached another resolution to reduce the contribution to the Oil Fund from gasoline and diesel to achieve an immediate decrease of the fuel price, as detailed below:



ชนิดน้ำมัน Type of fuel	อัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง Contribution to the Oil Fund			ราคาขายปลีกเปลี่ยนแปลง Retail price change
	26 ส.ค. 2554 26 Aug 2011	27 ส.ค. 2554 27 Aug 2011	เปลี่ยนแปลง (+/-) Change (+/-)	
น้ำมันเบนซิน 95 Gasoline 95	7.50	0.00	-7.50	8.03
น้ำมันเบนซิน 91 Gasoline 91	6.70	0.00	-6.70	7.17
น้ำมันดีเซล Diesel	2.80	0.00	-2.80	2.99

โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 27 สิงหาคม 2554 เป็นต้นไป

ดังนั้น ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ วันที่ 30 กันยายน 2554 มีเงินสดในบัญชี 14,013 ล้านบาท มีหนี้สินกองทุน 14,330 ล้านบาท แยกเป็นหนี้อยู่ระหว่างการเบิกจ่ายชดเชย 14,186 ล้านบาท งบบริหารและโครงการซึ่งได้อนุมัติแล้ว 144 ล้านบาท กองทุนน้ำมันฯ มีฐานะเบื้องต้นสุทธิติดลบอยู่ที่ 317 ล้านบาท

2. การแก้ไขปัญหาภาษีปิโตรเลียมเหลว (LPG)

จากมติ ครม. เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2551 เห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหาราคา LPG โดยให้คงราคา ณ โรงกลั่นที่ 332.75 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน และได้มีการขยายมาตรการดังกล่าวโดยให้ตรึงราคา LPG จนถึงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2554 จึงทำให้ราคา LPG ต่ำกว่าเชื้อเพลิงอื่นมาก และส่งผลให้การนำเข้า LPG ในภาคครัวเรือน ภาคขนส่งและภาคอุตสาหกรรมขยายตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ปริมาณการผลิตภายในประเทศไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ จึงต้องมีการนำเข้าจากต่างประเทศและต้องชดเชยราคาจากการนำเข้า LPG

เพื่อสร้างความมั่นคงในการจัดหาและลดภาระของกองทุนน้ำมันฯ จากการชดเชยนำเข้า LPG ครม. เมื่อวันที่ 11 มกราคม 2554 มีมติเห็นชอบเรื่องการจัดหา LPG จากโรงกลั่นน้ำมันในประเทศเพื่อทดแทนการนำเข้า โดยให้โรงกลั่นสามารถจำหน่าย LPG ในราคาที่สะท้อนต้นทุนมากขึ้น โดยเพิ่มแรงจูงใจให้โรงกลั่นน้ำมันนำ LPG ที่จำหน่ายให้อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและใช้ในกระบวนการกลั่นมาจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงให้กับประชาชนและเพิ่มการผลิต LPG ให้มากขึ้น โดยการกำหนดให้ราคา LPG โรงกลั่น

The measure came into effect since 27 August 2011.

As a result, the Oil Fund balance as of 30 September 2011 was 14,013 million baht. The debt however remained at 14,330 million baht, which consisted of a payback amount of 14,186 million baht and management fund and other approved projects of 144 million baht. The final balance of the Oil Fund stood at -317 million baht.

2. Solutions to LPG problem:

Following the cabinet resolution on 12 March 2008, the ex-refinery price of LPG was set to remain at USD332.75 per tonne. The measure was stretched until 28 February 2011, making the LPG price for below other types of Fuel. As a consequence, LPG consumption in household, industrial and transportation sectors increased continuously, and domestic production could not meet the demand LPG imports and subsequent subsidies were inevitable.

To secure LPG supply and while reducing the burden the Oil Fund was bearing due to LPG import subsidization. the cabinet agreed on 11 January 2011 to seek LPG from local refineries to substitute for imports. Refineries were allowed to sell LPG at a price that could better reflect their cost. This was to encourage local refineries to release LPG earlier used to supply the petrochemical industry and used to fuel the refining process to the market, and to

เป็นราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก ที่ร้อยละ 24 ณ ราคาควบคุม ที่ 333 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน และอีกร้อยละ 76 เป็นราคาตลาดโลก (CP)

นอกจากนี้เพื่อเตรียมพร้อมในการจัดทำแนวทาง และมาตรการช่วยเหลือบรรเทาผลกระทบอุตสาหกรรม แก้ว กระจกและเซรามิคซึ่งเป็นอุตสาหกรรมที่มีข้อจำกัด เรื่องทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงคือจำเป็นต้องใช้ LPG เป็น เชื้อเพลิงหลักในการผลิต หากมีการปรับราคาขายปลีก LPG ภาคอุตสาหกรรม เมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2554 ครม. จึงมีมติให้ขยายเวลาการตรึงราคาขายปลีก LPG ต่อไป อีก 4 เดือน จากเดือนมีนาคม – มิถุนายน 2554 และต่อมา เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 มีมติให้ขยายระยะเวลา การตรึงราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนและ ขนส่ง จากสิ้นเดือนมิถุนายน 2554 ถึงสิ้นเดือนกันยายน 2554 และเห็นชอบให้ทยอยปรับราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในภาคอุตสาหกรรมให้สะท้อนต้นทุนโรงกลั่นน้ำมันตั้งแต่ เดือนกรกฎาคม 2554 เป็นต้นไป โดยปรับราคาขายปลีก โตรมาสละ 1 ครั้ง จำนวน 4 ครั้ง ๆ ละ 3 บาท/กิโลกรัม

ต่อมาเมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2554 ครม. เห็นชอบตาม มติ กพช. เมื่อวันที่ 30 กันยายน 2554 แนวทางการปรับ ราคาก๊าซ LPG ดังนี้

(1) ภาคครัวเรือน : ขยายระยะเวลาการตรึงราคา ขายปลีกก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนต่อไปจนถึงสิ้นปี 2555

(2) ภาคขนส่ง : ขยายระยะเวลาการตรึงราคาก๊าซ LPG ภาคขนส่งต่อไปจนถึงวันที่ 15 มกราคม 2555 เพื่อ เตรียมจัดทำบัตรเครดิตพลังงาน และปรับเปลี่ยนรถแท็กซี่ LPG เป็น NGV โดยตั้งแต่วันที่ 16 มกราคม 2555 เริ่มปรับ ขึ้นราคาขายปลีกเดือนละ 0.75 บาทต่อกิโลกรัม (0.41 บาท ต่อลิตร) โดยปรับพร้อมกับการขึ้นราคา NGV 0.50 บาท ต่อกิโลกรัม จนไปสู่ต้นทุนโรงกลั่นน้ำมัน

(3) ภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี : กำหนดอัตราเงิน ส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับก๊าซที่ใช้เป็นวัตถุดิบ ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี กิโลกรัมละ 1 บาท ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2555 เป็นต้นไป

produce more LPG. In this regard the LPG ex-refinery price was to be the weighted average price between 24 percent of the fixed price of USD333 per tonne and 76 percent of the world price (CP).

In addition, in assisting a number of glass and ceramic industries whose fuel consumption was limited to LPG, the cabinet on 1 March 2011 agreed to extend the LPG price capping for another four months (March – June 2011). A new resolution was adopted on 3 May 2011 to further extend the price capping for household and transportation sectors from the end of June 2011 to the end of September of the same year. The retail price for the industrial sector was, however, adjusted by 3 Baht per kilogramme in every quarter to reflect the refinery cost from July 2011 for four quarters.

Later, on 4 October 2011, the cabinet agreed with the NEPC resolution of 30 September 2011 on LPG price adjustment as follows:

(1) Household sector: The price was to be fixed until the end of 2012.

(2) Transportation sector: The price was to be fixed until 15 January 2012 in preparation for the launch of the energy credit card and the switching of LPG-fueled taxis to NGV-fueled. In particular, the retail price was to be adjusted 0.75 Baht per kilogramme per month (0.41 Baht per litre) from 16 January 2012. Such adjustments would have to be made in parallel with the adjustments of NGV price by 0.50 Baht per kilogramme until the refinery cost is net.

(3) Petrochemical industry sector: Contribution fo the Oil Fund from the petrochemical industry's feedstock gas was set at 1 Baht for every kilogramme from 1 January 2012.



3. นโยบายราคา NGV

เพื่อบรรเทาผลกระทบจากสถานการณ์ราคาน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง รัฐบาลได้กำหนดให้ตรึงราคาขายปลีก NGV ไว้ที่ระดับ 8.50 บาท/กก. เป็นระยะเวลา 1 ปี ตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2552 – สิงหาคม 2553 โดยให้ กบง. เป็นผู้พิจารณาชดเชยราคาขายปลีก NGV ให้ ปตท. จากการที่ขาย NGV ต่ำกว่าราคาที่แท้จริงโดยใช้เงินกองทุนน้ำมันฯ ในวงเงินไม่เกิน 300 ล้านบาท/เดือน และ กบง. ได้มีมติให้ชดเชยราคา NGV ไว้ที่ 2 บาท/กก.

อย่างไรก็ตาม ครม. ได้มีมติให้ขยายระยะเวลาตรึงราคาขายปลีก NGV และชดเชยราคา NGV ที่ 2 บาท/กก. อีก 4 ครั้ง โดยครั้งที่ 1 เมื่อวันที่ 29 มิถุนายน 2553 ตั้งแต่กันยายน 2553 – กุมภาพันธ์ 2554 ครั้งที่ 2 เมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2554 จากเดือนมีนาคม – มิถุนายน 2554 ครั้งที่ 3 เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 จากเดือนมิถุนายน – กันยายน 2554 และครั้งที่ 4 เมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2554 โดยเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 30 กันยายน 2554 เรื่อง นโยบายการกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ดังนี้

(1) ขยายระยะเวลาตรึงราคาขายปลีกก๊าซ NGV ในระดับราคา 8.50 บาท/กก. และคงอัตราเงินชดเชยในอัตรา 2 บาท/กก. ต่อไปตั้งแต่ 1 ตุลาคม 2554 จนถึง 15 มกราคม 2555 เพื่อเตรียมความพร้อมเรื่องบัตรเครดิตพลังงานและการปรับเปลี่ยนรถแท็กซี่ LPG เป็น NGV

(2) ทயอยปรับขึ้นราคาขายปลีกก๊าซ NGV เดือนละ 0.50 บาท/กก. ตั้งแต่ 16 มกราคม 2555 จนถึงเดือนธันวาคม 2555 เพื่อไม่ให้กระทบต่อผู้ใช้ NGV มากเกินไป

(3) ทยอยปรับลดอัตราเงินชดเชยลงเดือนละ 0.50 บาท/กก. จำนวน 4 ครั้ง ตั้งแต่ 16 มกราคม 2555 – เมษายน 2555

(4) เพื่อบรรเทาผลกระทบจากแนวทางการปรับขึ้นราคาขายปลีกก๊าซ NGV สำหรับกลุ่มรถโดยสารสาธารณะ โดยมอบให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) รับไปพิจารณาหาแนวทางการช่วยเหลือกลุ่มดังกล่าวต่อไป

3. NGV price policy

In an attempt to alleviate the impact of the ever increasing fuel price, the government imposed a one-year price freeze on the retail price of NGV at 8.50 Baht per kg. from August 2008 to August 2009. The CEPA was in charge of considering granting PTT a subsidy for having to sell NGV at a loss a sum not exceeding 300 million baht per month from the Oil Fund is allowed for such purpose while the CEPA agreed on the subsidy rate of 2 Baht per kg.

However, the cabinet decided to extend the NGV price capping and the 2 Baht per kg. subsidy for another four periods. The first decision was made on 29 June 2010 for September 2010 to February 2011. The second was on 1 March 2011 for March – June 2011. The third was on 3 May 2011 for June – September 2011. The last decision took place on 4 October 2011, based on NEPC recommendation on 30 September 2011 regarding the policy on NGV price for vehicles as follows:

(1) To maintain the retail price of NGV at 8.50 Baht per kg. and the subsidy of 2 Baht per kg. from 1 October 2011 until 15 January 2012 in preparation for the launch of energy credit card and the change of LPG-fuelled taxis to NGV-fuelled.

(2) To slowly increase the NGV retail price by 0.50 Baht per kg. from 16 January to December 2012 to lessen impact on the NGV users.

(3) To slowly decrease the subsidy by 0.50 Baht per kg. each month for four times from 16 January – April 2012.

(4) CEPA was assigned to work out further solutions in an effort to minimise the impact from the NGV price increase on the public bus operators.

4. การส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์

เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก โดยมีเป้าหมายการทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี พร้อมทั้งพัฒนาอุตสาหกรรมอย่างครบวงจร รัฐบาลจึงมีนโยบายส่งเสริมให้ใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์มากขึ้น โดย กบง. เมื่อวันที่ 30 สิงหาคม 2554 ได้เห็นชอบให้ปรับอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ และอัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ เพื่อรักษาสวนต่างราคาขายปลีกของน้ำมันเบนซินกับน้ำมันแก๊สโซฮอล์ ดังนี้

(1) ปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 ลง 1.00 บาท/ลิตร จาก 2.40 บาท/ลิตร เป็น 1.40 บาท/ลิตร

(2) ปรับเพิ่มอัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 ขึ้น 1.50 บาท/ลิตร จากส่งเข้ากองทุนน้ำมันฯ 0.10 บาท/ลิตร เป็นชดเชย 1.40 บาท/ลิตร

(3) ปรับเพิ่มอัตราเงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันฯ ของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E20 ขึ้น 1.50 บาท/ลิตร จากชดเชย 1.30 บาท/ลิตร เป็นชดเชย 2.80 บาท/ลิตร

ทำให้ราคาน้ำมันเบนซิน 91 มีราคาเท่ากับน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 ถูกกว่าน้ำมันเบนซิน 91 ลิตรละ 3.04 บาท และน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E20 ถูกกว่าน้ำมันเบนซิน 91 ลิตรละ 4.54 บาท

4. Promotion of Gasohol:

In an attempt to promote the use of renewable and alternative energy with the goal to replace at least 25% of the fossil fuel in the next 10 years while improving industrial standards, the government initiated a policy that encouraged more use of gasohol. On 30 August 2011, CEPA approved the readjustment of contribution to the Oil Fund and the subsidy from the Oil Fund for gasohol to maintain the spread between the retail price of gasoline and that of gasohol. Details are as follows:

(1) Reduce the contribution to the Oil Fund from gasohol 95 by 1.00 Baht per litre from 2.40 Baht per litre to 1.40 Baht per litre

(2) Increase the subsidy from the Oil Fund on gasohol 91 by 1.50 Baht per litre, i.e. changing from collecting 0.10 Baht to granting a subsidy of 1.40 Baht per litre.

(3) Increase the subsidy from the Oil Fund on gasohol 95 E20 by 1.50 Baht per litre, i.e. an additional increase of 1.30 Baht per litre to 2.80 Baht per litre.

As a result, the price of gasoline 91 was made equal to the price of gasohol 95. Gasohol 91 became 3.04 Baht per litre cheaper than gasoline 91, and gasohol E20 became 4.54 Baht per litre cheaper than gasoline 91.





ด้านไฟฟ้า

1. มาตรการลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วย/เดือน

จากปัญหาค่าครองชีพของประชาชนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงปี 2552 คณะรัฐมนตรีจึงมีมติเห็นชอบมาตรการลดภาระค่าครองชีพของประชาชนตามที่กระทรวงการคลังเสนอ ซึ่งมาตรการหนึ่งที่สำคัญคือ มาตรการลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วย/เดือน สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย และประเภทหอพักและอพาร์ทเมนต์ ที่มีอัตราค่าเช่าไม่เกิน 3,000 บาท/เดือน โดยรัฐได้รับภาระค่าใช้จ่ายไฟฟ้าให้กับครัวเรือนเหล่านั้น ตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2552 จนถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2552 และต่อมา ครม. ได้ขยายระยะเวลาดำเนินการมาตรการลดภาระค่าครองชีพ ออกไปอีก 5 ครั้ง จนถึงวันที่ 22 กุมภาพันธ์ 2554 ได้มีมติขยายระยะเวลาดำเนินการออกไปตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม – 30 มิถุนายน 2554 โดยมี กพน. และ กฟภ. เป็นผู้ดำเนินการตามมาตรการลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือน โดยในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ 2552 – มิถุนายน 2554 มีครัวเรือนและผู้เช่าพักอาศัยได้รับส่วนลดค่าไฟฟ้าจำนวนประมาณ 9.80 ล้านราย ซึ่งคิดเป็นเงินที่ภาครัฐรับภาระจำนวนประมาณ 33,702 ล้านบาท

อย่างไรก็ตาม เมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554 กพช. ได้มีมติเรื่องนโยบายกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2554 – 2558 โดยได้กำหนดให้มีนโยบายการดูแลผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อยที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน จะได้รับการอุดหนุนค่าไฟฟ้าจากผู้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ซึ่งต่อมา ครม. (เมื่อวันที่ 23 พฤษภาคม 2554) ได้รับทราบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2554 เรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย โดยเห็นชอบกำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย ประเภท 1.1 ซึ่งติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าขนาด 5(15) แอมแปร์ และใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน จะได้รับการอุดหนุนให้ใช้ไฟฟ้าฟรี 90 หน่วย โดยกระจายภาระให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท ซึ่งผลประมาณการการอุดหนุน

ELECTRICITY

1. Measures to reduce electricity charge for households with electricity consumption not exceeding 90 units per month

As a result of the increasing cost of living throughout the year 2009, the cabinet approved some measures to ease people's the burden. One of the recommendations made by Ministry of Finance was the measure aimed for those living in a house, or a rented room, or an apartment with the rental not higher than 3,000 Baht per month whose power consumption did not exceed 90 units per month. Their electricity charge would be absorbed by the government from 1 February 2009 until December of the same year. The cabinet, however, extended the measure for another five times. On 22 February 2011, the measure was reintroduced to take effect from 1 March – 30 June 2011. The Metropolitan Electricity Authority (MEA) and Provincial Electricity Authority (PEA) were assigned to work on the power bill reduction for those households. Between February 2009 and June 2011, a total of 9.80 million households and renters reportedly received such government subsidy, which amounted to 33,702 million baht.

On 23 February 2011, the NEPC reached a conclusion on the structure of electricity charge for the year 2011 – 2015, whereby a policy will be put forward to assist households with low income whose electricity consumption was not over 90 units per month. Subsequently, the cabinet, on 23 May 2011, after acknowledging the NEPC's resolution, agreed to have those households' according to electricity bills shared by other types of power user. NEPC's resolution of 27 April 2011, which involved the

ค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือนคิดเป็นวงเงินประมาณ 12,000 ล้านบาทต่อปี โดยกระจายภาระให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในอัตรา 0.12 บาทต่อหน่วย สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง ใหญ่ กิจการเฉพาะอย่าง และองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร

สรุปผลการดำเนินงานตามมาตรการดังกล่าว ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2554 (ปรับโครงสร้างค่าไฟฟ้าปี 2554) จนถึงปัจจุบัน (เดือนมีนาคม 2555) รวม 9 เดือน ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับความช่วยเหลือจากมาตรการฯ จำนวน 8.453 ล้านราย โดยใช้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน 9,295 ล้านบาท คิดเป็นหน่วยการใช้ไฟฟ้าจำนวน 3,142 ล้านหน่วย

2. การปรับปรุงมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน



เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 กพข. ได้เห็นชอบมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระบบ Feed-in Tariff โดยเห็นควรให้คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (คณะกรรมการบริหารฯ) ที่จัดตั้งขึ้นภายใต้ กพข. พิจารณาอัตราสนับสนุนในรูปแบบ Feed-in Tariff ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี รวมทั้งหลักเกณฑ์แนวทางสนับสนุนและให้นำเสนอ กพข. ต่อไป พร้อมทั้งเห็นชอบในหลักการให้คณะกรรมการฯ ทบทวนรูปแบบและอัตราการผลิตไฟฟ้าจากรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกปี และประกาศรับซื้อเป็นรอบ ๆ

โดยเหตุผลในการปรับเปลี่ยนมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยรูปแบบส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า (Adder) เป็นรูปแบบ Feed-in Tariff มีดังนี้

restructuring of the country's electricity rates, electricity users of the household type 1.1 with a 5(15) – amp. meter, whose consumption not exceeding 90 units per month, would receive a subsidy for 90 units. This burden will be passed on to all other types of electricity users. The estimate of the monthly subsidy for users with consumption not over 90 units per month will amount to approximately 12,000 million baht per year. The burden will be dispersed at the rate 0.12 Baht per unit among medium to large consumers of some specific specialty businesses as well as non-profit Organizations.

During the nine months of policy implementation, from July 2011 (the month of 2011's electricity charge restructuring) to present (March 2012), a total of 8.453 million households were assisted, reflecting an expense of 9,295 million baht and a total electricity consumption of 3,142 million units.

2. Improvement of measures for promoting power generation from renewable energy.



On 28 June 2010, the NEPC approved a measures for promoting power generation from renewable energy with Feed-in Tariff (FIT) system. Managing Committee on Power Generation from Renewable Energy Promotion (Managing Committee) under NEPC, was assigned to consider the subsidy in the form of FIT depending on types of fuel and technology as well as criteria and



1) มาตรการ Adder เป็นการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าต่อหน่วยที่ให้เพิ่มจากอัตราค่าไฟฟ้าฐานตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าวรรวมกับค่า Ft โดยผ่านนโยบายเป็นผู้กำหนดอัตราส่วนเพิ่มฯ ที่เหมาะสมในแต่ละเทคโนโลยีเพื่อจูงใจการลงทุนจากภาคเอกชน ดังนั้น ราคาขายไฟฟ้าที่ผู้ลงทุนได้รับภายใต้มาตรการส่วนเพิ่มฯ จะเปลี่ยนแปลงตามค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft ที่เปลี่ยนไป

2) เม็ดเงินที่ใช้ในการสนับสนุนผ่านมาตรการส่วนเพิ่มฯ ในปัจจุบันถูกนำไปคิดเฉลี่ยรวมเป็นต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าผ่าน Ft ซึ่งทำให้เกิดความซ้ำซ้อนในการคำนวณต้นทุนราคาขายปลีกไฟฟ้าเนื่องจากภาระจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามมาตรการส่วนเพิ่มฯ จะส่งผลทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้น ในขณะที่เดียวกันค่าไฟฟ้าที่ผู้ประกอบการได้รับจะรวมค่า Ft ด้วย ทำให้ภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นทั้งสองทาง

3) การสนับสนุนภายใต้ระยะเวลาจำกัด 7-10 ปี แม้ว่าจะมีข้อดีที่จะจูงใจให้เอกชนลงทุนมากกว่าเนื่องจากระยะเวลาคืนทุนเร็วขึ้น แต่อาจส่งผลให้ผู้ประกอบการไม่ขายไฟฟ้าภายหลังจากสิ้นสุดการสนับสนุน

4) ในกลุ่มประเทศ European Union เรียกว่า ลักษณะการให้ส่วนเพิ่มนี้ว่า premium tariff หรือ bonus ซึ่งมีใช้ใน 5 ประเทศ ได้แก่ สเปน สหพันธ์สาธารณรัฐเชค สโลเวเนีย เนเธอร์แลนด์ และเดนมาร์ก

• ความคืบหน้าในการศึกษารูปแบบการส่งเสริมด้วย มาตรการ Feed-in Tariff

1) การศึกษาโครงสร้างการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน

subsidization principles, and make a proposal to NPEC for further consideration. The Managing Committee was also assigned to make a yearly review of the forms and rates of power purchase from renewable energy. Announcement on power purchase will there be made.

The objectives of the adoption of the Feed-in Tariff scheme, in lieu of the Adder system, are as follows:

1) Adder is a measure of the purchase price per unit added to the standard purchase rate with the Ft. The policy makers are responsible for setting the added rate for each technology to attract investments from the private sector. The investors under selling price the adder scheme will vary depending on the base price and the Ft.

2) The amount of money used to support the adder scheme is added to the average cost of power generation via the calculation of Ft. This has caused duplication of the cost of retail price. In other words, this would essentially result in the Ft increase. Meanwhile, the electricity charge imposed on power producers will have the Ft already included, thus, causing extra burden for both ends.

3) Although the limited support within a period of 7-10 years could attract private investment because it gives a faster return on investment, it may discourage power producers from selling electricity after the support ends.



สนพ. ได้ทำการศึกษาระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าและปัญหาอุปสรรคที่เกิดขึ้นจากการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน โดยสรุปได้ดังนี้

(1) การพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้า: การรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าทั้ง 3 อ้างอิงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่ต่างกัน ทำให้มีมาตรฐานการรับซื้อไฟฟ้าและแนวทางปฏิบัติที่ต่างกัน

(2) ระยะเวลาการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้า: ไม่ได้มีการกำหนดระยะเวลาในการยื่นเอกสารประกอบการพิจารณา ทำให้เกิดความไม่ชัดเจนในระยะเวลาที่ใช้ในการพิจารณาข้อเสนอโครงการ

(3) อัตราการรับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบัน: การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน ที่กำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าตามอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง และค่าไฟฟ้าขายปลีกที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ทำให้ระเบียบดังกล่าวไม่สอดคล้องกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยรูปแบบ Feed-in tariff ที่มีอัตราซื้อไฟฟ้าคงที่

(4) ปัญหาการใช้เชื้อเพลิงเสริม: การตรวจวัดสัดส่วนเชื้อเพลิงเสริมเชิงพาณิชย์ (ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน) ไม่เกินร้อยละ 25 ในทางปฏิบัตินั้น พิสูจน์ทราบได้ยากมาก จนถึงไม่สามารถทำได้เลย

(5) โครงการไม่สามารถดำเนินการได้ตามสัญญา: ไม่ได้กำหนดบทรับหรือบทลงโทษสำหรับโครงการที่ไม่สามารถดำเนินการได้ ซึ่งมีผลกระทบต่อการจัดหาไฟฟ้าตามแผนการจัดหา

2) การศึกษาอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT)

คณะกรรมการบริหารฯ ได้ทำการวิเคราะห์ต้นทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อให้เป็นไปตามมติ กพข. ที่ให้เร่งศึกษามาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ก่อน ซึ่งผลการวิเคราะห์ต้นทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์พบว่า หากระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์มีขนาดใหญ่ จะมีต้นทุนการผลิต

4) The adder scheme is also known as in the European Countries and is implemented “premium tariff” or “bonus” in five countries, namely Spain, Czech Republic, Slovenia, the Netherlands, and Denmark.

• Progress of studying the Feed-in Tariff measure.

1) The study on the current process for purchasing power from renewable energy.

The EPPO has conducted a study on regulations as well as problems arising from the purchase of power renewable energy, the detail of which is summarized below:

(1) The consideration on power purchase: The three electricity agencies refer to different power purchase regulations of purchasing standards and different practices causing problems.

(2) The time frame for power purchase: No time frame is set for submission of documents for consideration causing uncertain period of time used for consideration.

(3) Power purchase rates under current regulations: To purchase power from renewable energy at present, price reference is made on the electricity wholesale price and the retail price that MEA and PEA pay for power purchase from EGAT. The Practice is not in line with the promotion of electricity generation from renewable energy in the form of Feed-in tariff which refers to only one constant rate.

(4) Problem of supplementary energy: It has proved problematic to verify the used of supplementary commercial fuel (coal, oil, natural gas) that it does not exceed 25 percent.

(5) Inoperable projects: There are no clear regulations indicating fines or to be imposed on projects that do not come on stream, punishments causing problems to the power procurement plan.



ไฟฟ้าที่ต่ำกว่าตามหลักความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Economy of Scale) อย่างไรก็ดี การพัฒนาโครงการที่มีขนาดใหญ่เกินกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ จะทำให้เกิดความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย และเกิดปัญหาในการดูแลรักษาระบบไฟฟ้าที่ยังไม่มีการปรับปรุงเพื่อรองรับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Distributed Generation) โดยการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยมาตรการ FIT ที่จะเริ่มส่งเสริมการดำเนินโครงการในปัจจุบัน จึงควรมีแนวทางส่งเสริมโครงการขนาดใหญ่จนเกินไปแต่ยังมีความเป็นไปได้ในการลงทุน และมีกำลังผลิตไฟฟ้าใกล้เคียงกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่

อย่างไรก็ตาม การศึกษามาตรการ Feed-in Tariff จำเป็นจะต้องศึกษาอย่างรอบคอบในทุก ๆ มิติ เนื่องจากเกี่ยวข้องกับผลประโยชน์ของประเทศ รวมถึงผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นกับภาคประชาชนในการประกาศใช้มาตรการ Feed-in Tariff ได้นั้น กระทรวงพลังงานจำเป็นต้องทบทวนปริมาณเป้าหมายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้ชัดเจน ด้วยปัจจุบันปริมาณเสนอขายไฟฟ้าของเชื้อเพลิงบางประเภทได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ มีจำนวนเกินกว่าเป้าหมายที่กระทรวงกำหนดไว้ และนี่เพื่อเป็นการปรับปรุงแนวทางการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันให้มีความชัดเจนและเป็นธรรมกับทุกฝ่าย รวมถึงการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยรูปแบบ Feed-in Tariff เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ผลการศึกษาได้เสนอว่าควรมีการดำเนินการ ดังนี้

(1) หยุดรับคำร้องขอเสนอขายไฟฟ้าในรูปแบบ Adder ในทุกประเภทเชื้อเพลิง โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ กพช. มีมติ เป็นต้นไป

(2) ให้กระทรวงพลังงาน โดย สนพ. ดำเนินการทบทวนอัตรา และกำหนดเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ในแต่ละปี เสนอ กพช. ไม่เกินสิ้นเดือนธันวาคมของทุกปี

2) The study on power purchase from renewable energy in the form of Feed-in Tariff.

The Managing Committee analyzed the cost of producing electricity from solar energy in line with the NEPC's resolution on the promotion of power generation from solar energy. It was found that large scale operations can bring down the production cost to achieve economies of scale. However, development of a project with an operation scale larger than electricity demand in a particular area may cause some losses of electricity in the distribution system. There will also be some maintenance problems in the power systems that are not yet improved to make them ready for the Distributed Generation system. Therefore, the promotion of power production from solar energy by using FIT measures, which is aimed for projects already operational, should focus on an operation which is not too large but viable with a production capacity that fits the demand for electricity in each particular area.

However, all dimensions of the FIT measures needs to be carefully studied as they may have a great impact on the country's interest. consequences on public in terms of electricity charge following the implementation of FIT. Ministry of Energy need to, there for, review targeted capacity of power generation from renewable energy. This is due to the fact that current proposed power supplies, such as from solar energy, exceed's the ministry's targets. To make the process for power purchase from renewable energy fair to all parties, and to make the power purchase in from of Feed-in Tariff efficient, the studies suggested that it :

(1) The request to sell electricity produced from all types of fuel in Adder system be no longer accepted from the day of the NEPC's resolution.

(2) Ministry of Energy review appropriate rate(s) and determines target(s) of power purchase in the form of FIT each year and make a proposed to the NEPC before the end of each December.

(3) ให้ กพข. พิจารณาดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานในรูปแบบ FIT โดยคำนึงถึงการออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับพลังงานหมุนเวียนที่สอดคล้องกับรูปแบบ FIT

(4) การประกาศรับซื้อไฟฟ้าให้เป็นไปตามปริมาณและอัตราที่ กพข. เห็นชอบ พร้อมทั้งพิจารณาการตอบรับซื้อและการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้แล้วเสร็จภายในเดือนพฤศจิกายนของทุกปี เพื่อ สนพ. จะได้ใช้เป็นข้อมูลในการพิจารณาเสนอปริมาณและอัตรา FIT สำหรับปีต่อไป

(5) การกำหนดหลักเกณฑ์หรือมาตรการกำกับดูแลเพื่อให้การพัฒนาโครงการสามารถดำเนินการได้จริง พร้อมทั้งวางมาตรการกำกับดูแลการซื้อขายไฟฟ้าให้เป็นไปอย่างเรียบร้อย

(6) การกำหนดหลักค่าประกันการยื่นข้อเสนอ โดยให้คืนเมื่อมีการลงนามสัญญา หรือไม่ได้รับการพิจารณาตอบรับซื้อ และหลักค่าประกันสัญญา โดยให้มีการคืนเมื่อมีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

(7) มีการรายงานผลการดำเนินการตามเป้าหมายที่ กพข. ประกาศไว้แต่ละปี พร้อมทั้งข้อเสนอแนะให้ สนพ. ภายในเดือนพฤศจิกายน ของทุกปี เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการพิจารณาอัตราและปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าใหม่ในเดือนธันวาคม สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าในปีถัดไป

ทั้งนี้ สนพ. จะได้นำผลการศึกษาดังกล่าวเสนอต่อกระทรวงพลังงานและคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เพื่อให้ความเห็นชอบและประกาศใช้ต่อไป

(3) Energy Regulatory Commission (ERC) consider power purchase in the form of FIT taking into consideration an issuance of proper regulations for power purchase from renewable energy which are in line with are in the FIT scheme.

(4) The announcement for power purchase in accordance with the volume and rate stipulated by the NEPC. The agreement an power purchase and sale–purchase contracts should be concluded within November of each year so that the EPPO can base the following year’s estimate volume and FIT rate on such information.

(5) Principle (s) and measure (s) be practical for driving project development, and measures for overseeing electricity purchases be in place.

(6) Principle (s) is drawn up for demanding a guarantee for the proposal, which could be refunded when a contract is signed or when the sales proposed is denied. It was also suggested that there be a guarantee for the contract, which is allowable for refund when the electricity is transferred into the system.

(7) An annual report of the outcome of the implementation be made against NEPC’s targets regulation after which it is to be submitted to the EPPO by November of each year. This will be used as reference to determine quantity and rate for the FIT in the following year.

In this connection, the EPPO will raise the results of the study to the Ministry of Energy and the NEPC for further consideration.

It was also suggested that recommendations be made to EPPO by November of each year so that EPPO can made use of such information in December for the consideration on the following year’s projected purchase volume.



ด้านอนุรักษ์พลังงาน

1. แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 – 2573)

พลังงานเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญต่อการดำรงชีวิต และการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศเป็นอย่างยิ่ง โดยเฉพาะประเทศไทยซึ่งเป็นประเทศกำลังพัฒนา มีความต้องการการใช้พลังงานเพิ่มมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง แต่เนื่องจากประเทศไทยมีทรัพยากรพลังงานค่อนข้างจำกัด ต้องพึ่งพาการนำเข้าจากต่างประเทศ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในการจัดหาพลังงานในอนาคต ประกอบกับราคาพลังงานมีแนวโน้มที่เพิ่มสูงขึ้น ก่อให้เกิดเป็นภาระต่อผู้ใช้พลังงาน ความสามารถในการแข่งขันเชิงเศรษฐกิจ และดุลการค้าระหว่างประเทศ นอกจากนี้ปัญหา ด้านพลังงานแล้ว ประเทศไทยยังต้องเผชิญกับปัญหา ด้านผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากการใช้พลังงาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงสภาพ ภูมิอากาศของโลก

การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการส่งเสริม การอนุรักษ์พลังงาน เป็นมาตรการสำคัญที่ใช้ในการแก้ไขปัญหาและลดผลกระทบดังกล่าว เนื่องจากมาตรการ ประเภทนี้มักใช้เงินลงทุนต่ำ และสามารถดำเนินการได้ อย่างรวดเร็ว และมีส่วนสำคัญในการลดการใช้พลังงาน เพิ่มความมั่นคงทางด้านพลังงาน ลดการพึ่งพาการนำเข้า พลังงานจากต่างประเทศ และลดต้นทุนการประกอบธุรกิจ อีกทั้งยังช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ลดการปล่อย มลพิษ และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยเฉพาะอย่างยิ่งก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่เกิดจากการเผาไหม้ เชื้อเพลิงฟอสซิล

ด้วยเหตุนี้ กระทรวงพลังงานจึงได้ริเริ่มจัดทำแผน อนุรักษ์พลังงานขึ้น โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบาย และแผนพลังงาน (สนพ.) ดำเนินการศึกษาเพื่อจัดทำแผน อนุรักษ์พลังงาน ซึ่งเป็นกรอบแผนระยะยาว 20 ปี ในภาค เศรษฐกิจหลัก 3 ภาค ได้แก่ ภาคขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม และภาคธุรกิจและบ้านที่อยู่อาศัย ซึ่งจะทำได้เป้าหมาย และมาตรการที่นำไปสู่การอนุรักษ์พลังงานในแต่ละภาค เศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ เพื่อให้หน่วยงานต่าง ๆ สามารถนำเป้าหมายและมาตรการที่ได้ไปจัดทำแผน

ENERGY CONSERVATION

1. 20-Year Energy Efficiency Development Plan (2011 – 2030) :

Energy is an important factor for the country's economic growth and the well-being of the citizens. As a developing country, Thailand's demand for energy has been continuously increasing. But due to the fact that the country possesses limited energy resources, dependence on external resources may affect future energy security, especially when taking into consideration the increasing trend of energy price. This may consequently result in more burden on consumers, economic competitiveness, and trade balance. Apart from energy challenges, Thailand will have to face environmental impacts caused by energy consumption, particularly the impact of climate change.

Improved energy efficiency and promotion of energy conservation are considered key measures to solve the problems. These measures require low investment and can be promptly implemented, which could lead to less energy consumption while improving energy security, reducing dependence on energy imports, and cutting down the cost of doing business. Moreover, these measures will bring about reduced greenhouse gas emission, especially carbon dioxide caused by fossil fuel burning.

With this reason, the Ministry of Energy began the Energy Efficiency Development Plan and appointed the EPPO to conduct a study and map out a plan spanning over 20 years and covering 3 major economic sectors: Transportation, Industry, and Commercial Building and Residential. Goals and measures leading to energy conservation for each sector will then be drawn up so that other entities – public and private – can base their operating plans on these goals and measures to attain success in the same direction. This would continue to benefit the country in a sustainable manner.

ปฏิบัติการได้ในทิศทางเดียวกันเพื่อนำไปสู่ผลสำเร็จอันเป็นประโยชน์ต่อประเทศชาติอย่างยั่งยืนต่อไป

กระทรวงพลังงานได้ตั้งคณะกรรมการจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปีขึ้นมา โดยมีปลัดกระทรวงพลังงาน (ดร.ณอคุณ สิทธิพงศ์) เป็นประธาน รองปลัดกระทรวงพลังงาน (ดร.คุรุจิต นาครทรรพ) เป็นรองประธาน และมีผู้แทนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งภายในและภายนอกกระทรวง รวมทั้งผู้ทรงคุณวุฒิจากทั้งภาครัฐและภาคเอกชนเป็นกรรมการ นอกจากนี้ยังได้จัดให้มีการประชุมสัมมนารับฟังความคิดเห็นต่อแผนดังกล่าว จากหน่วยงานภาครัฐ เอกชน และประชาชนทั่วไป ใน 5 ภูมิภาคทั่วประเทศ โดยจัดขึ้นที่จังหวัดเชียงใหม่ สงขลา นครราชสีมา ชลบุรี และกรุงเทพฯ เพื่อนำข้อคิดเห็นที่ได้รับจากผู้เข้าร่วมการประชุมมาปรับปรุงแผนให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น



In this connection, the Ministry of Energy set up a committee in preparation for the 20-Year Energy Efficiency Development Plan, with Permanent-Secretary of Ministry of Energy Dr. Norkun Sitthiphong as the chairman and Deputy Permanent-Secretary Dr. Kurujit Nakhonthap as the deputy chairman. The committee members consists of representatives from concerned agencies both inside and outside the ministry as well as experts from both public and private sectors. In addition, seminars were held at five different places around the country, i.e. Chiang Mai, Songkhla, Nakorn Rachasima, Chonburi and Bangkok to acquire views and comments from seminar participants in an effort to come up with a holistic approach.



สาระสำคัญของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 – 2573)

สมมติฐานที่ใช้ในการคาดการณ์ความต้องการพลังงานในอนาคต ประกอบด้วย

- 1) อัตราการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมของประเทศ (GDP) เฉลี่ยร้อยละ 4.3 ต่อปี
- 2) อัตราการเพิ่มของประชากรประมาณร้อยละ 0.3 ต่อปี
- 3) แบบจำลองที่พัฒนาขึ้น ใช้ข้อมูลสถิติย้อนหลัง 20 ปี ตั้งแต่ปี 2533 จนถึงปี 2553 โดยได้ใช้ปี 2553 (ค.ศ. 2010) เป็นปีฐาน

Summary of the 20-Year Energy Efficiency Development Plan (2011–2030)

Hypotheses used in making forecast of demand for energy in the future consist of:

- 1) GDP growth of 4.3 percent per year
- 2) Population growth of 0.3 percent per year
- 3) A model based on previous statistics during 20 years (1990–2010) using the information in 2010 as the base year.



วัตถุประสงค์ของแผน เพื่อกำหนดเป้าหมาย ยุทธศาสตร์ และแนวทางในการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานของประเทศในระยะสั้น 5 ปี และระยะยาว 20 ปี ทั้งในภาพรวมของประเทศ และรายภาคเศรษฐกิจที่มีการใช้พลังงานมาก ได้แก่ ภาคขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม ภาคอาคารธุรกิจและบ้านอยู่อาศัย

เป้าหมาย เพื่อลดความเข้มการใช้พลังงาน (Energy Intensity) ลง 25% ในปี 2573 เมื่อเทียบกับปี 2553 หรือลดการใช้พลังงานลง 23.5% ในปี 2573 หรือประมาณ 38,200 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe) จากภาคขนส่ง 16,800 ktoe ภาคอุตสาหกรรม 16,100 ktoe และภาคอาคารธุรกิจและบ้านอยู่อาศัย 5,300 ktoe

ยุทธศาสตร์ในการขับเคลื่อนแผนสู่การปฏิบัติ ประกอบด้วย

- 1) การใช้มาตรการผสมผสานทั้งการบังคับและการส่งเสริมสนับสนุนจูงใจ
- 2) การใช้มาตรการที่ส่งผลกระทบต่อในวงกว้าง การสร้างความตระหนัก การปรับเปลี่ยนพฤติกรรมและทิศทางตลาด
- 3) การให้ภาคเอกชนเป็นหุ้นส่วนสำคัญในการส่งเสริมและดำเนินการเพื่อให้เกิดการอนุรักษ์พลังงาน
- 4) การกระจายงานด้านอนุรักษ์พลังงานไปยังหน่วยงานที่มีความพร้อม
- 5) การใช้มืออาชีพและบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) เป็นกลไกสำคัญ
- 6) การเพิ่มการพึ่งพาตนเองและโอกาสเข้าถึงเทคโนโลยีประสิทธิภาพสูง

กลยุทธ์และมาตรการในการขับเคลื่อนแผนสู่การปฏิบัติ ประกอบด้วยกลยุทธ์ 5 ด้าน แบ่งออกเป็น 16 มาตรการ โดยมีกลยุทธ์ต่าง ๆ ดังนี้

- 1) **กลยุทธ์ด้านการบังคับด้วยกฎระเบียบและมาตรฐาน** จำนวน 4 มาตรการ
 - (1) มาตรการการบังคับใช้ พ.ร.บ. ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2550
 - (2) มาตรการการบังคับให้ติดฉลากแสดงประสิทธิภาพพลังงาน (Mandatory Labelling)
 - (3) มาตรการการบังคับใช้มาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำ (Minimum Energy Performance Standards หรือ MEPS)

Objective : To determine goals, strategies, and guidelines for the promotion of energy conservation for the country as a whole with a short-term goal for five years and a long-term goal for 20 years, and those for each economic sector with high energy consumption i.e. transportation, industry, office building and housing.

Goal : To lower energy intensity by 25 percent by the year 2030 from the level 2010 or by 23.5 percent by 2030, which is an equivalent of approximately 38,200 ktoe of oil; bring 16,800 in the Transportation sector, 16,100 ktoe in the Industrial sector and 5,300 ktoe in the Commercial Building and Residential sector.

Approaches and Implementation Plans consist of:

- 1) The use of both positive and negative incentive;
- 2) The use of measures that have a wide-spread effect, can create awareness, and can change in market behavior and market direction;
- 3) The inclusion of the private sector as an important stakeholder in the promotion, and implementation to achieve energy conservation;
- 4) The distribution of work among agencies and units that are equipped;
- 5) The inclusion of professionals and Energy Service Company (ESCO) as a crucial mechanism;
- 6) The effort to decrease dependence and increase access to advanced technology.

Strategies and measures towards the implementation, composed of five strategies and 16 measures as follows:

- 1) **Strategy-1 : Enforcement of regulatory measures and standards** (consisting of four measures)
 - (1) Enforcement of the Energy Conservation Act 2007;
 - (2) Enforcement of energy efficiency labelling (mandatory labelling);

(4) มาตรการการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำให้ธุรกิจพลังงานขนาดใหญ่ดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานให้ผู้ใช้พลังงาน (Energy Efficiency Resources Standards หรือ EERS)

2) กลยุทธ์ด้านการส่งเสริมและสนับสนุนการอนุรักษ์พลังงาน จำนวน 5 มาตรการ

(1) มาตรการการทำข้อตกลงด้านการประหยัดพลังงานแบบสมัครใจ (Voluntary Agreement)

(2) มาตรการการสนับสนุนและจูงใจให้มีการติดฉลากแสดงประสิทธิภาพพลังงานแบบสมัครใจสำหรับอุปกรณ์/เครื่องใช้ อาคาร และยานยนต์ที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูง

(3) มาตรการการสนับสนุนการเดินทางด้วยระบบขนส่งมวลชน (Mass Transit) และขนส่งสินค้าด้วยระบบ Logistics ที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูง

(4) มาตรการการสนับสนุนการลงทุนเพื่อดำเนินมาตรการประหยัดพลังงาน

(5) มาตรการการสนับสนุนการดำเนินการของบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO)

3) กลยุทธ์ด้านการสร้างความตระหนักและเปลี่ยนแปลงพฤติกรรม จำนวน 3 มาตรการ

(1) มาตรการการประชาสัมพันธ์และให้ความรู้ด้านการอนุรักษ์พลังงานแก่ประชาชนทั่วไป

(2) มาตรการการผลักดันแนวคิดและส่งเสริมกิจกรรมด้านการพัฒนาสังคมและเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Society และ Low Carbon Economy)

(3) มาตรการการกำหนดราคาพลังงานที่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงและการใช้มาตรการทางภาษีเป็นเครื่องมือที่สำคัญในส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

4) กลยุทธ์ด้านการส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม จำนวน 2 มาตรการ

(1) มาตรการการส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานและลดต้นทุนของเทคโนโลยี

(2) มาตรการการส่งเสริมการสาธิตเทคโนโลยีประสิทธิภาพพลังงานสูงที่พิสูจน์ทางเทคนิคแล้วแต่ยังไม่มีการใช้เชิงพาณิชย์ภายในประเทศ

(3) Enforcement of minimum energy performance standards (MEPS);

(4) Application of minimum standards for energy conservation on large users (Energy Efficiency Resources Standards or EERS).

2) Strategy-2 : Promotion and support for energy conservation (consisting of five measures)

(1) Signing of Voluntary Agreement on energy saving;

(2) Support and encouragement given to the energy efficiency labelling on a voluntary basis for devices/equipment in buildings and vehicles with high energy efficiency;

(3) Promotion of mass transit system and logistics system with high energy efficiency;

(4) Support for the investment in implementing energy saving measures;

(5) Support for Energy Service Company (ESCO's operations).

3) Strategy-3 : Raising awareness and changing behavior (consisting of three measures)

(1) Providing information about energy conservation to the public;

(2) Promotion of concepts and activities concerning the development of low-carbon society and low-carbon economy;

(3) Energy pricing that reflects the actual cost, and tax measures that are used as an important tool to promote energy conservation.

4) Strategy-4 : Promotion of the development of technology and innovation (consisting of two measures)

(1) Promotion of research and development to increase energy efficiency and reduce the cost of technology;

(2) Promotion of energy efficiency technology which have been technically proven but awaiting commercial application in the country.



5) กลยุทธ์ด้านการพัฒนากำลังคนและความสามารถ
เชิงสถาบัน จำนวน 2 มาตรการ

(1) มาตรการส่งเสริมการพัฒนาฝีมืออาชีพด้าน
การอนุรักษ์พลังงาน

(2) มาตรการส่งเสริมการพัฒนาความ
สามารถเชิงสถาบันของหน่วยงาน/องค์กร

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ ก่อให้เกิดการประหยัด
พลังงานขั้นสุดท้ายสะสมจนถึงปี 2573 รวมประมาณ
289,300 ktoe หรือเฉลี่ยปีละ 14,500 ktoe และหลีกเลี่ยง
การปล่อยก๊าซ CO₂ ได้ประมาณ 968 ล้านตัน หรือเฉลี่ย
ปีละ 48 ล้านตัน หากคิดเป็นมูลค่าทางการเงิน จะส่งผล
ให้เกิดการประหยัดค่าใช้จ่ายพลังงานสะสมประมาณ 5.4
ล้านล้านบาท หรือเฉลี่ย 271,700 ล้านบาทต่อปี

กรอบงบประมาณตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี
ในช่วง 5 ปีแรก (พ.ศ. 2554 – 2558) คาดว่าจำเป็นต้องใช้
เงินสนับสนุนจากภาครัฐประมาณ 29,500 ล้านบาท หรือ
เฉลี่ย 5,900 ล้านบาทต่อปี โดยแยกเป็นประเภทค่าใช้จ่าย
ตามภาคเศรษฐกิจ ดังนี้

- 1) ภาคอุตสาหกรรม จำนวน 11,000 ล้านบาท
- 2) ภาคขนส่ง จำนวน 9,500 ล้านบาท
- 3) ภาคอาคารธุรกิจขนาดเล็กและบ้านอยู่อาศัย
จำนวน 5,000 ล้านบาท

4) ภาคอาคารธุรกิจขนาดใหญ่ จำนวน 4,000 ล้านบาท
อย่างไรก็ตาม การส่งเสริมและการดำเนินมาตรการ
อนุรักษ์พลังงานในแต่ละภาคเศรษฐกิจมักเกี่ยวข้องกับ
หลายหน่วยงาน ดังนั้นในการดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์
พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 – 2573) ให้ได้ผลสำเร็จตาม
เป้าหมายที่ตั้งไว้ภายในปี 2573 (ค.ศ. 2030) นั้นจะต้องมี
กลไกการขับเคลื่อนที่มีประสิทธิภาพ และต้องอาศัยความ
ร่วมมือและความมุ่งมั่นของหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องทั้ง
ภาครัฐและเอกชน

ทั้งนี้ในการผลักดันแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ไปสู่การ
ปฏิบัติที่เป็นรูปธรรม จะต้องมีการจัดตั้งคณะอนุกรรมการ
ภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานขึ้น เพื่อจัดทำ
แผนปฏิบัติการภายใต้กรอบแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี
ฉบับนี้ เพื่อให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องนำไปดำเนินการต่อไป

5) Strategy-5 : Development of human
resources and institutional capacity (consisting of
two measures)

(1) Development of energy conservation
professionals;

(2) Development of institutional capacity of
agencies/organizations.

Expected outcomes : The strategies are expected
to bring about cumulative energy savings through
the year 2030 of 289,300 ktoe, or 14,500 ktoe per
year, and total reduction in CO₂ emission by about
968 million tonnes, or 48 million tonnes per year.
In monetary terms, this will ultimately result in energy
saving of about 5.4 trillion baht, or an average of
271,700 million baht per year.

**Budget for the 20 – Year Energy Efficiency
Development Plan :** In the first five years (2011 – 2015),
a total budget of 29,500 million baht, or 5,900
million baht per year is expected to be funded by
the government with the following cost breakdown
for each economic sector:

- 1) Industrial sector: 11,000 million baht;
- 2) Transportation sector: 9,500 million baht;
- 3) Small office building and household sector:
5,000 million baht;
- 4) Large office building sector: 4,000 million
baht.

However, the promotion and implementation
of energy conservation measures in each economic
sector would have to involve multiple agencies.
Therefore, an efficient mechanism would be needed
to drive the 20 – Year Energy Efficiency Development
Plan (2011 – 2030) to its goals set for the year 2030.
Cooperation and commitment from all parties involved
both in the public and private sectors are also required.

In this respect, a working subcommittee under
the Committee on Energy Policy Administration (CEPA)
would have to be established to map out action plans
to be carried out by relevant agencies.

ผลการดำเนินงานตามนโยบายพลังงาน ปี 2554

Implementation outcomes of the Energy Policy 2011

ด้านปิโตรเลียม

1. การทบทวนการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ (NG)

รัฐบาลได้ทบทวนและปรับปรุงนโยบายราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ ให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน มีความชัดเจน โปร่งใส เป็นธรรม และสร้างความเสมอภาคให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ รายต่าง ๆ รวมถึงสามารถสร้างแรงจูงใจในการปรับปรุงประสิทธิภาพให้กับผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ ผู้ประกอบกิจการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อและผู้ประกอบการรายอื่น ๆ ที่จะเข้ามามีส่วนร่วมในการประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติในอนาคต ซึ่งการทบทวนดังกล่าวสอดคล้องกับประกาศ กพช. ฉบับที่ 1/2544 และคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2550 และอยู่ภายใต้การกำกับดูแล/ดำเนินการของ สนพ. รวมทั้งเพื่อให้เป็นไปตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตรา 65 ได้กำหนดให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) กำหนดหลักเกณฑ์อัตราค่าบริการของผู้ได้รับใบอนุญาตสำหรับกิจการการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ และสำหรับกิจการการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ ผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ภายใต้นโยบายและแนวทางที่ กพช. กำหนด

กพช. ได้มีมติเมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554 เห็นชอบการทบทวนการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ (NG) และมอบหมายให้ กกพ. รับผิดชอบดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป ดังนี้

1) การกำหนดราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยรายกลุ่ม เพื่อให้มีการใช้ทรัพยากรในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุด รัฐได้มีนโยบายในการบริหารจัดการก๊าซฯ ในอ่าวไทย โดยส่วนหนึ่งใช้เป็นวัตถุดิบให้โรงแยกก๊าซ เพื่อผลิตก๊าซหุงต้มและวัตถุดิบให้กับอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และอีกส่วนหนึ่งใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตไฟฟ้า โดยใช้ราคา

PETROLEUM

1. A Review of Natural Gas Pricing Structure (NG).

The government reviewed and adjusted the natural gas pricing policy and gas distribution charge to keep pace with the current situation. The attempt was to also ensure transparency and fairness to all users while creating incentives for gas sellers, gas pipeline operators, and future gas operators to improve their efficiency. Such review corresponded with the NEPC's announcement no. 1/2001 and the 2007 manual for natural gas price calculation and distribution charge, which is under EPPO's supervision. According to the Energy Industry Act B.E. 2550 Section 65, the Energy Regulatory Commission was assigned to determine service fees for business operators with the licence for natural gas supply and wholesale, as well as those with the licence for natural gas distribution through pipeline using the natural gas transmission system under NEPC guidelines.

The National Energy Policy Council reached an agreement on 23 February 2011 on a review of the natural gas pricing structure and appointed the Energy Regulatory Commission to proceed with the matter as follows:

1) The set up of price structure for the natural gas.

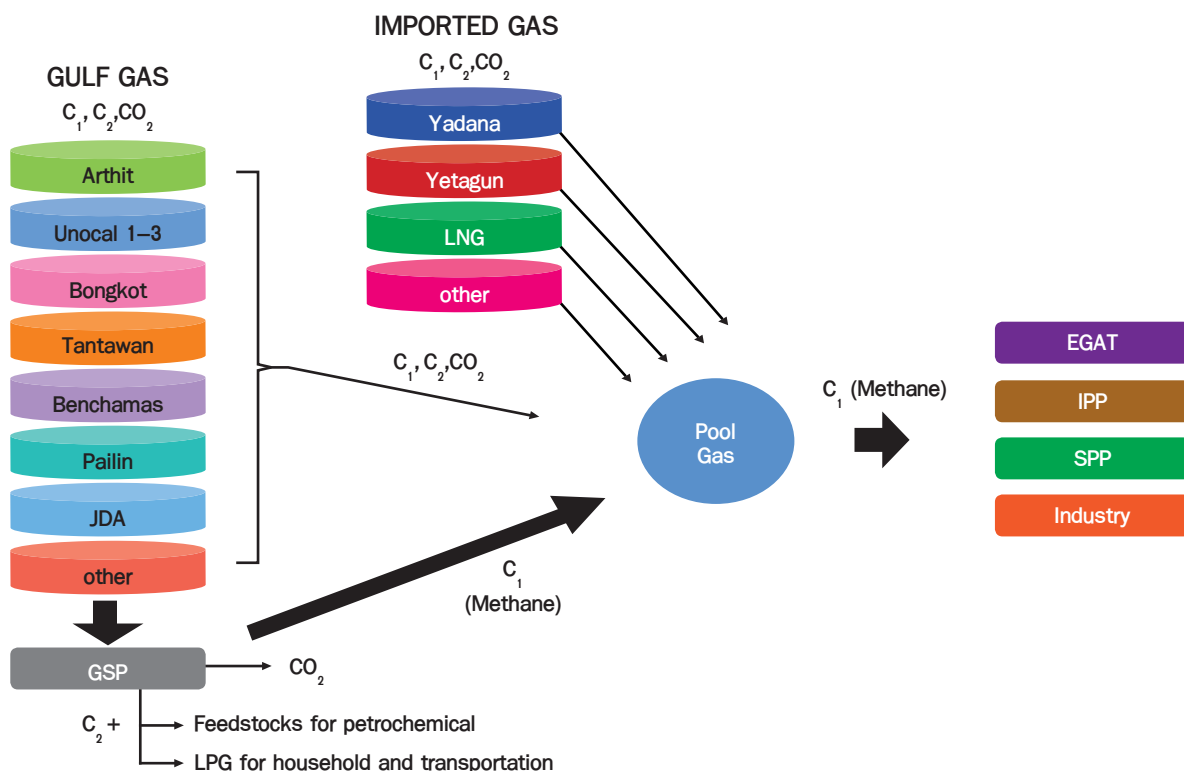
In an effort to optimise the use of natural gas resources available in the country, the government has come up with a policy to manage natural gas in the Gulf of Thailand. One portion of indigenous gas is to be sent to gas separation plants for producing cooking gas, and to the petrochemical plants for use

ก๊าซฯ เฉลี่ยในอ่าวไทยเท่ากัน แต่เนื่องจากปริมาณความต้องการของภาคไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ก๊าซฯ ในอ่าวไทยไม่เพียงพอต่อความต้องการของประเทศ จึงต้องนำเข้าก๊าซฯ จากต่างประเทศ เช่น สหภาพพม่า ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และ/หรือก๊าซฯ จากแหล่งอื่นๆ ในอนาคต ประกอบกับนโยบายที่ต้องการให้ต้นทุนเชื้อเพลิงก๊าซฯ ในการผลิตไฟฟ้าเท่ากันทั่วประเทศ ราคาก๊าซฯ เฉลี่ยของผู้ผลิตไฟฟ้าจึงต้องถ่วงเฉลี่ยก๊าซฯ จากอ่าวไทยที่เหลือจากการจ่ายให้โรงแยกก๊าซกับก๊าซฯ นำเข้า

จากการศึกษาทบทวนเห็นว่า ควรคงการแบ่งโครงสร้างกลุ่มไว้แบบเดิมเนื่องจากจะทำให้ประเทศได้ผลประโยชน์สูงสุด แต่เพื่อให้ง่ายต่อความเข้าใจ ควรยกเลิกการใช้คำว่าราคา Pool 1 และ Pool 2 และเปลี่ยนมาใช้คำว่า “ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักสำหรับก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย” (Gulf of Thailand Weighted Average Cost of Gas; Gulf Gas) ส่วนที่เหลือที่จัดว่าเป็น Pool Price (Pool 2 ในปัจจุบัน) เปลี่ยนเป็นต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักสำหรับก๊าซฯในประเทศ” (Thailand Weighted Average Cost of Gas; Pool Gas) หรือ “ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักสำหรับก๊าซฯที่ใช้ในภาคไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง” ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังภาพ

as feedstock. The other portion is used as fuel for electricity generation. These two portions are based on the average price of gas produced in the Gulf of Thailand. Nevertheless, due to increasing demand from power, industrial, and transport sectors, gas import from neighbouring countries such as Myanmar as well as LNG and gas from other sources became necessary. Moreover, the government wishes to see one single price of natural gas for power generation in all parts of the country. Therefore, the average price of natural gas sold to power producers is the price of natural gas in the Gulf of Thailand after supplies for gas separation plants, and the price of imported gas that are averaged out.

It was found from the pricing review that the existing price structure should be maintained since it gives maximum benefit to the country. In order to prevent further confusion, the terms “Pool 1” and “Pool 2” should be discontinued and replaced with “Gulf of Thailand Average Cost of Gas; Gulf Gas” and “Thailand Weighted Average Cost of Gas; Pool Gas”, respectively. The image below illustrates this change.



ทั้งนี้ ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซฯ ในที่นี้หมายถึง ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซฯ ที่คำนวณแบบถ่วงน้ำหนักตามค่าความร้อนของราคาเนื้อก๊าซฯ ที่ผู้จัดหาก๊าซฯ รับซื้อจากผู้ผลิตและ/หรือผู้ใช้มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู โดยแบ่งเป็น 2 กลุ่มตามที่ได้กล่าวข้างต้น ดังนี้

(1) Gulf Gas : เป็นก๊าซฯ สำหรับโรงแยกก๊าซฯ ประกอบด้วยก๊าซฯ จากอ่าวไทย

(2) Pool Gas : เป็นก๊าซฯ ที่จำหน่ายให้แก่โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ใช้ก๊าซฯ อื่น ๆ ประกอบด้วยก๊าซฯ จากอ่าวไทยที่เหลือจากการจ่ายให้โรงแยกก๊าซฯ ก๊าซจากสหภาพพม่า แหล่งยาตาและแหล่งเยตากูน ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และก๊าซฯ จากแหล่งอื่น ๆ ในอนาคต

ทั้งนี้ ในส่วนของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซฯ สำหรับโรงไฟฟ้าน้ำพองให้เป็นไปตามที่ ปตท. รับซื้อจากผู้รับสัมปทาน

2) แก๊วของค์ประกอบในสูตรโครงสร้างราคาก๊าซฯ จากอัตราผลตอบแทนการจัดหาและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ (M) เป็น อัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและคำสั่งก๊าซธรรมชาติ (S) โดยอัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและคำสั่งก๊าซธรรมชาติ (S) แยกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

(1) ค่าใช้จ่ายสำหรับการจัดหาและคำสั่งก๊าซฯ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ กำหนดสัญลักษณ์เท่ากับ S_1

(2) ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซฯ และการส่งก๊าซฯ ให้ได้ตามปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซฯ ระหว่างผู้จัดหาก๊าซฯ และผู้ผลิตก๊าซฯ และสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ระหว่างผู้จำหน่ายก๊าซฯ และผู้ใช้ก๊าซฯ รวมถึงความเสี่ยงอื่น ๆ เช่น การเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีของผู้ใช้ก๊าซฯ ที่ทำให้ความต้องการก๊าซฯ ต่างจากคุณภาพก๊าซฯ ที่ได้รับจากผู้ผลิต การเปลี่ยนแปลงแผนการรับก๊าซฯ และการบำรุงรักษาที่ไม่สอดคล้องกับการทำงานของผู้ผลิต ความเสี่ยงในการรับก๊าซฯ เนื่องจากโครงการของผู้ใช้ก๊าซฯ ไม่แล้วเสร็จตามแผน เป็นต้น โดยกำหนดสัญลักษณ์เท่ากับ S_2

ทั้งนี้ มอบหมายให้ กฟผ. ดำเนินการกำหนดหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและคำสั่งก๊าซธรรมชาติ (S) ตามมาตรา 65 แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 และนำเสนอต่อ กพข. เพื่อทราบต่อไป

An average price of natural gas mentioned here is the weighted average price of natural gas calculated in baht per million BTU from the heating value of the gas that the gas supplier buys from the gas producer or the user. This is categorized as follows:

(1) Gulf Gas: is the gas from the Gulf of Thailand intended for separation plants.

(2) Pool Gas: is the gas supplied to the power plants of EGAT, independent power producers, small power producers and other gas users. This includes the gas from the Gulf of Thailand after distribution to GSPs, gas from Myanmar's Yadana and Yetagun fields, LNG, and gas from possible sources in the future.

In this regard, the average price of gas for Nam Phong Power plant is the agreed purchase price between PTT and the concessionaire.

2. The alteration of pricing formula from the return rate on supply and sale of natural gas (M) to the service fee for supply and wholesale of natural gas (S), whereby the service fee for supply and wholesale of natural gas (S) is composed of two different parts as follows:

(1) Expenses on supply and wholesale of natural gas, as well as the operating expense is presented with the ' S_1 ' symbol.

(2) Cost of insurance against the quality of gas and the delivered volume which must be in accordance with the sale-purchase contract between the gas supplier and the gas producer, as well as the sale-purchase contract between the gas seller and the gas user. This encompasses other risks e.g. the change in gas users' technology which may result in demand for gas of different quality, change in gas receiving plans, maintenance schedule that does not correspond with the producer's operations, risk from gas receiving if the user's project can not complete as planned, etc. This is presented with the ' S_2 ' symbol.



3) ให้คงหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ (T) ตามคู่มือการคำนวณราคาก๊าซฯ และอัตราค่าบริการส่งก๊าซฯ พ.ศ. 2550 ทั้งนี้ในส่วนของการประเมินมูลค่าสินทรัพย์และขยายอายุใช้งานใหม่ของระบบท่อส่งก๊าซฯ ในอนาคต ที่ผ่านมามีได้กำหนดให้ดำเนินการประเมินโดย ปตท. โดยต้องได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เห็นควรมอบหมายให้ กกพ. เป็นผู้ดำเนินการประเมินมูลค่าทรัพย์สินและขยายอายุใช้งานใหม่ในอนาคต

4) กำหนดโครงสร้างราคาก๊าซฯ จำแนกตามกลุ่มผู้ใช้ก๊าซฯ ดังนี้

(1) การซื้อขายก๊าซฯ ระหว่าง ปตท. กับโรงแยกก๊าซฯ โดยมีการกำหนดสูตรราคา ดังนี้

$$P_{\text{โรงแยกก๊าซ}} = \text{Gulf Gas} + S + Td_{\text{zone 1}} + Tc$$

(2) การซื้อขายก๊าซฯ ระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. โดยมีการกำหนดสูตรราคา ดังนี้

$$P_{\text{กฟผ.}} = \text{Pool Gas} + S + Td_{\text{zone 1 + 3}} + Tc$$

(3) การซื้อขายก๊าซฯ ระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. ที่อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีการกำหนดสูตรราคาก๊าซฯ ดังนี้

$$P_{\text{ขนอม}} = \text{Pool Gas} + S + Td_{\text{zone 2}} + Tc$$

(4) การซื้อขายก๊าซฯ ระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. ที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา โดยมีการกำหนดสูตรราคาก๊าซฯ ดังนี้

$$P_{\text{จะนะ}} = \text{Pool Gas} + S + \text{Tariff}_{\text{TTM}} + Td_{\text{zone 4}} + Tc$$

(5) การซื้อขายก๊าซฯ ระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. ที่อำเภอ น้ำพองจังหวัดขอนแก่น โดยมีการกำหนดสูตรราคา ดังนี้

$$P_{\text{น้ำพอง}} = (\text{WH ตามข้อตกลงระหว่าง ปตท. กับผู้รับสัมปทาน}) + S + Td_{\text{zone 5}} + Tc$$

(6) การซื้อขายก๊าซฯ ระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) โดยมีการกำหนดสูตรราคา ดังนี้

$$P_{\text{IPP}} = \text{Pool Gas} + S + Td_{\text{zone 1 + 3}} + Tc$$

The Energy Regulatory Commission (ERC) was assigned to establish regulations pertaining to the service fee procurement for gas supply and wholesale (S) in compliance with Section 65 of Energy Industry Act B.E. 2550 and proposed to EPPO for acknowledgement.

3) The calculation method for gas transmission via pipeline (T) is kept unchanged according to the gas price calculation manual and the gas delivery fee for 2007. Regarding the valuation of assets and the extension of the use of pipeline in the future. Energy Regulatory Commission was assigned to do the job. Earlier, PTT had been assigned to do such valuation with endorsement by EPPO.

4) The natural gas pricing structure was drawn up be based on groups of users as follows.

(1) Pricing formula for gas sale and purchase between PTT and gas separation plants:

$$P_{\text{(gas separation plant)}} = \text{Gulf Gas} + S + Td_{\text{zone 1}} + Tc$$

(2) Pricing formula for gas sale and purchase between PTT and EGAT:

$$P_{\text{EGAT}} = \text{Pool Gas} + S + Td_{\text{zone 1 + 3}} + Tc$$

(3) Pricing formula for gas sale and purchase between PTT and EGAT at Kanom, Nakorn Sri Thammarat:

$$P_{\text{Kanom}} = \text{Pool Gas} + S + Td_{\text{zone 2}} + Tc$$

(4) Pricing formula for gas sale and purchase between PTT and EGAT at Jana, Songkhla:

$$P_{\text{Jana}} = \text{Pool Gas} + S + \text{Tariff}_{\text{TTM}} + Td_{\text{zone 4}} + Tc$$

(5) Pricing formula for gas sale and purchase between PTT and EGAT at Nampong, Khonkaen:

$$P_{\text{Nampong}} = (\text{WH based on agreement between PTT and the concessionaire}) + S + Td_{\text{zone 5}} + Tc$$

(7) การซื้อขายก๊าซฯ ระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) โดยมีการกำหนดสูตรราคา ดังนี้

$$P_{SPP} = \text{Pool Gas} + S + Td_{\text{zone 1 + 3}} + Tc$$

โดย

S หมายถึง อัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและคำสั่งก๊าซฯ มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู ซึ่งประกอบด้วย S_1 คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับการจัดหาและคำสั่งก๊าซฯ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ และ S_2 คือ ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซฯ และการส่งก๊าซฯ ให้ได้ตามปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซฯ ระหว่างผู้จัดหาก๊าซฯ และผู้ผลิตก๊าซฯ และสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ระหว่างผู้จำหน่ายก๊าซฯ และผู้ใช้ก๊าซฯ รวมถึงความเสี่ยงอื่น ๆ (ทั้งนี้ค่า S อาจมีอัตราที่แตกต่างกันไปตามกลุ่มผู้ใช้ก๊าซฯ)

Td หมายถึง อัตราค่าบริการส่งก๊าซฯ ทางท่อในส่วน Demand Charge สำหรับระบบท่อในพื้นที่ (Zone) ตามที่ กพข. กำหนด มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู โดย Zone 1 คือ ระบบท่อส่งก๊าซนอกชายฝั่งที่ระยอง Zone 2 คือ ระบบท่อส่งก๊าซนอกชายฝั่งที่ขอนแก่น Zone 3 คือ ระบบท่อส่งก๊าซบนฝั่ง Zone 4 คือ ระบบท่อส่งก๊าซบนฝั่งที่ฉะเชิงเทรา และ Zone 5 คือ ระบบท่อส่งก๊าซบนฝั่งที่น้ำพอง

Tc หมายถึง อัตราค่าบริการส่งก๊าซฯ ทางท่อในส่วน Commodity Charge มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

Tariff_{TTM} หมายถึง ค่าบริการส่งก๊าซฯ ของระบบท่อในทะเลของ บริษัท ทรานส์ไทย-มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด หรือ TTM (Thailand) ที่ TTM เรียกเก็บจาก ปตท. เพื่อขนส่งก๊าซฯ จากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย (JDA) มาขึ้นฝั่งที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

2. การเพิ่มขีดความสามารถนำเข้า การจ่าย และระบบขนส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)

คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2551 และวันที่ 11 มกราคม 2554 ได้เห็นชอบแนวทางการแก้ไขปัญหา LPG โดยเพิ่มขีดความสามารถในการรองรับ LPG ของคลังนำเข้า และขยายขีดความสามารถของการขนส่งและการกระจาย LPG ของคลังภูมิภาค แต่คลังนำเข้าของ ปตท. (เขาน้อย) สามารถรองรับก๊าซได้ 132,000 ตัน/เดือน และคลังลอยน้ำ (FSU) รองรับก๊าซได้ 40,000 ตัน/เดือน

(6) Pricing formula for gas sale and purchase between PTT and IPP:

$$P_{IPP} = \text{Pool Gas} + S + Td_{\text{zone 1 + 3}} + Tc$$

(7) Pricing formula for gas sale and purchase between PTT and SPP:

$$P_{SPP} = \text{Pool Gas} + S + Td_{\text{zone 1 + 3}} + Tc$$

S indicates the service fee for gas supply and wholesale – in baht per million BTU. This consists of S_1 – expenses for supply and wholesale of natural gas as well as operating fee; and S_2 – cost of insurance against the quality of gas and the delivered volume which must be in accordance with the contract between the gas supplier and the gas producer, as well as the sale–purchase contract between the gas seller and the gas user. This also includes the cost of other risks (the S value varies according to the group of user).

Td indicates the service fee in baht per million BTU for pipeline transmission (Demand Charge) using the pipeline zoning system set by ERC. Zone 1 covers the gas pipeline system offshore Rayong; Zone 2 covers the gas pipeline system offshore Kanom; Zone 3 covers the onshore gas pipeline system; Zone 4 covers the onshore pipeline system in Jana; and Zone 5 covers the onshore pipeline system in Nampong.

Tc indicates the service fee for pipeline transmission (Commodity Charge) in baht per million BTU.

Tariff_{TTM} indicates the service fee in baht per million BTU for offshore gas transmission pipeline of Trans Thai–Malaysia Company or TTM (Thailand) collected from the PTT for gas transmission from the Joint Development Area (JDA) to the shore in Jana, Songkhla.

2. Increase in the capacity for import, distribution and transport system of liquefied petroleum gas (LPG).



รวม 172,000 ตัน/เดือน ซึ่งจากความต้องการใช้ก๊าซ LPG ที่ขยายตัวอย่างต่อเนื่องส่งผลให้ตั้งแต่ปี 2556 เป็นต้นไป ปริมาณนำเข้าจะเกินกว่าขีดความสามารถของระบบคลัง และท่าเรือนำเข้าของ ปตท. โดยปัจจุบัน ปตท. มีคลัง ภูมิภาคกระจายอยู่ทั่วประเทศ จำนวน 6 แห่ง ซึ่งขีดความสามารถในการรับจ่ายของคลังภูมิภาคเหล่านี้ไม่สามารถรองรับปริมาณความต้องการใช้ก๊าซ LPG ในภูมิภาค ที่ขยายตัวสูงขึ้นได้ ประกอบกับคำสั่งนายกรัฐมนตรีที่ 4/2547 ข้อ 10 กำหนดว่าในกรณีที่ กบง. กำหนดให้มีการจ่ายเงินชดเชยจากกองทุนสำหรับน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทำ ในราชอาณาจักรให้ผู้ประกอบการสถาบันบริหารกองทุน พลังงานทำหน้าที่ส่งจ่ายเงินจากกองทุนน้ำมันฯ ชดเชย ให้แก่ผู้ผลิตน้ำมันเชื้อเพลิง ณ โรงกลั่นและจำหน่ายเพื่อ ใช้ในราชอาณาจักร ตามปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงที่ผลิตและ จำหน่ายเพื่อใช้ในราชอาณาจักรในอัตราที่คณะกรรมการ ประกาศกำหนด จึงทำให้ปัจจุบันผู้มีสิทธิขอรับการชดเชย การนำเข้า และชดเชยค่าขนส่งจากคลังชลบุรีไปจำหน่ายยัง คลังภูมิภาค มีเพียง ปตท. รายเดียวเท่านั้น ส่วนผู้ค้าน้ำมัน ตามมาตรา 7 ที่จำหน่ายก๊าซ LPG รายอื่น ที่มีศักยภาพ ในการนำเข้าไม่สามารถขอรับการชดเชยได้เนื่องจากไม่ได้ เป็นผู้ผลิต จากปัญหาดังกล่าว ครม. เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 ได้เห็นชอบการเพิ่มขีดความสามารถในการนำเข้า และการจ่ายก๊าซ LPG โดยแบ่งเป็น 2 ระยะ ดังนี้

ระยะสั้น

(1) เพิ่มขีดความสามารถการนำเข้าก๊าซ LPG โดยให้ ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ที่จำหน่ายก๊าซ LPG รายอื่นที่มี ศักยภาพในการนำเข้าได้รับเงินชดเชยจากการนำเข้าตาม ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง และกำหนดหลักเกณฑ์ในการนำเข้า

The Cabinet, on 19 November 2008 and 11 January 2011, approved various guidelines to resolve LPG problems by increasing the gas receiving capacity at LPG import depots and pushing for the expansion of gas transport capacity and distribution of upcountry LPG depots into. However, the PTT's (Khao Boya) has a capacity to store 132,000 tonnes of LPG per month and the FSU 40,000 tonnes per month, which totals 172,000 tonnes per month. Due to an increasing demand for LPG, the import volume from 2013 onwards could possibly exceed the capacity of PTT's depot and pier systems. At present, all of PTT's six gas depots across the country are not able to accommodate the expanding gas through put due to the increasing the demand for LPG upcountry. The order of the prime minister No. 4/2004 Section 10 stipulates that in the event that the Committee on Energy Policy Administration agrees to grant subsidy from the Oil Fund for fuels produced in the country, the Director of Energy Fund Administration Institute (EFAI) is to take charge of paying such subsidy to fuel producers for fuels produced at the refinery and distributed for consumption in the Kingdom according to the volumes of fuel produced and distributed for use in the Kingdom at the rates specified by the committee. At present, the PTT is the only entity that is eligible for the subsidy for its gas imports and transport cost from the depot in Chonburi to other depots. Other oil traders under Section 7 who sell LPG and are capable of doing LPG import are not eligible for the subsidy because they are not producers. On 3 May 2011, the cabinet agreed upon the increase of the capacity for LPG import and distribution, which is to be done in two manners.

Short-term period:

(1) Increase LPG import capacity by giving subsidy to other oil traders under Section 7 with a capacity to import LPG for their actual import cost.

ก๊าซ LPG เช่น ไม่เกินกว่าค่าใช้จ่ายนำเข้าของ ปตท. โดยจะสามารถเพิ่มขีดความสามารถในการนำเข้าได้ประมาณ 22,000 ตัน/เดือน

(2) เพิ่มขีดความสามารถการจ่ายก๊าซ LPG ไปยังภูมิภาค โดยให้ผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ที่จำหน่ายก๊าซ LPG รายอื่นเข้ามามีส่วนช่วยในการขนส่งและกระจายก๊าซ LPG ไปยังภูมิภาค โดยให้มีสิทธิได้รับเงินชดเชยค่าขนส่งจากคลังจังหวัดชลบุรีไปยังคลังจำหน่ายในภูมิภาคเช่นเดียวกับ ปตท. โดยจะสามารถเพิ่มขีดความสามารถในการจ่ายก๊าซ LPG ไปยังคลังภูมิภาคได้ประมาณ 16,500 ตัน/เดือน โดยแบ่งเป็นการขนส่งไปยังคลังขอนแก่น 8,000 ตัน/เดือน คลังลำปาง 4,500 ตัน/เดือน และคลังนครสวรรค์ 4,000 ตัน/เดือน

โดยมอบหมายให้ สทพ. และกรมธุรกิจพลังงาน ร่วมกันดำเนินการแก้ไขคำสั่งนายกรัฐมนตรีฯ ที่ 4/2547 เรื่อง กำหนดมาตรการเพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง และกำหนดหลักเกณฑ์ในการนำเข้าก๊าซ LPG ต่อไป

ระยะยาว

มอบหมายให้ ปตท. เร่งดำเนินการขยายระบบคลังท่าเรือนำเข้า และระบบคลังจ่ายก๊าซ LPG ดังนี้

(1) ขยายระบบคลังและท่าเรือนำเข้าที่คลังก๊าซเขาบ่อยา เพื่อรองรับความต้องการนำเข้าในอนาคตอย่างเพียงพอโดยการขยายระบบคลังและท่าเรือนำเข้าที่คลังก๊าซเขาบ่อยา ให้มีกำลังนำเข้าสูงสุด 250,000 ตัน/เดือน และก่อสร้างคลังและท่าเรือนำเข้าแห่งใหม่มีกำลังนำเข้าสูงสุด 250,000 ตัน/เดือน

(2) ขยายระบบคลังจ่ายก๊าซบ้านโรงโป๊ะ เพื่อขยายขีดความสามารถในการจ่ายก๊าซ LPG ไปยังคลังภูมิภาคต่างๆ เพื่อรองรับความต้องการในอนาคตอย่างเพียงพอโดยการขยายกำลังการจ่ายทั้งทางรถยนต์และรถไฟ ซึ่งจะทำให้คลังก๊าซบ้านโรงโป๊ะสามารถจ่าย LPG ได้ 276,000 ตัน/เดือน

(3) ขยายระบบคลังภูมิภาค โดยมีรายละเอียดการขยายระบบคลังภูมิภาคต่างๆ ดังนี้

Specific guidelines related to LPG import will be set out, e.g. The subsidy must not exceed PTT's import cost. This would increase the import capacity by approximately 22,000 tonnes per month.

(2) Increase LPG distribution capacity to the provinces allow other oil traders under Section 7 to take part in transporting and distributing LPG with eligibility to receive a subsidy for their transport cost from the gas depot in Chonburi for distribution upcountry, the same manner as PTT. This will increase the distribution capacity to upcountry depots by 16,500 tonnes per month, being 8,000 tonnes to Khonkaen depot, 4,500 tonnes to Lampang depot, and 4,000 to Nakorn Sawan depot.

In this connection, the EPPO and Department of Energy Business were assigned to work together for the amendment of the Prime Minister's order no.4/2004 regarding measures to prevent fuel shortages and guidelines for LPG imports.

Long-term period:

Appoint PTT to accelerate the expansion of the LPG terminal and distribution systems as follows:

(1) Expand terminal system at Khao Boya to accommodate future imports. Such expansion should be made to reach the maximum capacity of 250,000 tonnes per month alongside the construction of a new terminal capable for receiving gas import of 250,000 tonnes per month.

(2) Expand the gas distribution system at Ban Rong Po in an effort to increase LPG distribution to upcountry depots in order to ensure sufficient supply in the future. The expansion of the distribution is meant for both truck and rail transport, which will enable the distribution capacity at Rong Po Depot to of 276,000 tonnes per month.

(3) Expand the capacity of upcountry depots, as shown in the table below.



คลังภูมิภาค Upcountry depot	แผนการขยาย (ปี 2554 – 2560) Expansion plan (2011 – 2017)
คลังก๊าซบางจาก Bangchak depot	สร้างคลังใหม่รองรับความต้องการในอนาคต คาดว่าใช้เวลาประมาณ 4–5 ปี Build a new depot to cope with future demand, expected for completion in 4–5 years
คลังก๊าซขอนแก่น Khonkaen depot	เพิ่มถังบรรจุก๊าซ LPG ขนาด 1,000 ตัน จำนวน 1 ถัง และช่องจ่ายทางรถยนต์อีก 4 ช่อง Build an additional 1,000–tonne LPG sphere and four additional loading bays for trucks
คลังก๊าซนครสวรรค์ Nakornsawan depot	เพิ่มช่องทางจ่ายทางรถยนต์อีก 2 ช่อง Arrange for two additional loading bays for trucks
คลังก๊าซลำปาง Lampang depot	–
คลังก๊าซสุราษฎร์ธานี Surat Thani depot	เพิ่มถังบรรจุก๊าซ LPG ขนาด 1,000 ตัน จำนวน 1 ถัง Build an additional 1,000–tonne LPG sphere.
คลังก๊าซสงขลา Songkhla depot	เพิ่ม Loading Arm ที่ท่าเรืออีก 1 ท่า เพื่อเพิ่มความสามารถในการรับก๊าซ LPG ทางเรือ Build an additional at the jetty Loading Arm to increase gas receiving capacity

(4) ขยายระบบขนส่งก๊าซ LPG จากโรงแยกก๊าซฯ ไปยังคลังจ่ายก๊าซบ้านโรงโป๊ะและคลังก๊าซเขาบ่อยา

3. การจัดหาก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมันในประเทศ เพื่อทดแทนการนำเข้า

ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2553 ปริมาณการจัดหาเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 484 พันตัน/เดือน โดยเป็นการจัดหาในประเทศที่ระดับ 358 พันตัน/เดือน และมีความต้องการใช้ก๊าซ LPG เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 483 พันตัน/เดือน ทำให้ต้องมีการนำเข้าเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 127 พันตัน/เดือน และในปี 2554 โรงแยกก๊าซธรรมชาติ 6 จะเริ่มดำเนินการผลิต ซึ่งจะส่งผลให้การผลิตเพิ่มขึ้นประมาณ 96,000 ตัน/เดือน แต่จากการที่ต้องจำหน่ายให้ปิโตรเคมี ซึ่งเป็นไปตามสัญญาในการสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติ 6 ดังนั้นจึงเหลือจำหน่ายให้ภาคครัวเรือน/ขนส่ง/อุตสาหกรรม ไตรมาส 1 – 2 ที่ระดับ 60,000 ตัน/เดือน และไตรมาส 3 – 4 อยู่ที่ระดับ 30,000 ตัน/เดือน จึงมีความจำเป็นต้องนำเข้าเฉลี่ย 123 พันตัน/เดือน ปัจจุบันขีดความสามารถของ ปตท. ในการนำเข้าก๊าซ LPG ที่เขาบ่อยาอยู่ที่ระดับ 120,000 – 140,000 ตัน/เดือน แม้ว่าจะแก้ไขปัญหาโดยนำก๊าซ LPG จากโรงกลั่นมาขายในตลาดมากขึ้นก็ตาม แต่จากความต้องการใช้ในอนาคตที่เพิ่มสูงขึ้น จึงทำให้เกิดปัญหาในการนำเข้าก๊าซ LPG

ดังนั้น เพื่อให้ปริมาณก๊าซ LPG เพียงพอต่อความต้องการใช้ กพข. เมื่อวันที่ 30 ธันวาคม 2553 ได้มีมติ

(4) Expand the LPG transport system from gas separation plants to Ban Rong Po and Khao Boya gas depots.

3. LPG supply from local refineries to substitute for imports.

During the first nine months of 2010, average LPG supply was 484,000 tonnes per month, being 358,000 tonnes per month from domestic sources, while the average demand for LPG was 483,000 tonnes per month – reflecting the need for an import of 127,000 tonnes per month. In 2011, the sixth separation plant would become operational, adding an additional production capacity of some 96,000 tonnes per month. However, by the agreement earlier made, LPG from the sixth gas separation plant must be delivered to the petrochemical industry, only 60,000 tonnes per month was left for the transport, household, and industrial sectors in the 1st and 2nd quarters, and 30,000 tonnes per month in the 3rd and 4th quarters. An import of approximately 123,000 tonnes per month on average was, therefore, needed. The PTT's Khao Boya depot is currently capable of receiving LPG import of 120,000 – 140,000 tonnes per month. Despite the attempt to increase LPG

เห็นชอบการจัดหาก๊าซ LPG จากโรงกลั่นน้ำมันในประเทศ เพื่อทดแทนการนำเข้า โดยเพิ่มแรงจูงใจให้โรงกลั่นน้ำมันนำก๊าซ LPG ที่จำหน่ายให้กับอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และใช้ในกระบวนการกลั่น (Own Used) มาจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงให้กับประชาชนแทนและเพิ่มปริมาณการผลิตก๊าซ LPG ให้มากขึ้นกว่าปัจจุบัน โดยใช้หลักเกณฑ์การคำนวณดังนี้

หลักเกณฑ์การคำนวณราคาก๊าซ LPG ของโรงกลั่น

$$LPG_{WT} = \frac{(333 \times Q_1) + (CP \times Q_2)}{(Q_1 + Q_2)}$$

โดยที่ LPG_{WT} คือ ราคาก๊าซ LPG ณ โรงกลั่นของโรงกลั่น (S/Tonne) ราคเป็นรายเดือน

CP คือ ราคาประกาศเปโตรมิน ณ ราสทานูรา ซาอุดีอาระเบียเป็นสัดส่วนระหว่างโพรเพนกับบิวเทน 60 ต่อ 40 (\$/Tonne) ราคเป็นรายเดือน

Q_1 คือ ปริมาณที่จำหน่ายให้กับภาคครัวเรือน/ขนส่ง/อุตสาหกรรม กำหนดให้คงที่ 34,069 ตัน/เดือน

Q_2 คือ ปริมาณที่จำหน่ายให้กับปิโตรเคมีและ Own Used กำหนดให้คงที่ 107,977 ตัน/เดือน

หลักเกณฑ์การคำนวณอัตราเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG ของโรงกลั่น

$$X = \frac{(LPG_{WT} - 333) \times Ex}{1,000}$$

โดยที่ X คือ อัตราเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG ของโรงกลั่น (บาท/กก.)

Ex คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทต่อดอลลาร์ที่ธนาคารพาณิชย์ขายให้ลูกค้าธนาคารทั่วไปประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย โดยใช้ค่าเฉลี่ยย้อนหลังในเดือนที่ผ่านมา

production from domestic refineries, it is likely to be inadequate to meet future demand causing LPG import problems.

To increase domestic LPG production, the NEPC, on 30 December 2010, adopted a resolution with an attempt to produce more LPG from domestic refineries to substitute for imports. Local refineries are encouraged, with more incentives, to divert their LPG supply for the petrochemical industry and for their own use to distribute to the public while increasing their LPG production. The price calculation method is illustrated below.

Calculation formula of ex-refinery price of LPG:

$$LPG_{WT} = \frac{(333 \times Q_1) + (CP \times Q_2)}{(Q_1 + Q_2)}$$

where LPG_{WT} indicates LPG ex-refinery price (\$ per Tonne) on a monthly basis.

CP indicates the Petromin price announced at Ras Tanura, Saudi Arabia with the ratio between 60 : 40 (propane : butane) on a monthly basis.

Q_1 indicates the sales volume for household/transport/ industrial sectors, which is fixed at 34,069 tonnes per month.

Q_2 indicates the sales volume for the petrochemical industry and Own Use, which is fixed at 107,977 tonnes per month.

Calculation formula of subsidy for LPG production cost at refineries:

$$X = \frac{(LPG_{WT} - 333) \times Ex}{1,000}$$

where X indicates the subsidy for LPG production cost at the refineries (baht per kg)

Ex indicates the average exchange rate Thai commercial banks offer to common customers. The rate is announced by the Bank of Thailand using the average figure from the previous month as reference.



ด้านไฟฟ้า

1. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2553 – 2573

1) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2553 – 2573 ฉบับปรับปรุง ครั้งที่ 1 (แนวทางการแก้ไขปัญหาระยะสั้น)

เพื่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์และสอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศที่เกิดขึ้นจริงในระบบของ กฟผ. ที่ปัจจุบันมีค่าเท่ากับ 24,009.9 เมกะวัตต์ สูงกว่าค่าพยากรณ์ที่ใช้จัดทำแผน PDP 2010 (22,690 เมกะวัตต์) ถึง 1,320 เมกะวัตต์ โดยคาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้านี้จะมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ดังนั้น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้นำเรื่อง “การปรับแผนงานโครงการโรงไฟฟ้าในระยะสั้นเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น” เสนอต่อ กพข. เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 ซึ่งได้เห็นชอบแนวทางดังกล่าว โดยการให้ปรับแผนงานโครงการโรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ในระยะสั้นเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นโดยยึดหลักที่ว่า เป็นโครงการโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า และสามารถพัฒนาให้แล้วเสร็จได้ในระยะสั้น และเพื่อเสริมระบบได้ทัน จึงมีแนวทางแก้ไขปัญหาระยะเร่งด่วน ดังนี้

- (1) แนวทางเร่งดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 (800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ.
- (2) แนวทางปรับแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (SPP Cogeneration) และ
- (3) ปรับแผนให้มีการเร่งโครงการวังน้อยหน่วยที่ 4 และโครงการจะนะ หน่วยที่ 2 ของ กฟผ. ให้แล้วเสร็จเร็วขึ้นอีก 3 เดือน

อย่างไรก็ดี จากเหตุการณ์ระเบิดของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima Daiichi หน่วยที่ 1, 2, 3 และ 4 ในจังหวัดฟุกุชิมะ ประเทศญี่ปุ่น ในเดือนมีนาคม 2554 ทำให้เกิดการรั่วไหลของกัมมันตภาพรังสีสู่บรรยากาศและน้ำทะเล แม้ Tokyo Electric Power Company (TEPCO) ซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าจะมีมาตรการในการควบคุมการแพร่กระจาย

ELECTRICITY :

1. Thailand’s Power Development Plan 2010 – 2030

1) Thailand’s Power Development Plan 2010 – 2030 first revision (short-term solution)

In response to the new highs of domestic demand for electricity, of which the current level measured in the EGAT system showed 24,009.9 MW and which was higher than the forecast figure in PDP 2010 (22,690 MW) by 1,320 MW). As the upward trend of electricity demand appears to persist, the EPPO proposed “a short-term adjustment plan for power plant project to meet the increasing demand for electricity” to the NEPC on 25 November 2010. The NEPC agreed with the proposal and subsequently recommended an adjustment to the large power producer project in the short run to accommodate the demand, based on the principle that the project is suitable with efficiency and stability in producing electricity. Development of such project must not be time-consuming to be able to quickly support the main system. EPPO recommendations for short-term solution include:

- (1) Acceleration of EGAT’s North Bangkok the development of power plant 2 (800 MW);
- (2) Adjustment of the plan for power purchase from small power producers with cogeneration system (SPP Cogeneration); and
- (3) Acceleration of EGAT’s Wangnoi Unit 4 and Jana Unit 2 projects with completion targeted at three months before.

However, as a result of the explosion of the Fukushima Daiichi nuclear power plant Unit 1, 2, 3 and 4, in Fukushima prefecture of Japan on March 2011, which was followed by radiation leakages into the atmosphere and the ocean, Tokyo Electric Power

ของกัมมันตภาพรังสีและแผนการหล่อเย็นเตาปฏิกรณ์ แต่ยังไม่สามารถแน่ใจได้ว่า TEPCO จะทำได้จริง ส่งผลกระทบต่อความเชื่อมั่นและการยอมรับโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ของประชาชนชาวไทย รวมทั้งท่าทีของรัฐบาลในหลายประเทศต้องการทบทวนโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2554 สทพ. ได้เสนอเรื่องการปรับเลื่อนกำหนดโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในแผน PDP 2010 อีกครั้งต่อ กพข. ซึ่งได้มีมติเห็นชอบการปรับเลื่อนดังกล่าว พร้อมทั้งมอบหมายให้สำนักพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ (สพน.) รับผิดชอบดำเนินการศึกษาวิเคราะห์เพื่อปรับปรุงการเตรียมความพร้อมและสร้างความรู้ความเข้าใจให้ประชาชนอย่างต่อเนื่องในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป โดยสรุปสาระสำคัญการปรับเลื่อนโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในแผน PDP 2010 ดังนี้

- ด้านการเตรียมความพร้อมโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เพื่อให้มีการทบทวนในมาตรการความปลอดภัยทางนิวเคลียร์ (Nuclear Safety) และการเตรียมความพร้อมในด้านต่าง ๆ เช่น ด้านกฎหมาย (Legislative Framework) ด้านการกำกับดูแล (Regulatory Framework) และด้านการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder Involvement) เป็นต้น และควรจะต้องมีแผนรองรับเพิ่มเติมดังบทเรียนอุบัติเหตุของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่เกิดขึ้นในประเทศญี่ปุ่น

- ปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไปอีก 3 ปีจากเดิม และเลื่อนกำหนดจ่ายไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเข้ามาทดแทนตามแผน PDP 2010 เดิมให้เร็วขึ้นจากปี 2565 เลื่อนเป็นปี 2563 ทั้งนี้ จะทำให้มีโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์บรรจุในแผนรวมทั้งสิ้น 4 โรง โดยโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์โรงที่ 5 (NPP#5) จะอยู่นอกกรอบแผน PDP 2010 ซึ่งมีระยะ 20 ปี (2553 – 2573) และในการดำเนินการดังกล่าวจะส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น ดังนั้น กระทรวงพลังงาน และ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จำเป็นต้องพิจารณาปรับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติและเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับให้เหมาะสมต่อไป

Company (TEPCO), despite its high standard, on the control of the spread of radiation and its reactor cooling down, was unable to secure public confidence. This has subsequently made an impact on the Thai society concerning safety. The incident also caused various governments to review their nuclear power plant projects. On 27 April 2011, the EPPO proposed to defer the nuclear power plant project in the PDP 2010 Plan to the NEPC, and the proposal was agreed upon. NEPC also appointed the Nuclear Power Program Development Office (NPPDO) to do further studies while enhancing public understanding. The rationale of deferment of the nuclear power plant project in the PDP 2010 is summarised below;

- Important points that need review are the nuclear safety, legislative framework, regulatory framework, and stakeholder involvement, as well as emergency response plan with lessons learnt from the nuclear incident in Japan.

- The nuclear power plant project is postponed for another three years from schedule while accelerating the power production from cogeneration power plants that use natural gas as fuel under the PDP 2010 Plan from the year 2022 to 2020. As a consequence four nuclear power plants are to remain in the PDP 2012 Plan which spans 20 years (2010 – 2030) with an exclusion of the fifth nuclear power plant (NPP#5).





2) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ 2010 ฉบับปรับปรุง ครั้งที่ 2 (การปรับเลื่อนนิวเคลียร์ออกไป 3 ปี)

เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบให้ปรับเลื่อนกำหนดโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไป 3 ปี จากโรงแรก ปี 2563 เป็นปี 2566 และมอบหมายให้ สพน. ดำเนินการเตรียมความพร้อมและทบทวนมาตรการด้านความปลอดภัยสร้างความรู้ความเข้าใจให้ประชาชนอย่างต่อเนื่องในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป เนื่องจากเหตุการณ์อุบัติเหตุโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima Daiichi หน่วยที่ 1, 2, 3 และ 4 ในจังหวัดฟุกุชิมะ ประเทศญี่ปุ่น ส่งผลกระทบต่อการยอมรับของประชาชนและท่าทีของรัฐบาลในหลายประเทศต้องการทบทวนโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

กระทรวงพลังงานจึงเสนอให้มีการปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 ฉบับปรับปรุง ครั้งที่ 1 (PDP 2010 Rev 1) เพื่อให้มีการทบทวนมาตรการความปลอดภัยทางนิวเคลียร์ (Nuclear Safety) และการเตรียมความพร้อมในด้านต่าง ๆ เช่น ด้านกฎหมาย (Legislative Framework) ด้านการกำกับดูแล (Regulatory Framework) และด้านการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder Involvement) รวมทั้งการมีแผนรองรับเพิ่มเติมดังบทเรียนที่เกิดขึ้นในประเทศญี่ปุ่น

2. โครงการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน

การรับซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

รัฐบาลไทยและรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) เพื่อจะรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว 7,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558 ปัจจุบันมี 6 โครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการ โดยสรุปสถานการณ์การดำเนินการดังนี้

1) โครงการเทิน-หินบูนส่วนขยาย (220 MW) ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement – PPA) ระหว่าง กฟผ. และผู้ลงทุนแล้ว เมื่อวันที่ 22 ธันวาคม 2550 ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการ

By so doing, the natural gas consumption is likely to increase. The Energy Ministry and PTT PCL should re-consider the country's natural gas supply plan and make the required infrastructure ready for the changed situation.

2) Thailand's Power Development Plan 2010 – second revision (postponement of nuclear project for three years)

On 3 May 2011, the Cabinet called for the postponement of nuclear power plant project for another three years (from 2020 to 2023) and appointed the NPPDO to proceed with a review of safety measures and keep the public continuously informed of relevant knowledge. Due to the Fukushima Daiichi nuclear incident at units 1,2,3 and 4 in Fukushima prefecture of Japan, public concern was raised while the governments of many countries turned to review their nuclear power plans.

In this regard, the Ministry of Energy proposed to delay the nuclear power plant project in The Power Development Plan (2010 – 2030) first revision (PDP 2012 Rev. 1) to review safety measures along with other preparations, e.g. the legislative framework, regulatory framework, as well as the involvement of stakeholders, and emergency response plan using lessons learned in Japan.

2. Power purchase from neighbouring countries

Power purchase from Lao People's Democratic Republic

The governments of Thailand and Laos PDR have signed a Memorandum of Understanding to purchase 7,000 MW of electricity from Laos PDR by 2015. Six projects are currently operational, detail of which are as follows:

1) Theun-Hinboun (expansion) Project (220 MW) – Power Purchase Agreement (PPA) was signed

ก่อสร้างโดยกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือนมีนาคม 2555

2) **โครงการหงสาถิกไนต์ (1,473 MW)** ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ระหว่าง กฟผ. และผู้ลงทุน เมื่อวันที่ 2 เมษายน 2553 ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้าง และมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนมิถุนายน 2558 – มีนาคม 2559

3) **โครงการเซเปียน-เซินน้ำน้อย (390 MW)** ปัจจุบัน กฟผ. อยู่ระหว่างจัดทำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ซึ่งหากจัดทำแล้วเสร็จจะนำเสนอคณะกรรมการประสานความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าระหว่างไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) พิจารณาให้ความเห็นชอบร่าง PPA โครงการดังกล่าวต่อไป

4) **โครงการไชยะบุรี (1,220 MW)** กระทรวงพลังงาน/กฟผ. ได้ดำเนินการเปิดเผยข้อมูลโครงการดังกล่าวต่อสาธารณชนตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 27 กันยายน 2554 และได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กับผู้พัฒนาโครงการ เมื่อวันที่ 29 ตุลาคม 2554 โดยกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนมกราคม 2562

5) **โครงการน้ำจิม 3 (440 MW)** ปัจจุบันอยู่ระหว่างการตรวจพิจารณาร่าง PPA ของอัยการสูงสุด โดยกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนมกราคม 2560

6) **โครงการน้ำเจียบ 1 (260 MW)** ได้มีการลงนาม Tariff MOU ระหว่าง กฟผ. และผู้พัฒนาโครงการ เมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2554 ปัจจุบันอยู่ระหว่างเตรียมจัดทำร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) โดยกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ได้ในวันที่ 31 มกราคม 2561

3. ข้อเสนอโครงการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยภายใต้กระทรวงพลังงาน

1) **โครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานระยะที่ 1 : ส่วนสถานีไฟฟ้าแรงสูง**

เมื่อวันที่ 18 มกราคม 2554 คณะรัฐมนตรีได้อนุมัติโครงการปรับปรุงและขยายระบบส่งไฟฟ้าที่เสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานระยะที่ 1 : ส่วนสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. โดยให้ กฟผ. ได้รับความเห็นของกระทรวง

between EGAT and investors was signed on 22 December 2007. The plant is now construction and commercial operation is expected for March 2012.

2) **Hongsa Lignite Project (1,473 MW)** – Power Purchase Agreement (PPA) between EGAT and investors was signed on 2 April 2010. The plant is now under construction and commercial operation is expected between June 2015 and March 2016.

3) **Xe-Pian Xe-Namnoi Project (390 MW)** – Power Purchase Agreement is being drafted and will then be presented to the subcommittee on power cooperation between Thailand and neighbouring countries for submission to the NEPC for approval.

4) **Xayaburi Project (1,220 MW)** – The Energy Ministry and EGAT have previously revealed the project detail to the public following the Cabinet resolution on 27 September 2011. The sale-purchase agreement was signed by the EGAT and project developer on 29 October 2011 with commercial operation expected for January 2019.

5) **Nam Ngum Project 3 (440 MW)** – The draft of Power Purchase Agreement is being reviewed by the Attorney General. The commercial operation is planned for January 2017.

6) **Nam Ngeip Project 1 (260 MW)** – The Tariff MOU between EGAT and the project developer was signed on 12 July 2011. Power Purchase Agreement is being drafted with the commercial operation planned for 31 January 2018.

3. Proposals of Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) under the Ministry of Energy

1) **Improvement and expansion project for dilapidated transmission system, Phase 1: High voltage station**

On 18 January 2011, the Cabinet approved the improvement and expansion project for dilapidated transmission system, Phase 1: High voltage station under EGAT. In this regard, EGAT is required to seek recommendations from Ministry of Finance, Ministry



การคลัง กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ไปพิจารณาดำเนินการต่อไป ปัจจุบัน กฟผ. อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างโครงการ โดยมีกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ในเดือน เมษายน 2557

2) โครงการโรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 2 และโครงการโรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 4

คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 22 กุมภาพันธ์ 2554 ได้อนุมัติหลักการโครงการโรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 2 และโครงการโรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 4 ของ กฟผ. ในวงเงินลงทุนรวม 23,724.5 ล้านบาท และ 21,474 ล้านบาท ตามลำดับ โดยในส่วนของโรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 2 ให้ดำเนินการได้เมื่อคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติให้ความเห็นชอบรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) แล้ว และให้กระทรวงพลังงาน/กฟผ. ได้รับความเห็นของ สศช. สำนักงบประมาณ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ไปพิจารณาดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้อง ปัจจุบัน กฟผ. อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างโครงการ โดยกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 4 ในเดือนมิถุนายน 2557 และโครงการโรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 2 ในเดือนกรกฎาคม 2557

3) โครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนมาย-ก

เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 คณะรัฐมนตรีอนุมัติโครงการระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนมาย-ก ของ กฟผ. ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างสายส่ง โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในเดือนมกราคม 2559

of Natural Resources and Environment and National Economic and Social Development Board. Currently, the EGAT is implementing the project and the commercial operation is scheduled for April 2014.

2) Jana power plant (unit 2) and Wang Noi power plant (unit 4) projects

The Cabinet, on 22 February 2011, approved in principle Jana Power Plant (unit 2) and Wang Noi Power Plant (unit 4) projects under EGAT with an investment of 23,724.5 and 21,474 million baht respectively. The Jana Power Plant (unit 2) project will be allowed for implementation as soon as the National Environment Board grants an approval for the Environmental Impact Assessment. Then, the Energy Ministry and EGAT will have to review recommendations from NESDB, Bureau of the Budget, Ministry of Natural Resources and Environment and Energy Regulatory Commission before proceeding with relevant measures. The construction, under EGAT responsibility, is now underway with power distribution from Wang Noi Plant (unit 4) planned for June 2014 and Jana Plant (unit 2) planned for July of the same year.

3) Transmission project for power purchase from Mai-kok Thermal Power Plant

On 3 November, the Cabinet granted an approval for expected for EGAT's transmission project for power purchase from Mai-kok Thermal Power Plant. The transmission cables are being installed with the completion expected for January 2016.

4) The expansion of power transmission system to accommodate SPP Cogeneration according to the 2010 power purchase regulations

The Energy Ministry proposed the expansion of the main transmission system in order to accommodate SPP Cogeneration according to the 2010 regulations to the Cabinet on 18 October 2011. The EGAT is now proceeding with the construction of the grid with the completion expected between December 2014 and September 2015.

4) โครงการขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับ โรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายเล็กระบบ Cogeneration ตาม ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า พ.ศ. 2553

กระทรวงพลังงานเสนอ โครงการขยายระบบส่ง ไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายเล็กระบบ Cogeneration ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2553 ของ กฟผ. ต่อคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2554 ปัจจุบัน กฟผ. อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้า ดังกล่าว คาดว่าจะแล้วเสร็จประมาณเดือนธันวาคม 2557 ถึงเดือนกันยายน 2558

5) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเขื่อนคลองตรอน เขื่อนก๊วกอหมา และท้ายเขื่อนจุฬาภรณ์

เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนมา-กก ของ กฟผ. ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างสายส่ง โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในเดือนมกราคม 2559

4. การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

1) การดำเนินการของคณะกรรมการบริหารมาตรการ ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิต ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (คณะกรรมการบริหารฯ) ได้ถูกแต่งตั้งขึ้นโดย กพช. เมื่อวันที่ 29 กรกฎาคม 2553 โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิต ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และเร่งรัดการดำเนินการ พิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

คณะกรรมการบริหารฯ ได้มีการกำหนดแนวทาง การคัดกรองโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไว้ ได้แก่ แนวทางการดำเนินการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าของ การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง แนวทางการปฏิบัติตามหลักกฎหมาย ในการบอกเลิกสัญญาและห้ามเปลี่ยนแปลงแก้ไขเพิ่มเติม สัญญาโครงการพลังงานหมุนเวียน แนวทางการดำเนินการ กับโครงการที่ไม่สามารถดำเนินการได้ตามกำหนด SCOD และแนวทางการดำเนินการกับโครงการที่ได้รับการ ตอรับซื้อไฟฟ้าแล้วแต่ไม่สามารถลงนามสัญญาซื้อขาย ไฟฟ้าภายในระยะเวลาที่ระบุระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

5) Klong Tron, Kew Kor Ma dam and Chulabhorn Dam hydro power plants.

The Cabinet on 18 October 2011, approved the hydro electricity project in Klong Tron, Kew Kor Ma and Chulabhorn dams by EGAT. The project is currently underway with an expected completion in June 2017.

4. Promotion of Power Generation from Renewable Energy



1) A actions taken by the executive committee on promoting power generation from renewable energy

The Managing Committee on Power Generation from Renewable Energy Promotion (Managing Committee) was set up by the NEPC on 29 July 2010 work on and tasked with the administration of the measures to promote electricity generation from renewable energy and accelerates electricity purchase from power producers with electricity generation from renewable energy.

The Committee drew up measures for screening electricity generation from renewable energy projects. Such measures include guidelines for power purchase for the three electricity authorities, guidelines about the legal process for contract termination and prohibition of amendment to renewable energy project contracts, guidelines for dealing with projects failing to follow SCOD, and guidelines for dealing with projects which had have already been approved for power production but are unable to arrange for the power purchase contract signing within the period stated in the power purchase regulations.



1.1) แนวทางการดำเนินการพิจารณาซื้อไฟฟ้าของ การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

(1) แนวทางการดำเนินการพิจารณา ตอบรับซื้อไฟฟ้า โครงการที่จะพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าได้ จะต้องมีการพิจารณาเงื่อนไขสำคัญที่ครบถ้วนใน 8 ด้าน ดังนี้

- มีจุดเชื่อมโยงกับระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือระบบส่งที่ชัดเจน

- มีกำหนด SCOD ที่แน่นอน

- ระบบส่งและระบบจำหน่าย หรือระบบส่งสามารถรองรับการรับซื้อไฟฟ้าได้ตาม SCOD ที่กำหนดข้างต้น

- ผ่านความเห็นชอบทางด้านเทคนิคจาก กฟผ.

- มีการวางหลักค่าประกัน สำหรับโครงการที่ยื่นเสนอขายไฟฟ้าตามประกาศเรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เดือนสิงหาคม 2552

- มีแผนการดำเนินการที่เหมาะสมและชัดเจน

- โครงการที่ใช้ชีวมวลหรือขยะเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ต้องมีการชี้แจงแหล่งที่มาของเชื้อเพลิง โดยโครงการที่ใช้ขยะเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าต้องไม่เป็นขยะยางรถยนต์หรือขยะที่ก่อให้เกิดมลพิษในทุกขั้นตอนการผลิต

- ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะต้องมีหลักฐานแสดงความพร้อมของการจัดหาที่ดินซึ่งเป็นที่ตั้งโครงการพลังงานลม โดยมีเอกสารสิทธิ หนังสืออนุญาต หรือหนังสือยินยอมให้ใช้ที่ดินอย่างชัดเจน จากบุคคลหรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง สำหรับผู้ประกอบการที่ใช้พื้นที่ของ สปก. สามารถ



1.1) Guidelines for The Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), The Provincial Electricity Authority (PEA) and The Metropolitan Electricity Authority (MEA) power purchase

(1) Guidelines for consideration prior to making a decision on power purchase: Projects to be given confirmation of the power purchase must be assessed using the following eight criteria:

- The project must have a connecting point to a transmission system and distribution system or a transmission system, which could be easily seen.

- Being well-equipped with a certain SCOD

- The transmission system and distribution system or transmission system are able to support the electricity purchase according to the SCOD.

- The project must be technically approved by Electricity Generating Authority of Thailand

- For projects with a power sales proposal according to the announcement on adders for power purchase using renewable energy dated August 2009, a guarantee is required.

- The project must have an appropriate and clear operating plan

- Projects using biomass or garbage as fuel for electricity generation need to declare the fuel source. In this regard, projects using garbage for electricity generation must not use tires or any kind of garbage which may cause pollution throughout the entire production process.

- Power producers using wind energy need to declare a document showing the rights to use the land for establishing a wind farm i.e. title deeds, permit, or a document stating permission to use the land from involved person or agency. For power producers who use the land belonging to Agricultural Land Reform Office are allowed to submit a permit for land use from Agricultural Land Reform Office instead.

แสดงเอกสารคัดแปลงที่ดินของ สปก.แทนเอกสารสิทธิหนังสืออนุญาต หรือหนังสือยินยอมให้ใช้ที่ดิน

(2) **แนวทางการพิจารณาลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า** โครงการที่จะพิจารณาลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้จะต้องมีการพิจารณาเงื่อนไขสำคัญที่ครบถ้วนใน 5 ด้าน

- ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า
- ผ่านความเห็นชอบทางด้านเทคนิคจาก กฟผ.
- ผ่านการตรวจสอบความพร้อมของโครงการ

ใน 4 ด้าน ได้แก่ 1) การจัดหาที่ดินที่เหมาะสม โดยมีเอกสารสิทธิ หรือหนังสือการยินยอมใช้ที่ดินอย่างชัดเจนจากบุคคลหรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 2) มีแหล่งเงินทุนโครงการ โดยมีหนังสือสนับสนุนทางการเงินจากสถาบันการเงินในประเทศหรือสถาบันการเงินต่างประเทศที่มีสาขาในประเทศไทยสำหรับโครงการที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100 kW (ยกเว้นโครงการของหน่วยงานราชการ) 3) มีการจัดหาเทคโนโลยี และ 4) ได้รับใบอนุญาต หรืออยู่ระหว่างดำเนินการตามขั้นตอนที่เกี่ยวข้องกับการขอใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนดอย่างชัดเจน

- ทำข้อตกลงยินยอมการชำระค่าใช้จ่ายการปรับปรุงระบบ (ถ้ามี)
- จัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (ตามที่กฎหมายกำหนด) และต้องนำผลอนุมัติรายงานฯ จากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมหรือหน่วยงานของรัฐอื่นๆ ที่มีอำนาจหน้าที่อนุมัติ มาแสดงต่อกรไฟฟ้า

1.2) **แนวทางการปฏิบัติตามหลักกฎหมายในการบอกเลิกสัญญาและห้ามเปลี่ยนแปลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาโครงการพลังงานหมุนเวียน**

คณะกรรมการบริหารฯ เมื่อวันที่ 27 มกราคม 2554 เห็นชอบข้อเสนอแนวทางการปฏิบัติตามหลักกฎหมายตามมูลเหตุแห่งการบอกเลิกสัญญาหรือห้ามเปลี่ยนแปลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญา ดังนี้ (1) โครงการที่แจ้งความประสงค์ขอยกเลิกสัญญาโดยยังไม่ถึงวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) (2) โครงการที่ไม่จัดส่งแผนการดำเนินงาน

(2) Guidelines for **signing a power purchase contract**: Projects qualified for making a power purchase contract have to meet the following five criteria:

- The project must have received a confirmation for power purchase from the Electricity Authority.
- The project must be technically approved by Electricity Generation Authority of Thailand.
- The project must have gone through an examination to ensure its readiness in four areas, i.e. 1) possessing an appropriate land by declaring title deeds or a document stating permission for land use from involved person or agency 2) possessing fund by declaring a financial support document from a source of domestic financial institutions or overseas financial institutions with branches in Thailand; this condition is applied for projects with production capacity of >100kW (except for a government project) 3) possessing the required technology 4) possessing a license or being under the process to acquire all licenses required by the law.
- The project must agree to take responsibility for the system-developing cost (if any).
- The project must have an EIA report (as required by the law) and submit the document which shows the report approval by Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning or other authorized governmental agencies to the Electricity Authority.

1.2) **Guidelines for acting in compliance with the lands regarding termination of contract and prohibition for amendment of contract on renewable energy project**



(Milestone) ตามที่การไฟฟ้าร้องขอ หรือไม่แจ้งความคืบหน้าการดำเนินงานหรือขาดการติดต่อภายในระยะเวลาที่กำหนด (3) โครงการที่ไม่มีความคืบหน้าตามแผนดำเนินงานของโครงการ (Milestone) เมื่อถึงวัน SCOD (4) โครงการที่ยังไม่ได้รับความเห็นชอบทางด้านเทคนิคจาก กฟผ. และไม่สามารถเลื่อน SCOD ให้สอดคล้องกับความพร้อมของระบบส่งไฟฟ้าได้ (5) โครงการที่ขอเปลี่ยนแปลงสาระสำคัญของข้อเสนอโครงการ โดยห้ามมิให้โครงการที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วเปลี่ยนแปลงสาระสำคัญของข้อเสนอโครงการในด้านปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายสถานที่ตั้งโครงการ และเทคโนโลยี

1.3) แนวทางการดำเนินการกับโครงการที่ไม่สามารถดำเนินการได้ตามกำหนด SCOD และแนวทางการดำเนินการกับโครงการที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้วแต่ไม่สามารถลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลาที่ระบุระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

เมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2554 คณะกรรมการบริหารฯ ได้เห็นชอบข้อเสนอแนวทางการปฏิบัติตามหลักกฎหมาย ตามมูลเหตุแห่งการบอกเลิกสัญญาหรือห้ามเปลี่ยนแปลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญา ดังนี้

แนวทางการคัดกรองโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

(1) โครงการที่ไม่สามารถดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามกำหนด SCOD อันมีสาเหตุจากผู้ลงทุน โดยโครงการที่ต้องการจะขยาย SCOD ต้องแจ้งการขอ

On 27 January 2011, the Managing Committee approved a proposal on guidelines for acting in compliance with the law regarding termination of contract and prohibition for amendment of contract as follows: (1) Projects which requests for termination of contract prior to the date of SCOD; (2) Projects which do not submit operating plans (milestone) as requested by the Electricity Authority? or do not report the progress of the project implementation or fail to maintain contact within the required period; (3) Projects which fail to reach the agreed milestone by the date of SCOD; (4) Projects whose proposed technique has not yet been approved by the Electricity Generating Authority of Thailand while the SCOD cannot be adjusted to conform to the readiness of electricity transmission system; (5) Projects which request for amending the essence of a proposal Projects with power purchase contract are not allowed amend the essence of the proposal in terms of the proposed sales volume, location of the project, and technology.

1.3) Guidelines for dealing with projects failing to meet SCOD, and guidelines for dealing with projects which already received approval but could not sign the power purchase contract within the period stated in the power purchase regulations

On 24 November 2011, the Managing Committee agreed up on guidelines for acting in compliance with the laws regarding termination of contract or prohibition for amendment of contract as follows:

Guidelines for screening power production projects using renewable energy.

(1) Projects which fail to supply electricity to the grid within the period stated in SCOD as a result of the investors, the projects, if wishing to extend



ขยาย SCOD ก่อนครบกำหนด SCOD จึงจะสามารถพิจารณาขยาย SCOD ได้ 1 ครั้ง เป็นเวลา 6 เดือน ตามมติ กกพ. โดยพิจารณาความพร้อม 4 ด้าน และความเป็นไปได้ในการดำเนินโครงการให้แล้วเสร็จและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบทันกำหนด SCOD ที่ขยายเวลาให้ใหม่ ทั้งนี้ หากได้รับการขยายระยะเวลาครั้งที่ 1 แล้วแต่ยังไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตาม SCOD ที่ได้ขยายเวลาให้ โดยไม่มีเหตุที่จะอ้างได้ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าและเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้การไฟฟ้าทั้ง 3 ดำเนินการเรื่องการสิ้นสุดสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ทั้งนี้ หากไม่มีการกำหนดเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า มอบหมายให้การไฟฟ้าทั้ง 3 ในฐานะคู่สัญญาทำการยกเลิกภายใน 1 เดือน และรายงานรายชื่อโครงการพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวให้กับคณะกรรมการบริหารฯ ทราบต่อไป

(2) โครงการที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าก่อนวันที่ 17 มีนาคม 2553 แต่ไม่ลงนามสัญญาภายในระยะเวลาตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า (สำหรับโครงการ SPP ต้องลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายใน 2 ปี และสำหรับโครงการ VSPP ต้องลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายใน 60 วัน) มอบหมายให้การไฟฟ้าที่รับคำร้องขอเสนอขายไฟฟ้าดำเนินการยกเลิกคำร้องขอเสนอขายไฟฟ้าของโครงการและดำเนินการให้เป็นไปตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า และรายงานให้กับคณะกรรมการบริหารฯ ทราบต่อไป

SCOD, need to request for the extension of SCOD before the SCOD is reached. The SCOD extension will be approved for once lasting six months, as agreed by Electricity Regulatory Commission taking into account the readiness in four areas and possibility to complete the project and transmit the electricity into the grid within the extended SCOD period. If the projects fail to meet the approved extended SCOD without a reasonable cause according to the power purchase regulations and the conditions stated in the power purchase contract, EGAT, PEA and MEA is authorized to terminate the power purchase contract according to the conditions stated in the power purchase contract. However, in case such conditions are not stated in the power purchase contract, EGAT, PEA and MEA as the contract holder, is obliged to terminate the contract within one month and report the names of the renewable energy projects to the Managing Committee.

(2) Projects which had been approved before 17 March 2010 but later failed to sign the contract within the period stated in the power purchase regulations (for SPPs the power purchase contract must be signed within two years, and for VSPP, the power purchase contract must be signed within 60 days), the EGAT, PEA and MEA who received the power sale offer is obliged to terminate the offer and proceed with the power purchase regulations, and then report the Managing Committee.

(3) Projects whose the power purchase contracts were signed are not allowed amend the essence of the power purchase contract in terms of the location, technology, proposed sales volume, except for the case of force majeure as stated in



(3) โครงการที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ห้ามมิให้เปลี่ยนแปลงสาระสำคัญของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ประกอบด้วย สถานที่ตั้ง เทคโนโลยี ปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย ยกเว้นในกรณีที่เป็นเหตุสุดวิสัยตามที่กำหนดไว้ในสัญญา ทั้งนี้ โครงการที่มีการเปลี่ยนที่ตั้งโครงการ และเปลี่ยนจุดเชื่อมโยงอันเกิดจากเหตุสุดวิสัย ที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าเกิน 6 เมกะวัตต์ ต้องให้ กพพ. พิจารณาจุดเชื่อมโยงใหม่ เพื่อตรวจสอบความสามารถในการรองรับการเชื่อมโยงไฟฟ้า

(4) ยกเลิกคำร้องขอเสนอขายไฟฟ้า โครงการพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทเชื้อเพลิงที่ยังไม่ได้เสนอให้คณะกรรมการบริหารฯ พิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Adder นับตั้งแต่วันที่ กพข. มีมติ

(5) ให้การไฟฟ้าทั้ง 3 ปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าอย่างเคร่งครัด โดยเฉพาะอย่างยิ่งการใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์เป็นเชื้อเพลิงเสริมในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำขนาดเล็ก พลังคลื่นหรือมหาสมุทร พลังความร้อนใต้พิภพ และก๊าซชีวภาพ) โดยให้ กพพ. กำกับดูแลการซื้อขายไฟฟ้าให้ถูกต้องตามระเบียบโดยคำนึงถึงผลประโยชน์ของผู้ใช้ไฟฟ้าและภาครัฐเป็นสำคัญ

คณะกรรมการบริหารฯ ได้มีการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตามแนวทางการคัดกรองโครงการพลังงานหมุนเวียนข้างต้น สามารถเปรียบเทียบปริมาณไฟฟ้าที่ได้มีการรับซื้อไฟฟ้าในเดือนพฤศจิกายน 2554 กับปริมาณเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (Renewable Energy Development Plan: REDP) สรุปได้ดังตาราง

the contract. Projects with a production capacity of more than six MW whose location is changed, and whose connecting point is also changed due to force majeure need to be examined by the Electricity Generating Authority of Thailand in order to locate a new connecting point to ensure efficient connectivity.

(4) Projects using all types of renewable energy, which were not yet proposed to the Managing Committee for considering the power purchase in the form of Adder as from the day of NEPC's, are to be terminated resolution.

(5) All three Electricity Authorities (EGAT, PEA and MEA) are required to strictly follow the power purchase regulations, especially regarding the use of commercial fuel as supplementary fuel for power production from renewable energy (wind energy, solar energy, small hydro energy, wave or ocean energy, geothermal energy, and biogas energy). In this regard, the Energy Regulatory Commission is required to ensure the compliance taking into consideration the benefits of electricity consumers and the public sector.

The Managing Committee considered purchasing electricity generated from renewable energy according to the mentioned guidelines for screening renewable energy project. A comparison between the purchase volume in November 2011 and target volume in the Renewable Energy Development Plan (REDP) is summarized in the table



ตารางปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อในเดือนพฤศจิกายน 2554 เทียบกับปริมาณเป้าหมายแผนพัฒนาพลังงานทดแทน
 Table of the purchasing electricity generated from renewable energy in November 2011 that compared
 with the target volume in the REDP

เชื้อเพลิง Fuel Type	ปริมาณเป้าหมาย REDP (เมกะวัตต์) Target volume REDP (MW)	ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว with actual transmission to the grid		ลงนาม PPA แล้ว (รอ COD) with PPA already signed (waiting for COD)		ได้รับการตอบรับซื้อแล้ว (ยังไม่ลงนาม PPA) with acceptance to purchase (pending PPA signing)		อยู่ระหว่างการพิจารณา ตอบรับซื้อไฟฟ้า Under consideration for purchase	
		จำนวน (ราย) Number project	ปริมาณพลัง ไฟฟ้าเสนอขาย (MW) volume offered (MW)	จำนวน (ราย) Number project	ปริมาณพลัง ไฟฟ้าเสนอขาย (MW) volume offered (MW)	จำนวน (ราย) Number project	ปริมาณพลังไฟฟ้า เสนอขาย (MW) volume offered (MW)	จำนวน (ราย) Number project	ปริมาณพลัง ไฟฟ้าเสนอขาย (MW) volume offered (MW)
พลังงาน แสงอาทิตย์ Solar energy	500	85	65.14	438	2,048.33	65	368.41	183	1,116.85
ก๊าซชีวภาพ Biogas	120	70	106.93	33	60.28	26	41.92	47	76.00
ชีวมวล Biomass	3,700	84	704.72	220	1,564.15	50	406.69	36	264.43
ขยะ Municiple Solid Waste (MSW)	160	12	37.33	21	108.67	6	7.28	8	78.45
พลังน้ำ Hydro energy	324	6	13.28	5	6.10	2	0.305	1	0.03
พลังลม Wind energy	800	3	0.38	17	308.28	24	356.25	17	488.49
รวม Total	5,604	260	927.78	734	4,095.81	173	1,180.85	292	2,024.25

จากข้อมูลข้างต้นจะเห็นได้ว่า ปริมาณพลังไฟฟ้า
 เสนอขายจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนของเชื้อเพลิงบางประเภท
 เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานชีวมวล สูงเกินกว่า
 เป้าหมายแผน REDP 15 ปีอยู่มาก นอกจากนี้ยังพบว่า
 ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบจริง (COD) มีปริมาณน้อย
 มากหากเปรียบเทียบกับปริมาณไฟฟ้าที่ได้รับการลงนาม
 สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แสดงให้เห็นว่าผู้ประกอบการ
 จำนวนมากไม่มีความตั้งใจจริงในการดำเนินโครงการ
 โดยเฉพาะอย่างยิ่งผู้ประกอบการโครงการผลิตไฟฟ้าจาก
 พลังงานแสงอาทิตย์พยายามดำเนินโครงการให้ล่าช้า
 และทำการขอยาววัน SCOD เพื่อให้ได้ผลตอบแทนเพิ่ม
 มากขึ้น ซึ่งเป็นผลจากการที่ราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์
 มีราคาตกลงอย่างมากในช่วงปี 2552 เป็นต้นมา ซึ่ง
 ส่งผลกระทบต่อแผนพัฒนาพลังงานของกระทรวงที่ได้
 กำหนดไว้

From the information above, it is clear that the
 volume of electricity offered by private power
 producers who use some certain kinds of fuel such
 as solar energy, and biomass far exceeds the target
 stated in the 15-year REDP. Moreover, it was found
 that the actual volume of electricity distributed into
 the grid is for below the agreed volume in PPA. This
 shows that a number of power producers are not
 committed to working on the project, particularly
 those using solar energy, who always tried to delay
 the projects and requested for SCOD extension to
 gain more benefits from the price of solar panel which
 has markedly dropped since 2009. This has affected
 the Ministry's Power Development Plan.



ดังนั้น เมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2554 คณะกรรมการบริหารฯ จึงพิจารณาดำเนินการกับโครงการที่ไม่สามารถดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามกำหนด SCOD และมีมติ คือ “โครงการที่ไม่สามารถดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามกำหนด SCOD อันมีสาเหตุจากผู้ลงทุน โดยโครงการที่ต้องการขยาย SCOD ต้องแจ้งการขอขยาย SCOD ก่อนครบกำหนด SCOD จึงจะสามารถพิจารณาขยาย SCOD ได้ 1 ครั้ง เป็นเวลา 6 เดือน ตามมติ กกพ. โดยจะพิจารณาความพร้อม 4 ด้าน และความเป็นไปได้ในการดำเนินโครงการให้แล้วเสร็จและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบทันกำหนด SCOD ที่ขยายเวลาให้ใหม่ ทั้งนี้ หากได้รับการขยายระยะเวลาครั้งที่ 1 แล้วแต่ยังไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ตาม SCOD ที่ได้ขยายเวลาให้ โดยไม่มีเหตุที่จะอ้างได้ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าและเงื่อนไขของสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า ให้การไฟฟ้าทั้ง 3 ดำเนินการเรื่องการสิ้นสุดสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และหากไม่มีการกำหนดเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า มอบหมายให้การไฟฟ้าทั้ง 3 ในฐานะคู่สัญญาทำการยกเลิกภายใน 1 เดือน และรายงานรายชื่อโครงการพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวให้กับคณะกรรมการบริหารฯ ทราบต่อไป”

ต่อมา เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 กพข.เห็นชอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 – พ.ศ. 2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012 – 2021) โดยส่วนของการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกได้กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนรวม 9,201 เมกะวัตต์

5. การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ระบบ Cogeneration

รัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพ ด้วยการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ตั้งแต่ปี 2535 เป็นต้นมา โดยได้ขยายปริมาณพลังงานไฟฟ้ารับซื้อ มาโดยตลอด จนกระทั่งในปี 2540 เกิดวิกฤตเศรษฐกิจ

Therefore, on 24 November 2011, the Managing Committee decided to take some actions on projects failing to meet SCOD, and issued a resolution stating that “projects which fail to supply electricity to the grid within the period stated in SCOD as a result of the investors, the projects, if wishing to extend SCOD, need to request for the extension of SCOD before the SCOD is reached. The SCOD extension will be approved for once lasting six months, as agreed by Electricity Regulatory Commission taking into account the readiness in four areas and possibility to complete the project and transmit the electricity into the grid within the extended SCOD period. If the projects fail to meet the approved extended SCOD without a reasonable cause according to the power purchase regulations and the conditions stated in the power purchase contract, EGAT, PEA and MEA is authorized to terminate the power purchase contract according to the conditions stated in the power purchase contract. However, in case such conditions are not stated in the power purchase contract, EGAT, PEA and MEA as the contract holder, is obliged to terminate the contract within one month and report the names of the renewable energy projects to the Managing Committee.”

Then, on 30 November 2011, NEPC granted an approved for the Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021. For the electricity generation from renewable energy and alternative energy promotion, a target of 9,201 MW was set for power production from renewable energy.

5. The electricity purchase from SPPs using the cogeneration system

The government has a policy to promote energy saving and energy efficiency by purchasing electricity



ทำให้ต้องยุติการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ระบบ Cogeneration เชื้อเพลิงพาณิชย์ ประเภท สัญญา Firm และได้มีการส่งเสริมอีกครั้งในปี 2543 โดยคณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2549 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 6 พฤศจิกายน 2549 ในการกำหนดมาตรการจัดหาพลังงาน โดยการส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพ ด้วยการสนับสนุนให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ด้วยระบบ Cogeneration ในปริมาณที่เหมาะสม ผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

เพื่อเป็นการดำเนินตามนโยบายและแผนพัฒนาพลังงานของประเทศดังกล่าว คณะรัฐมนตรีในเดือน มกราคม 2550 เห็นชอบให้ กฟผ. เปิดรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทุกประเภทเชื้อเพลิง ตามที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าและให้ขยายปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ การผลิตไฟฟ้าของ SPP ระบบ Cogeneration (SPP-Cogen) สามารถนำไฟฟ้าที่ผลิตได้จำหน่ายให้การไฟฟ้าและลูกค้าอุตสาหกรรม ในบริเวณใกล้เคียงได้ โดยโครงสร้างราคาซื้อไฟฟ้า กำหนดจากหลักการต้นทุนที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Cost) จากการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ณ ราคาซื้อที่ SPP ได้รับในแต่ละเดือน ประกอบด้วยค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) พร้อมทั้งการกำหนดเงื่อนไขประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าด้วย

from power producers who use the cogeneration system since 1992 and has always increased the volume of power purchase. Until the economic crisis arose in 1997, the government needed to halt the power purchase from SSPs who generate electricity by cogeneration system with commercial fuel in the “Firm” type of contract. The government later resumed the power purchase in 2000. On 21 November 2006, the cabinet agreed with NEPC’s regulation approved on 6 November 2006 regarding energy supply measures by promoting energy saving and energy efficiency. The measures included power purchase at an appropriate volume from SSPs using cogeneration system based on the regulations on power purchase from SSPs and the regulations on power purchase from VSPPs.

To implement the mentioned power development policy and plan, in January 2007, the cabinet entrusted the Electricity Generating Authority of Thailand with the task to purchase electricity from SPPs with power production from all kinds of fuel according to the regulations on power purchase. EGAT, moreover had to expand the purchase volume from 3,200 MW to 4,000 MW. The SPPs with Cogeneration system (SPP-Cogen) were allowed to distribute electricity to EGAT’s grid and industrial consumers located in adjacent areas. The purchasing price structure was determined by the EGAT’s long term avoided cost from the monthly purchase rate offered to SPPs, which comprises capacity payment, and energy payment, with a condition for power generation efficiency.



ต่อมา กพพ. ได้พิจารณาและมีมติเห็นชอบผลการพิจารณาคำร้องและข้อเสนอการขายไฟฟ้าจากการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กฯ ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ที่ได้รับการคัดเลือกในเดือนธันวาคม 2553 จำนวน 22 โครงการ ปริมาณไฟฟ้าเสนอขายจำนวน 1,980 เมกะวัตต์ ภายใต้กรอบปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าประมาณ 2,000 เมกะวัตต์ และ กพพ. ได้เสนอให้ กพผ. แจ้งผลการพิจารณาให้ผู้ยื่นเสนอขายไฟฟ้าทราบทุกราย โดยรายที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า กรณีที่จะมีการเปลี่ยนแปลงวัน SCOD ให้ กพผ. สงวนสิทธิ์เป็นผู้กำหนดวัน SCOD ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 (PDP2010) สำหรับผู้ยื่นเสนอขายไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า ให้ กพผ. ระบุผลการพิจารณาด้วย

6. นโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

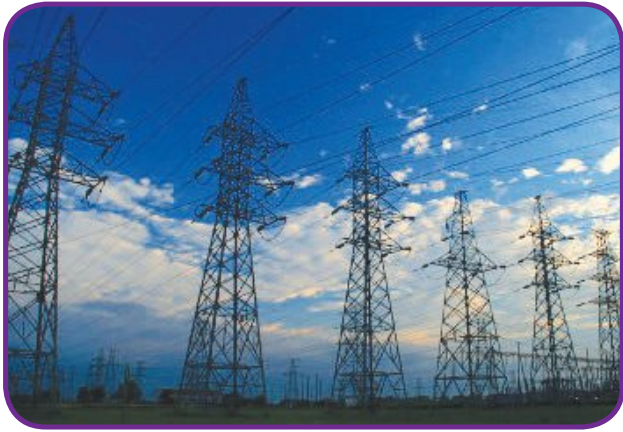
ในเดือนตุลาคม 2548 กพช. ได้เห็นชอบข้อเสนอโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ การชดเชยรายได้ระหว่างการผลิตไฟฟ้า และแนวทางการกำกับการดำเนินงานตามแผนการลงทุนของการไฟฟ้า โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2548 เป็นต้นมาทั้งนี้หลักเกณฑ์ทางการเงินที่ใช้ในการพิจารณากำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้นั้นเป็นข้อเสนอหลักเกณฑ์ทางการเงินที่ใช้สำหรับการพิจารณากำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปี 2549 – 2551 ดังนั้นจึงควรมีการทบทวนอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ให้สอดคล้องกับสถานะเศรษฐกิจและสังคมที่เปลี่ยนแปลงไป

Later, the ERC approved electricity proposals from 22 SPPs in the Firm contract with Cogeneration system selected in December 2010. All 22 SPPs had a combined production of capacity of 1,980 MW against the purchasing limit of approximately 2,000 MW. ERC also asked for the EGAT to announce result of consideration to SPPs. For successful SPPs, if they would like to change the SCOD date, the Electricity Generating Authority of Thailand reserves all rights to reset the SCOD date to ensure conformity with Power Development Plan 2010 – 2030 (PDP 2010). For those who were rejected, EGAT is also authorized to inform them of the result.

6. The policy on power price structure

In October, 2005, NEPC granted approvals for the wholesale power price structure, the retail power price structure, The Ft formula, an income compensation among the three Electricity Authorities's, and guidelines for to ensure proper implementation of the Electricity Authority's investment plan. All documents have come into force since October, 2005. The financial rules on which are those the power price structure is based used for considering the power price structure during 2006 – 2008. Therefore, a revision of the price is need to keep pace with the changing economic and social context.





เมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554 กพช. เห็นชอบนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2554 – 2558 โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) **นโยบายโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2554 – 2558** วัตถุประสงค์เพื่อกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยให้สะท้อนถึงต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าที่เหมาะสมและเป็นธรรม ตลอดจนส่งเสริมให้มีการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพเหมาะสมกับสถานะเศรษฐกิจและสังคม โดยคำนึงถึงการดูแลผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อย โดยอัตราค่าไฟฟ้าต้องมีความเหมาะสมกับลักษณะโครงสร้างเศรษฐกิจและสังคม เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์มากที่สุด อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคประเภทเดียวกันต้องเป็นอัตราเดียวกันทั่วประเทศ (Uniform Tariff) ยกเว้นไฟฟ้าพิเศษสำหรับธุรกิจบนเกาะ

2) **โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าจะมีการแยกต้นทุนของแต่ละกิจการอย่างชัดเจนและโปร่งใส** สามารถตรวจสอบได้อย่างเป็นระบบและต้องอยู่ภายใต้กรอบค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของการไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ โดยการพิจารณาผลตอบแทนการลงทุนของการไฟฟ้าจะต้องพิจารณาภายใต้เงื่อนไขกรอบค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของการไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ ปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานของการไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง และมีฐานะการเงินที่สามารถขยายการดำเนินงานได้อย่างเพียงพอในอนาคต จึงเห็นควรให้มีกลไกในการติดตามการลงทุนของการไฟฟ้าให้เป็นไปเพื่อรักษามาตรฐานคุณภาพบริการและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยกำหนด

On 23 September 2011, the NEPC reached an agreement on the policy on the power price structure for 2010 – 2025, as detailed below:

1) **The policy on the power price structure for 2011 – 2025** aims at setting a price structure which reflects the cost of electricity supply in an appropriate and fair manner. The policy also encourages the efficient use of electricity in a way that fits with the economic and social context with special attention to low-income electricity consumers. The electricity charge must be suitable for economic and social structures, clearly reflecting the cost. A uniform tariff must be applied for consumers of the same type except for businesses located on islands.

2) **The power price structure needs to provide a breakdown of the cost of each business in a clear and transparent manner:** the price structure must be open for systematic scrutiny, and must not exceed the Electricity Authority's efficient operating. To consider the Electricity Authority's return on investment, the consideration must be based on the Electricity Authority's expense, the continuous improvement of the operation, and sound financial status sufficient to support future expansion. Therefore, a mechanism must be developed to follow up the Electricity Authority's investment to ensure service standards and the country's power supply stability. In this regard, an adjustment is required for Electricity Authority's investment which fails to follow the appropriate investment plan used for developing the power price structure, Investment which is considered unnecessary or inefficient, or the crawl back investment.

3) **The prices of electricity which EGAT sells to Metropolitan Electricity Authority and Provincial Electricity Authority** should be of the same structure



ให้มีบทบาทปรับการลงทุนของการไฟฟ้าไม่เป็นไปตามแผนการลงทุนที่เหมาะสมที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าหรือการลงทุนในโครงการที่ไม่มีความจำเป็นหรือไม่มีประสิทธิภาพ (Crawl Back)

3) โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟน. และ กฟภ. ควรกำหนดเป็นโครงสร้างเดียวกันซึ่งประกอบด้วย ค่าผลิตไฟฟ้า และค่ากิจการระบบส่ง โดยค่าไฟฟ้าจะแตกต่างกันตามระดับแรงดันและช่วงเวลาของการใช้ไฟฟ้า (Time of Usage–TOU) และควรกำหนดบทปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) ในระดับขายส่งสำหรับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งและผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่เหมาะสมสอดคล้องกับสถานการณ์ในปัจจุบัน พร้อมทั้งการกำหนดเงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในลักษณะที่ต้องติดตามตรวจสอบตามหน่วยจำหน่ายที่เกิดขึ้นจริง (Output Base) โดยผ่านกลไกกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา 97 (1) ของ พ.ร.บ. ประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550

4) โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ประกอบด้วยค่าไฟฟ้าฐาน (G, T, D, R) ที่ควรทบทวนทุก 2 ปี เพื่อสะท้อนค่าใช้จ่ายในการลงทุนและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพ และค่าไฟฟ้าตามสูตรปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) โดยให้กำหนดอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกสะท้อนต้นทุนตามช่วงเวลาและลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทให้มากที่สุด **ตลอดจนผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อยที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน** โดยโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฐานมีลักษณะเป็นอัตราก้าวหน้า (ProgressiveRate) และ

which comprises the electricity generation cost, and transmission system cost. The electricity charge will differ depending on the pressure level and time of usage (TOU). The power factors used for the calculation of wholesale price among all three Electricity Authorities and power producer should be adjusted to match with the current situation. An income compensation among the Electricity Distribution is needed in order to check output base through a mechanism of Power Development Fund article 97 (1) in the Royal Decree on Energy Business B.E. 2550

4) **The retail price structure** includes G,T,D,R, base charge which must be revised every two years in order to make it reflect the actual investment cost and efficient operating cost as well as the Ft rate. The retail price to best reflect the actual cost at each particular time and consumption behaviour of each type of consumer, **which includes low-income consumers with monthly consumption not exceeding 90 units per month.** The base charge is structured in the form of progressive rate with monthly service charge included. Consumers should be able to follow different electricity rates according to their period of usage. The retail price should also be regularly revised taking into consideration the real cost. Moreover measures for the adjustment of the retail power factors should be introduced for medium and large



กำหนดอัตราค่าบริการรายเดือน ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ และอัตราค่าไฟฟ้าควรเป็นอัตราที่มีการทบทวนหรือปรับปรุงอย่างสม่ำเสมอ โดยพิจารณาตามต้นทุนที่แท้จริง และควรกำหนดบทปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) ในระดับขายปลีกสำหรับผู้บริโภคกิจการขนาดกลาง ขนาดใหญ่ และกิจการเฉพาะอย่าง เพื่อให้สะท้อนถึงภาระการลงทุนในการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกควรสะท้อนความมั่นคง ความถี่ของแรงดันไฟฟ้า ตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ และควรกำหนดค่านิยามของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกแต่ละประเภทให้มีความชัดเจน ตลอดจนมีกลไกในการทบทวนการรับภาระค่าไฟฟ้าระหว่างกลุ่มที่เกิดขึ้น การพิจารณาบทปรับกรณีใช้ไฟฟ้าผิดวัตถุประสงค์ และกำหนดให้คำนวณอัตราค่าบริการพิเศษสำหรับธุรกิจบนเกาะและอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ไฟฟ้าระบบเติมเงิน เพื่อสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของการดำเนินโครงการของการไฟฟ้า

5) การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ โดยใช้สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (ค่า Ft) เพื่อสะท้อนต้นทุนถึงการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้าอย่างแท้จริง มีความโปร่งใสเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ควรมีการเปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือน ค่า Ft ควรประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้า ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าฐานที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า รวมถึงผลกระทบจากนโยบายของรัฐ เช่น ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น

7. แผนเตรียมความพร้อมรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า

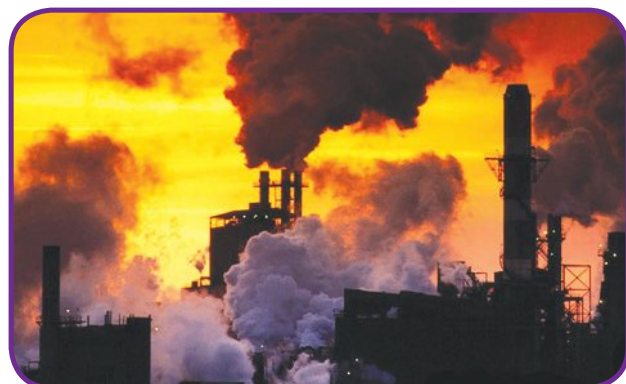
กระทรวงพลังงาน ได้มีนโยบายในการพัฒนาพลังงานของประเทศไทยให้มีความมั่นคงด้านพลังงาน โดยการจัดหาพลังงานให้เพียงพอ มีเสถียรภาพ และการมีแผนเตรียมความพร้อมรองรับสภาวะวิกฤติการณ์ด้านพลังงาน โดยมอบหมายให้ สนพ. ดำเนินการจัดทำแผน

entrepreneurs, as well as entrepreneurs of some particular operations to reflect investment burden in adjusting power factors that the power distributing agents have to bear. The retail price should reflect the stability, frequency of voltage according to the demand from each type of consumers. The retail price for each type of consumers should be clearly defined while a mechanism for revising electricity burden among groups should be put in place. In addition, punishment for misuse electricity and special service charge for business having operations on island and for pre-paid consumers are to be introduced to reflect the Electricity Authority's actual cost.

5) The adjustment of Ft charge showed be made to reflect the changing cost, which is beyond the, control of the Electricity Authority. Moreover, the adjustment of Ft charge must be transparent and fair for consumers, and should be made every four months. The Ft should be composed of the fuel cost and power purchase cost which are different from the fuel cost and power purchase cost used to shape the power price structure, as well as an impact from the governmental policy such as the additional volume purchase from power producers using renewable energy, etc.

7. The Emergency Plan for Electricity Crisis

Ministry of Energy has a policy to ensure the country's energy stability by providing sufficient and





รองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า เพื่อเป็นการเตรียมความพร้อมในการรองรับวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคต และเพื่อให้การจัดทำแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และสามารถบรรลุเป้าหมายที่กำหนด สทพ. จึงแต่งตั้งคณะทำงานจัดทำแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า ประกอบด้วย ผู้แทนจาก สทพ. สกพ. การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และนักวิชาการผู้ทรงคุณวุฒิ สาขาพลังงานไฟฟ้า เพื่อทำหน้าที่รวบรวม ศึกษา วิเคราะห์ เสนอแนะแนวทางการบริหารจัดการพลังงานของประเทศ ในสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า และจัดทำแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า รวมทั้งร่วมกันซักซ้อมแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้าและเสนอแนะแนวทางเพื่อปรับปรุงแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้าให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน

ณ วันที่ 3 เมษายน 2554 คณะทำงานและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้ร่วมกันซักซ้อมแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้าตามสถานการณ์สมมติที่คณะทำงานจัดทำแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้าได้ให้ความเห็นชอบ ณ โรงไฟฟ้าระยอง จังหวัดระยอง ซึ่งสามารถสรุปผลการซักซ้อมได้ ดังนี้

วัตถุประสงค์

(1) เพื่อให้คณะทำงานจัดทำแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า และเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง ได้มีความรู้ในหลักการ วิธีการและขั้นตอนการปฏิบัติตามแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า

(2) เพื่อเตรียมความพร้อมกรณีเกิดสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า โดยดำเนินการซักซ้อมการดำเนินงานภายใต้หลักการตามแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้คณะทำงานจัดทำแผนรองรับสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า และเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง ได้ทราบและเข้าใจบทบาทหน้าที่ ในการดำเนินงาน ตลอดจนเกิดความคล่องตัวในการดำเนินงานเมื่อเกิดสถานการณ์สภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า รวมถึงเป็นแนวทางเพื่อนำไปปรับปรุงการดำเนินงานให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

stable energy supply while having in place an emergency plan for energy crisis. In this regard, Ministry of Energy appointed EPPO to develop an emergency plan for electricity crisis. EPPO, thus formed a working group to draw up the plan. Members of the working group consist of representatives from the Energy Policy and Planning Office, the Energy Regulatory Commission, the three Electricity Authorities, and academic experts on electricity. The working group later charge of collecting, studying, and analyzing information, and proposing recommendations for energy management in times of electricity crisis. The scope of work also covers developing an emergency plan for electricity crisis; and, organizing electricity crisis drills, as well as proposing recommendations for improving the emergency plan to keep pace with the current situation.

On 3 April 2011, the working group in collaboration with involved agencies, organized an emergency drill using a scenario approved by the working group at Rayong Power Plant, Rayong. Details of the drill are summarized below:

Objectives

(1) To equip members of the working group and officials concerned with knowledge about principles, methods, and steps to do according to the emergency plan.

(2) To ensure the correct understanding of the roles, duties, and procedures among members of the working group and other officials concerned in the time of electricity crisis, which will lead to better preparedness

Simulation exercise

The exercise took place on 5 April 2010 under the scenario that the Electricity Generating Authority of Thailand needed to halt electricity distribution

สถานการณ์สมมติ

โดยการสมมติเหตุการณ์ในวันอังคารที่ 5 เมษายน 2554 ว่า กฟผ.จำเป็นต้องดับไฟฟ้าประมาณ 1,400 เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป็นการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) 700 เมกะวัตต์ และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) 700 เมกะวัตต์ เนื่องจากเกิดการรั่วของก๊าซธรรมชาติ (ก๊าซฯ) ที่ Common Header จังหวัดระยอง ทำให้ก๊าซฯ หายไป 600 MMsfcd คิดเป็นกำลังผลิตประมาณ 3,500 เมกะวัตต์ หลังจากนี้ กฟผ. บริหารจัดการกำลังการผลิตอื่นทดแทนแล้ว ทำให้ต้องขอดับไฟฟ้าปริมาณ 1,400 เมกะวัตต์ พร้อมทั้งเกิดเหตุการณ์วิกฤติซ้ำซ้อนในส่วนของสายระบบส่งและสายระบบจำหน่าย และให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการแก้ไขสถานการณ์ที่เกิดขึ้น

ข้อเสนอแนะจากการดำเนินการ

1. ควรมีการพิจารณาทบทวนหลักเกณฑ์สัดส่วนการดับไฟฟาระหว่าง กฟน.กับ กฟภ.ให้เหมาะสมกับสถานการณ์ในปัจจุบัน และทบทวนแผนการดับไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าพิจารณาดับไฟฟ้าในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใดก่อน รวมทั้งควรมีการออกกฎระเบียบเพิ่มเติมเพื่อให้อำนาจกับการไฟฟ้าในการขอดับไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์วิกฤติต่อระบบไฟฟ้า โดยผู้แทน สกพ.รับไปดำเนินการ

2. ควรมีศูนย์สื่อสารในสภาวะวิกฤติด้านพลังงานไฟฟ้า (War Room) และแนวทางในการสื่อสารเหตุการณ์สภาวะวิกฤติต่อสาธารณชนแบบบูรณาการ โดยให้มีการเชื่อมโยงระหว่างแผนการสื่อสารฯ ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง และหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง และขอให้มีการซ้อมเพื่อเตรียมความพร้อมในปีต่อไป

3. ควรจะพิจารณาให้โรงงานอุตสาหกรรมเข้ามามีส่วนร่วมในการช่วยเหลือระบบไฟฟ้าในระหว่างที่เกิดเหตุการณ์สภาวะวิกฤติ เนื่องจากโรงงานอุตสาหกรรมมี Self – Generation

for the volume of 1,400 MW divided, being 700 MW for Metropolitan Electricity Authority and 700 MW for Provincial Electricity Authority. It was a result of natural gas leakage at Common Header, Rayong. The gas leakage of 600 MMsfcd accounts for approximately 3,500 MW of production capacity. After the Electricity Generating Authority of Thailand managed to find alternative energy production, it needed to halt the electricity distribution for the volume of 1,400 MW. Simultaneously, another crisis occurred at the transmission line and distribution system. All involved agencies were required to manage the crisis.

Suggestions recommendations from the exercise

1. There should be a revision on a proportionate suspension of electricity distribution between the Metropolitan Electricity Authority and Provincial Electricity Authority to suit the current situation. Moreover, the suspension of electricity distribution from the Electricity Distribution agencies should be reviewed to sort out priorities for power supply suspension among the various groups of consumers. Some additional regulations should be introduced to authorize the Electricity Authority to halt electricity distribution in time of electricity crisis. In this regard, a representative from the Energy Regulatory Commission takes responsibility for the issue.

2. A war room on electricity crisis and an integrated communication system should be established by developing a link of communication plans of all the three Electricity Authorities and involved governmental agencies. Moreover, an emergency drill should be organized every year.

3. Industrial plants should be allowed to participate in providing electricity during the electricity crisis since some factories are well-equipped with self-generation system.



ด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

1. การส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ

• โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ ปี 2554

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เห็นความสำคัญในการให้ความช่วยเหลือผลักดันให้เกิดการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศไทยอย่างเต็มรูปแบบ โดยกำหนดนโยบายสนับสนุนการผลิตก๊าซชีวภาพ ทั้งในด้านการลงทุน การพัฒนาเทคโนโลยี เพื่อให้ก๊าซชีวภาพเป็นอีกทางเลือกของการใช้พลังงานทดแทนในประเทศไทย และดำเนินงานเป็นไปได้อย่างทั่วถึงครอบคลุมในทุกส่วนที่เกี่ยวข้อง

โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ มีวัตถุประสงค์เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการเร่งลงทุนก่อสร้างระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียและของเสียในภาคเกษตรกรรม ภาคอุตสาหกรรม และภาคชุมชน (ขยะเศษอาหาร) ให้สามารถผลิตก๊าซชีวภาพใช้เป็นพลังงานทดแทนและแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อม โดยได้รับเงินสนับสนุนจากกองทุน เพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดยมีเป้าหมายการส่งเสริมในปี 2551 – 2555 ให้สามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ 761.8 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี ซึ่งผลการดำเนินงานโครงการในปี 2554 คาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ 741.62 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี ดังแสดงในตารางที่ 1

Energy conservation and renewable energy

1. The Biogas Technology Promotion

• The project on biogas technology promotion for 2011

The Energy Policy and Planning Office realises the need to encourage full – scale biogas production in Thailand by developing a policy to promote biogas production, which covers the investment, and technological development to make biogas a choice of alternative energy in Thailand. EPPO also promoted the project implementation which covers every sector concerned.

The project on biogas technology promotion aims at encouraging entrepreneurs to accelerate their investment in biogas production from garbage waste water and produced by agricultural, industrial and community sectors (food waste). Besides producing alternative energy, biogas also contributes to solving environmental problems. The project is funded by the Energy Conservation Fund. From 2008 – 2012, the project targets to produce 761.8 million cubic meters of biogas per year. In 2011, the project is expected to produce 741.62 million cubic meters of biogas per year, as shown in the table

ตารางผลการดำเนินงานโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ ปี 2554

Table of The results of the project on biogas technology promotion 2011

โครงการ Project	จำนวน (แห่ง) Number (places)	เงินสนับสนุน (ล้านบาท) Financial Subsidy (million baht)	สัดส่วน สนับสนุน/ แห่ง (%) Subsidy propotion/ place (%)	ผลิตก๊าซชีวภาพ (ล้าน ลบ.ม./ปี) Biogas production (million cubic meter/year)	ทดแทนพลังงาน เชิงพาณิชย์ (ล้านบาท) Substituting commercial energy (million baht)	ปริมาณการลด ก๊าซเรือนกระจก (ตัน CO ₂ /ปี) The volume of reduced greenhouse gas (tonne CO ₂ /year)
ภาคปศุสัตว์ Livestock sector	686	447		88.22	373.39	809,318
1. ฟาร์มขนาดเล็ก Small farm	405	42.12	36	6.67	23.98	61,226
2. ฟาร์มสุกร ระยะที่ 4 Swine farm : phase 4	263	369.58	15-18	74.81	288.21	686,313
3. โรงฆ่าสัตว์ Slaughter house	13	7.6	15-25	0.71	6.45	6,512
4. โรงชำแหละแปรรูปไก่ Chicken processing plant	5	28	20	6.02	54.76	55,267
ภาคอุตสาหกรรม Industrial sector	130	1,267.82		652.43	3,501.85	5,985,611
1. โรงงานแป้งมัน Starch plant	37	351.00	20-50	272.16	1,529.33	2,496,881
2. โรงงานปาล์ม Palm plant	39	345.40	20-50	115.72	677.48	1,061,640
3. โรงงานเอทานอล Ethanol plant	20	369.19	20	235.39	1,126.35	2,159,552
4. โรงงานน้ำยางข้น Rubber latex plant	6	29.87	50	1.39	11.55	12,768
5. โรงงานแปรรูปอาหาร Food processing plant	24	138.23	30-50	23.45	146	215,126
6. โรงงานอื่นๆ Other plants	4	34.13	50	4.32	11.31	39,644
ภาคชุมชน (ขยะเศษอาหาร) Community sector (food waste)	56	51.62		0.98	8.07	8,946
1. ระยะที่ 1 Phase 1	17	19.08	70-100	0.35	2.86	3,166
2. ระยะที่ 2 Phase 2	39	32.54	60	0.63	5.22	5,780
รวม Total	872	1,766.44		741.63	3,883.31	6,803,875



• โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารในกรมราชทัณฑ์

จากการดำเนินโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพที่ผ่านมา และเพื่อให้เกิดการเผยแพร่เทคโนโลยีและขยายผลไปยังกลุ่มเป้าหมายอื่น ๆ ที่มีศักยภาพ จึงมีการสำรวจเรือนจำและทัณฑสถานในความดูแลของกรมราชทัณฑ์ ซึ่งเป็นหน่วยงานราชการที่มีศักยภาพและเป็นกลุ่มเป้าหมายที่สำคัญ เนื่องจากมีเรือนจำและทัณฑสถานในสังกัดจำนวน 125 แห่ง และมีผู้ต้องขังรวม 218,566 คน คิดเป็นปริมาณขยะอินทรีย์ประมาณ 54 ตัน สนพ. และกรมราชทัณฑ์ ได้เล็งเห็นว่า เรือนจำและทัณฑสถานมีศักยภาพในการพัฒนาพลังงานทดแทนหลายด้าน โดยเฉพาะการผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหาร ซึ่งนอกจากจะสามารถทดแทนการใช้พลังงานในรูปแบบก๊าซหุงต้ม (LPG) ยังสามารถลดปัญหาการจัดการขยะ ลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสู่ชั้นบรรยากาศ และมีผลพลอยได้เป็นปุ๋ยชีวภาพสำหรับนำไปใช้ในพื้นที่เรือนจำและทัณฑสถานได้อีกด้วย

เพื่อตอบสนองนโยบายด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมของกรมราชทัณฑ์ กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดย สนพ. ได้อนุมัติเงินสนับสนุนการดำเนินโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารในกรมราชทัณฑ์ เพื่อนำร่องจัดทำระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารในเรือนจำและทัณฑสถานของกรมราชทัณฑ์ จำนวน 5 แห่ง ที่สามารถรองรับปริมาณขยะเศษอาหารได้ไม่ต่ำกว่า 500 กิโลกรัมต่อวัน ได้แก่ เรือนจำกลางคลองเปรม เรือนจำกลางสมุทรปราการ ทัณฑสถาน



• The project on biogas technology promotion from food waste in prisons

As a result of the previous projects on the promotion of biogas technology and to promote the technology to other potential target groups, a survey was carried out in prisons and detention centers under Department of Corrections, which are considered efficient government agencies and main target groups. A total of 125 prisons and detention centers with as many as 218,566 prisoners can produce approximately 54 tonnes of organic waste. The Energy Policy and Planning Office and Department of Corrections regard prisons and detention centers as potential producers of various alternative energy, especially biogas production from garbage. The biogas production does not only replace for LPG, but can also help solve the waste management problem while reducing greenhouse gas emission, and producing organic fertilizer as a by-product for use in prisons and detention centers.

In response to the policy on energy and environment of Department of Corrections, the Energy Conservation Fund, by the Energy Policy and Planning Office, approved a financial support for a project on the promotion of biogas production technology from garbage in prisons as a pilot project. Five prisons and detention centers under Department of Corrections, which were selected for the pilot project are those with a capacity to manage more than 500 kilogrammes per day of food waste. Those prisons and detention centers include Klong Prem prison, Samut Prakarn Central prison, Youth detention center, Thonburi Special prison, and Ayutthaya prison, which have a combined capacity to manage more than 3,500 kilogrammes per day of waste to produce approximately 105,000 cubic meters of biogas per year.

วิทยุหมักกลาง เรือนจำพิเศษธนบุรี และเรือนจำจังหวัดพระนครศรีอยุธยา โดยสามารถรองรับปริมาณขยะเศษอาหารได้รวมไม่น้อยกว่า 3,500 กิโลกรัมต่อวัน และผลิตก๊าซชีวภาพได้ประมาณ 105,000 ลูกบาศก์เมตรต่อปี และนำก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้มาใช้ทดแทนก๊าซหุงต้มในเรือนจำและทัณฑสถานประมาณ 48,300 กิโลกรัมต่อปี คิดเป็นผลประหยัดได้ประมาณ 869,400 บาทต่อปี

ปัจจุบันเรือนจำและทัณฑสถานทั้ง 5 แห่ง ได้ก่อสร้างระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารเสร็จเรียบร้อยแล้ว และเริ่มใช้ก๊าซชีวภาพเพื่อทดแทนก๊าซหุงต้มแล้ว

• โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงไก่ ระยะที่ 1

สนพ. ได้ทำการขยายผลโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพในภาคปศุสัตว์ที่ประสบความสำเร็จเป็นอย่างมากไปยังฟาร์มเลี้ยงไก่ ซึ่งมีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทนได้ จากข้อมูลสถิติพบว่าปัจจุบัน ปริมาณไก่เลี้ยงทั่วประเทศมีประมาณ 280 ล้านตัว และศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพสูงสุดได้ประมาณ 1.4 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อวัน

โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงไก่ จึงมีเป้าหมายเพื่อส่งเสริมให้เกิดการก่อสร้างและติดตั้งระบบก๊าซชีวภาพรองรับของเสียจากไก่เลี้ยง ในโรงเรือนจำนวนประมาณ 5 ล้านตัว คาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้สูงสุด 8.25 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี และสามารถทดแทนก๊าซหุงต้มประมาณ 227,700 กิโลกรัมต่อปี หรือทดแทนการใช้น้ำมันเตา 181,500 ลิตรต่อปี หรือทดแทนการใช้ไฟฟ้าประมาณ 9 ล้านหน่วยต่อปี และสามารถลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณ 67,567 ตัน CO₂ ต่อปี

ปัจจุบันได้พิจารณาคัดเลือกผู้เข้าร่วมโครงการแล้ว จำนวน 16 ฟาร์ม ขณะนี้อยู่ระหว่างการดำเนินการก่อสร้างระบบผลิตก๊าซชีวภาพ คาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ประมาณ 11,025,960 ลูกบาศก์เมตรต่อปี หรือคิดเป็นมูลค่าทดแทนพลังงานเชิงพาณิชย์ได้ประมาณ 44.88 ล้านบาท

Around 48,300 kilogrammes of biogas per year can be used to substitute for LPG in prisons and detention centers bringing about a total saving of 869,400 baht per year.

Currently, all five prisons and detention centers have already set up the system for biogas production from garbage, and started to use biogas as a replacement of LPG.

• The project on biogas technology promotion in chicken farms, phase 1

The Energy Policy and Planning Office expanded the success of biogas technology production in the livestock sector to chicken farms, which has capacity to produce biogas as alternative energy. Data shows there are 280 million farm chickens with the maximum capacity to produce approximately 1.4 million cubic meters of biogas per day.

The project to promote biogas production in chicken farm, thus, aims to install an biogas production equipment in the chicken house to receive savings from around 5 million chickens. It is expected to produce 8.25 million cubic meters of biogas per year at the maximum, which can substitute for around 227,000 kilogrammes of LPG per year or around 181,500 litres of fuel oil per year, or around 9 million units of electricity per year, while reducing around 67,567 tonnes CO₂ per year of greenhouse gases.

Currently, 16 farms were selected to participate in the project. The installation of biogas production system is underway. The system is expected to produce around 11,025,960 cubic meters of biogas per year representing 44.88 million baht of commercial energy.

กิจกรรมสร้างสรรค์ ส่งเสริมสังคม และพลังงาน
Creative Social and Energy Promotion Activities

กิจกรรมเด่นด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

1. ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ) และผู้อำนวยการสำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (นายสิทธิโชติ วันทวิน) เข้าร่วมพิธีลงนามในสัญญารับเงินสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ในโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ปี 2554 (ปีที่ 4) ร่วมกับผู้ประกอบการที่ผ่านการพิจารณาให้เข้าร่วมโครงการทั้งสิ้น 34 ราย เมื่อวันที่ 22 ธันวาคม 2554 และวันที่ 4 เมษายน 2555 ณ ห้องประชุมปิยสวัสดิ์ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

2. นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน นำคณะผู้บริหาร สนพ. และสื่อมวลชน เยี่ยมชมแปลงปลูกหญ้าเลี้ยงช้าง หมู่บ้านแม่ตาลน้อย จ.ลำปาง โดยมีแนวคิดที่จะร่วมมือกับมหาวิทยาลัยเชียงใหม่ (มช.) ทำการศึกษาวิจัยนำหญ้าเลี้ยงช้างที่มีอยู่ในประเทศมาหมักให้เกิดพลังงาน ซึ่งจากการศึกษาข้อมูลในต่างประเทศพบว่าหญ้าเลี้ยงช้าง 1 ตัน มีศักยภาพในการผลิตไบโอแก๊สได้ 160 – 190 ลบ.ม. และหากโครงการวิจัยประสบผลสำเร็จ หญ้าเลี้ยงช้างจะเป็นอีกทางเลือกหนึ่งของพืชพลังงานในอนาคต



Outstanding activities on energy conservation and alternative energy

1. The Director-General of Energy Policy and Planning Office (Mr. Suthep Liumsirijarem) together with Director of Energy Conservation and Renewable Energy Policy Bureau (Mr. Sitthichod Wantawin) signed a contract for receiving financial support from Energy Conservation Promotion Fund under the project on the promotion of biogas technology in industrial plants for 2011 (4th year). A total of 34 industrial operators were selected for participation in the project. The event took place on 22 December 2011 and 4 April 2012 at Piyasvasti conference room, Energy Policy and Planning Office.



2. Mr. Suthep Liumsirijarem, Director-General of Energy Policy and Planning Office, led executives of Energy Policy and Planning Office and members of the media to visit an elephant grass field located at Mae Tan Noi village, Lampang. EPPPO has an initiative to cooperate with Chiang Mai University to conduct a research on the production of biogas from elephant grass. According to research conducted abroad, one tonne of elephant grass can produce 160-190 cubic meters of biogas. If the project is successful, elephant grass will serve as an alternative energy plant.

3. นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน นำคณะผู้บริหาร สทพ. และสื่อมวลชน เยี่ยมชมระบบก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์ (ฟาร์มไก่) ห้วยน้ำรินฟาร์ม ที่ได้รับการสนับสนุนเงินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และมีสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ (ERDI) มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ คอยให้คำปรึกษาและดูแลเรื่องเทคโนโลยีในการผลิตก๊าซชีวภาพ โดยมี นายอร่าม อุประโจง เจ้าของฟาร์ม ห้วยน้ำรินฟาร์ม ให้การต้อนรับ ปัจจุบัน ห้วยน้ำรินฟาร์มสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้วันละ 127 ลบ.ม. นำไปผลิตไฟฟ้าใช้ในฟาร์มทำให้ประหยัดค่าไฟได้ปีละ 64,800 บาท และแจกจ่ายก๊าซชีวภาพให้ชาวบ้าน จำนวน 77 ครัวเรือน ช่วยลดค่าก๊าซ LPG เดือนละ 300 บาท/ครัวเรือน อีกด้วย



4. ผู้อำนวยการสำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (นายสิทธิโชค วัฒนวิน) เป็นประธานในพิธีเปิดการสัมมนาเพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับระบบความปลอดภัยของระบบก๊าซชีวภาพในสถานประกอบการ ประกอบด้วยการสัมมนากฎหมาย ข้อบังคับ มาตรฐานการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยและอาชีวอนามัยเกี่ยวกับก๊าซชีวภาพ การออกแบบ ดูแลระบบ การเลือกใช้อุปกรณ์ที่มีความปลอดภัยในระบบก๊าซชีวภาพ ให้แก่ผู้ที่เกี่ยวข้องในหน่วยงานภาครัฐและเอกชนทั้งหมด 3 ครั้ง ได้แก่

- ครั้งที่ 1 วันที่ 4 ตุลาคม 2554 ณ โรงแรม มิราเคิล แกรนด์ คอนเวนชั่น กรุงเทพมหานคร
- ครั้งที่ 2 วันที่ 11 ตุลาคม 2554 ณ โรงแรม ไดมอนด์ พลาซ่า จ.สุราษฎร์ธานี

3. Mr. Suthep Liumsirijareern, Director-General of Energy Policy and Planning Office led executives of Energy Policy and Planning Office and members of the media to witness biogas production system at Huay Namrin Farm, a chicken farm, which received financial support from Energy Conservation Promotion Fund. Energy Research and Development Institute, Nakornping (ERDI), Chiang Mai University serves as an adviser on biogas production technology. The group was welcomed by Mr. Aram Uprajong, the owner of Huay Namrin Farm. Currently, Huay Namrin Farm can produce 127 cubic meters per day of biogas which is sufficient for in-house electricity generation, bringing about a saving of 64,800 baht per year on electricity bills. Biogas from the farm is also fed to 77 households nearby, helping them make a saving of 300 Baht per household on their LPG expense.

4. Mr. Sitthichod Wantawin, Director of Energy Conservation and Renewable Energy Policy Bureau, presided over the opening ceremony of a seminar aimed to raise awareness of biogas system safety in operating areas. The seminar covered laws and regulations, safety and occupational health standards involving biogas, design and maintenance, as well as selection of safe equipment used in biogas system. Three sessions of the seminar were organized for responsible officials working in governmental agencies and private companies. The three sessions were:

- The first session: on 4 October 2011 at the Miracle Grand Convention Hotel, Bangkok
- The second session: on 11 October 2011 at the Diamond Plaza Hotel, Surat Thani
- The third session: on 18 October 2011 at the Dusit Princess Korat Hotel, Nakorn Ratchasima

- ครั้งที่ 3 วันที่ 18 ตุลาคม 2554 ณ โรงแรม ดุสิตปรีนเซส โคราช จ.นครราชสีมา

5. MOU ไบโอดีแก๊สราชทัณฑ์ นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน และนายพีระพันธุ์ สาลีรัฐวิภาค รัฐมนตรีว่าการกระทรวงยุติธรรม ลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือ (MOU) “การผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหารในเรือนจำ” เพื่อนำร่องผลิตก๊าซชีวภาพเป็นพลังงานทดแทนก๊าซหุงต้ม (LPG) ในเรือนจำ 5 แห่ง ซึ่งได้รับการสนับสนุนงบประมาณในการดำเนินโครงการฯ จากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน จำนวน 9.65 ล้านบาท คาดผลิตก๊าซชีวภาพทดแทนก๊าซหุงต้ม (LPG) ได้ปีละ 48,300 กิโลกรัม โดยมีนายบุญส่ง เกิดกลาง ผู้ตรวจราชการกระทรวง รักษาราชการแทนผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และ นายชาติชาย สุทธิกลม อธิบดีกรมราชทัณฑ์ ร่วมเป็นสักขีพยานในพิธีลงนามครั้งนี้ด้วย



5. MOU on Biogas in Prisons : Dr. Wannarat Channukul, Minister of Energy, and Mr. Pirapan Saliratvibhaga, Minister of Justice, jointly signed an MOU on “Biogas Production from Food Waste in Prisons” as a pilot project to produce biogas as a substitute for LPG in five prisons. The project received a financial support of 9.65 million baht from Energy Conservation Promotion Fund. It is expected that 48,300 kilogrammes can be produced per year. The event was witnessed by Mr. Boonsong Kedklang, Inspector General, acting Director–General of Energy Policy and Planning Office, and Mr. Chatchai Suthoklom, Director–General of Department of Corrections.



6. การ์ตูนเสริมทักษะ “ก๊าซชีวภาพ” สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จัดทำหนังสือการ์ตูนสารคดี เสริมทักษะ เรื่อง “ก๊าซชีวภาพ จากปฏิภูมสู่พลังงานไทย” เพื่อเผยแพร่ความรู้เกี่ยวกับการเปลี่ยน “ของเสีย” เป็น “ก๊าซชีวภาพ” ให้กับเยาวชน และประชาชนทั่วไปได้ศึกษาทำความเข้าใจด้วยการถ่ายถอดข้อมูลผ่านตัวการ์ตูน จากทีมงานกบนอกกะลา ซึ่งอัดแน่นไปด้วยเรื่องราวที่น่ารักและน่าลุ้น อาทิ หมู่บ้านหมูผลิตก๊าซชีวภาพ และลดภาวะโลกร้อน กับกบแสนซน

6. “Biogas” cartoon: The Energy Policy and Planning Office launched a documentary cartoon titled “Biogas: from Garbage to Energy” with an aim to disseminate information about turning “garbage” into “biogas” through cartoon characters. Kob Nok Kala team was contracted for producing this cartoon movie, which contains fun stories such as swine village for biogas production, and global warming reduction with a playful frog. The cartoon movie is intended for both the youth and the general public.

7. นิทรรศการ “พลังงานเพื่ออนาคต (Energy For Better Future)” กระทรวงพลังงาน โดย สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ร่วมจัดนิทรรศการในงานมหกรรมวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ ประจำปี 2554 “พลังงานเพื่ออนาคต (Energy For Better Future)” ระหว่างวันที่ 6 - 21 สิงหาคม 2554 ณ ศูนย์นิทรรศการและการประชุมไบเทคบางนา เพื่อให้ผู้เข้าชมนิทรรศการได้รับทราบและร่วมเกิดพระเกียรติองค์ “พระบิดาแห่งการพัฒนาพลังงานไทย” รวมถึงได้เรียนรู้และเข้าใจเกี่ยวกับพลังงานทดแทน นอกจากนี้ยังมีการแสดงละครใบ้ให้ความรู้เรื่องพลังงาน พร้อมเล่นเกมพลังงานแอลกูนของรางวัลมากมาย



8. รางวัล “บทอาขยานประหยัดพลังงานเราทำได้” นายแพทย์วรรณรัตน์ ชาญนุกูล รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เป็นประธานมอบรางวัล “บทอาขยานประหยัดพลังงานเราทำได้” เมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554 ณ กรมประชาสัมพันธ์ โดยมีนายวีระพล จิรประดิษฐกุล ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ให้การต้อนรับ ซึ่งกิจกรรมดังกล่าวจัดขึ้นเพื่อรณรงค์และส่งเสริมการประหยัดพลังงาน รวมถึงปลูกจิตสำนึกให้เกิดความรู้ ความเข้าใจเกี่ยวกับการประหยัดพลังงานแก่เยาวชน พร้อมทั้งยังเป็นการสนับสนุนการใช้ภาษาไทยที่ถูกต้องผ่านบทอาขยาน อันเป็นการดำเนินตามพระราชดำริของพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวในการส่งเสริมให้เด็กไทยรู้จักใช้ภาษาไทยอย่างถูกต้อง



7. “Energy For Better Future” exhibition: Ministry of Energy by Energy Policy and Planning Office organized the “Energy For Better Future” exhibition during 6 – 21 August 2011 at Bangkok International Trade & Exhibition Center (BITEC). The exhibition was held in honour of His Majesty the King as the “Father of Thai Energy Development”, Visitors could also learn about renewable energy. A pantomime and games were used to provide information about energy.



8. “Energy Saving, We Can Do It: Poem Contest”: Dr. Wannarat Channukul, Minister of Energy, presided over the “Energy Saving, We Can Do It: Poem Contest” award presentation on 23 February 2011 at the Public Relations Department. The Minister was welcomed by, Mr. Virapol Jirapraditkul, Director-General of Energy Policy and Planning Office. The event was aimed at campaigning for energy saving,



9. รมว.พน. มอบนโยบายพลังงาน นายพิชัย นริพทะพันธุ์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน และ นายณอคุณ สิทธิพงศ์ ปลัดกระทรวงพลังงาน เดินทางตรวจเยี่ยม สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) พร้อมมอบนโยบายพลังงานที่สำคัญให้กับผู้บริหารและเจ้าหน้าที่ สนพ. โดยเน้นให้เร่งศึกษาโครงสร้างราคาพลังงาน การส่งเสริมพลังงานทดแทน โครงการแลนด์บริดจ์ ในภาคใต้ การคำนวณราคาปรับซื้อไฟฟ้า (Adder) ซึ่งจะนำไปสู่การสร้างการแข่งขันให้แก่เศรษฐกิจของประเทศ ในภาพรวมและเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ ซึ่งมีนายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ผู้อำนวยการ สนพ. พร้อมคณะผู้บริหาร ให้การต้อนรับ



10. สาธิตใช้รถโดยสาร ED95 นายอานวย ทองสถิตย์ หัวหน้าผู้ตรวจราชการกระทรวงพลังงาน (คนที่ 5 จากซ้าย) เป็นประธานร่วมกับ นายวิฑูรย์ สิมะโชคดี ปลัดกระทรวงอุตสาหกรรม (คนที่ 6 จากซ้าย) และมิส ลีส์ เซอลอท อาร์เจอร์ริด อุปทูตสวีเดนประจำประเทศไทย เปิดตัวรถโดยสารใช้เอทานอลเป็นเชื้อเพลิง (ED95) คันแรกในภูมิภาคอาเซียน ภายใต้ “โครงการสาธิตการใช้รถโดยสารขนาดใหญ่ที่ใช้เอทานอลเป็นเชื้อเพลิง” โดยได้รับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ซึ่งนำร่องทดลองให้บริการบนเส้นทาง ชสมก.สาย 21 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (มจธ.) – สยามสแควร์ (จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย) เดือนกรกฎาคมนี้

raising awareness of energy saving among the youth, and encouraging the correct use of the Thai language through a poem recital, a path which follows HM the King’s initiative to encourage the Thai youth to use the Thai language correctly.

9. The Minister of Energy gave policy on energy affairs: Mr. Pichai Nariphaphan, Minister of Energy, and Dr. Norkun Sitthiphong, Permanent-Secretary, Ministry of Energy, visited the Energy Policy and Planning Office (EPPO) in order to give the energy policy to executives and staff of the Energy Policy and Planning Office. The policy emphasized the study of energy price structure, promotion of alternative energy, Land Bridge project in the South, and Adder calculation, all of which are key factors for the country’s economic strength and energy stability. The Minister was welcomed by Mr. Suthep Liumsirijareern, Director-General of Energy Policy and Planning Office and EPPO executives.

10. ED95 bus demonstration: Mr. Amnuay Thongsathit, Inspector-General of Ministry of Energy (5th from the left), Mr. Witoon Simachokedee, Permanent-Secretary of Ministry of Industry (6th from the left), and Ms. Liselott M. Agerlid, Charge d’ Affaires of Sweden to Thailand, jointly presided over the launch of the first ED95 bus in Southeast Asia



11. มอบเงินสนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้า นายสิทธิโชค วัฒนวิน ผู้อำนวยการสำนักนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (คนที่ 4 จากขวา) และนายศุภชัย หล่อโลหการ ผู้อำนวยการสำนักงานนวัตกรรมแห่งชาติ (องค์การมหาชน) (คนที่ 4 จากซ้าย) ลงนามมอบเงินสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานจำนวน 26 ล้านบาทให้แก่บริษัทเอกชน 4 แห่ง ที่ผ่านการพิจารณาภายใต้ “โครงการนำร่องเพื่อผลิตพลังงานทดแทนจากชีวมวลในระดับชุมชน (ระบบผลิตไฟฟ้า)” เพื่อส่งเสริมและสนับสนุนการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรมด้านพลังงานทดแทนโดยผู้ประกอบการไทย ทั้งระดับต้นแบบและการขยายผลสู่การสร้างธุรกิจนวัตกรรมด้านพลังงานทดแทนอย่างยั่งยืน ทั้งนี้ การสนับสนุนโครงการฯ ในส่วนของระบบไฟฟ้าของผู้เข้าร่วมโครงการ ทั้ง 4 แห่ง จะสามารถผลิตไฟฟ้าทดแทนการใช้พลังงานฟอสซิล 671 ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ



12. ภาพยนตร์ประชาสัมพันธ์รณรงค์การใช้พลังงานอย่างรู้คุณค่าชุด “ข้าวผัดอิมใจ” นายพิชัย นริพทะพันธุ์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เป็นประธานในการเปิดตัวภาพยนตร์ประชาสัมพันธ์รณรงค์การใช้พลังงานอย่างรู้คุณค่าชุด “ข้าวผัดอิมใจ” โดยมี นายณอคุณ สุทธิพงศ์ ปลัดกระทรวงพลังงาน นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ให้การต้อนรับ และได้รับเกียรติจาก ดร.มณูญ มุกข์ประดิษฐ์ กรรมการและรองเลขาธิการมูลนิธิชัยพัฒนา เข้าร่วม

under the “ED95 Large Bus Demonstration Project”. The project received financial support from Energy Conservation Fund, Ministry of Energy. Starting in July, The pilot bus runs along the route of Bangkok Mass transit Authority’s bus no. 21 from King Mongkut’s University of Technology Thonburi to Siam Square (Chulalongkorn University).

11. Funding for electricity generation system: Mr. Sittichod Wantawin, Director of Energy Conservation and Renewable Energy Policy Bureau, Energy Policy and Planning Office (4th from the right) and Mr. Supachai Lorlowhakarn, Director of National Innovation Agency (Public Organization) (4th from the left) signed an agreement to provide financial support worth 26 million baht, drawn from the Energy Conservation Fund for four private companies qualified under “Pilot Project on Renewable Energy Production from Biomass at the Community Level (Electricity Generation System)”. The project aims at promoting renewable energy technology and innovation by Thai entrepreneurs both as a prototype and as a sustainable innovative business on renewable energy. Electricity generation from the four participating companies can substitute for 671 tonnes of crude oil equivalent of fossil fuels.



ถ่ายทอดประสบการณ์ในการตามเสด็จพระราชดำเนินฯ ประกอบพระราชกรณียกิจภายใต้โครงการ “เกิดพระเกียรติ พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว” เนื่องในวโรกาสมหามงคล เฉลิมพระชนมพรรษา ๗ รอบ ๕ ธันวาคม ๒๕๕๔ ในการสร้างและปลูกจิตสำนึก ตลอดจนเป็นแรงผลักดันให้เกิดการมีส่วนร่วมจากคนไทยทุกคนตามแนวคิด “รวมพลังทำความดีถวายพ่อ”

13. Biogas จากเศษอาหาร ระยะ 3 นายสุเทพ เหลี่ยมศิริเจริญ ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เป็นประธานเปิดงาน “สัมมนาชี้แจงรายละเอียดโครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพเพื่อจัดการของเสียเศษอาหารจากโรงแรมและสถานประกอบการต่าง ๆ ระยะที่ 3” ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ความช่วยเหลือสถานประกอบการต่าง ๆ ให้เกิดการใช้เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพในประเทศไทย โดยเป้าหมายของการส่งเสริมสถานประกอบการต่าง ๆ จำนวน 3 ระยะ รวมทั้งสิ้น 300 แห่ง โดยผลการดำเนินโครงการระยะที่ 1 และระยะที่ 2 มีสถานประกอบการเข้าร่วมโครงการฯ รวม 54 รายรองรับขยะเศษอาหารได้ประมาณ 27,860 กิโลกรัม/วันผลิตก๊าซชีวภาพได้ประมาณ 933,609 ลูกบาศก์เมตรต่อปีทดแทน LPG ได้ 429,460 กิโลกรัมต่อปี คิดเป็นเงิน 7.7 ล้านบาท



12. “Fried Rice of The King”, TV commercial for promoting energy conservation Mr. Pichai Narithapan, Minister of Energy, presided over the launch of a TV commercial for promoting energy conservation titled “Fried Rice”. The Minister was welcomed by Dr. Norkun Sitthiphong, Permanent-Secretary, Ministry of Energy, and Mr. Suthep Liumsirijareern, Director-General of Energy Policy and Planning Office welcomed the Minister. On this occasion, Dr. Manoon Mookpradit, Committee and Deputy Secretary-General of the Chaipattana Foundation shared his experience of working with HM the King, as part of a project called “Celebration for the King” on the occasion of HM the King’s 7th cycle birthday on 5 December 2011. The campaign aimed at encouraging Thai people to do good things through the slogan “Do Good for the King”

13. Biogas from food waste phase 3: Mr. Suthep Liumsirijareern, Director-General of Energy Policy and Planning Office presided over the opening of a seminar on “Biogas Technology for food waste Elimination from Hotels and Operating Sites Phase 3”. The project, through three phases, targets 300 operating sites. In phases 1 and 2, there were 54 sites participating in the project, and approximately 27,860 kilogrammes/day of food waste could be turned into about 933,609 cubic meters/year of biogas substituting for 429,460 kilogrammes/year of LPG worth 7.7 million baht.

14. ขับประหยัดน้ำมันด้วยวิธีง่ายๆ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน จัดทำคู่มือ “ขับประหยัดน้ำมันด้วยวิธีง่ายๆ” รวบรวม 10 เคล็ดลับ ขับรถประหยัดน้ำมัน รวมถึงแนะนำการตรวจเช็คสภาพรถก่อนขับและหลังขับ (Tune Up) ซึ่งประชาชนสามารถนำความรู้ที่ได้รับไปปฏิบัติใช้ได้จริงในชีวิตประจำวัน เพื่อบรรเทาผลกระทบจากปัญหาราคาน้ำมัน



15. การเยี่ยมชมโครงการด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

คณะอนุกรรมการประเมินผลโครงการภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงาน โดย ศ.ดร.จูละพงษ์ จุลละโพธิ และ ศ.ดร.สมชาติ โสภณรณฤทธิ์ พร้อมด้วยคณะผู้บริหารและเจ้าหน้าที่ สนพ. โดย รผอ.สนพ. (นายชวลิต) และ รผอ.สนพ. (นายนที) เดินทางไปศึกษาดูงานและเยี่ยมชมโครงการด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน ในระหว่างวันที่ 24 - 26 มิถุนายน 2554 จำนวน 4 โครงการ ประกอบด้วย (1) การผลิตก๊าซชีวภาพด้วยเทคโนโลยี Hybrid Channel Digester ของบริษัท ตรัง น้ำมันปาล์ม จำกัด อำเภอสิเกา จังหวัดตรัง (2) โครงการไฟฟ้าพลังน้ำคลองลำปลอก ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน อำเภอย่านตาขาว จังหวัดตรัง (3) การดำเนินงานภายใต้มาตรการและกิจกรรมอนุรักษ์พลังงานของโรงพยาบาลหาดใหญ่ อำเภอหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา และ (4) โครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าจากลมขานระบบจำหน่ายไฟฟ้า ปี 2549 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อำเภอสทิงพระ จังหวัดสงขลา

14. Easy tips for energy-saving driving

Energy Policy and Planning Office, Ministry of Energy, launched a handbook “Easy tips for energy-saving driving”, which provides 10 tips for energy-saving driving such as engine tune-up. People can apply knowledge obtained from this handbook to their daily life in order to minimise impact from oil price.

15. A visit to Energy Conservation and Renewable Energy Projects

The Evaluation Committee under the Energy Conservation Fund by Prof.Dr. Chullapong Chullapohi and Prof.Dr. Somchat Sophonronnarit together with the management, and staff of Energy Policy and Planning Office led by Deputy Directors-General Mr. Chavalit and Mr. Natie visited energy conservation and renewable energy projects during 24-26 June 2011. The four projects included in the visit were (1) Biogas production using Hybrid Channel Digester Technology, Trang Palm Oil Co.Ltd. located in Sikao district, Trang; (2) Lamplock Canal Hydro Power Plant, Department of Alternative Energy Development and Efficiency, located in Yan Ta Khao district, Trang (3) Energy conservation project at Hat Yai hospital, located in Hat Yai district, Songkla; and (4) Electricity generation from wind energy pilot project operated in paralled with the 2006 electricity distribution system, Provincial Electricity Authority, located in Sating Pra district, Songkla.



• กิจกรรมเพื่อช่วยเหลือสังคม

ไตรมาส 1 (ตุลาคม – ธันวาคม 2553)

• Corporate Social Responsibility

The first quarter (October – December 2010)

1. สนพ. ร่วมบริจาคเงินช่วยเหลือผู้ประสบอุทกภัย ร่วมกับกระทรวงพลังงาน เมื่อวันที่ 21 ตุลาคม 2553

1. The Energy Policy and Planning Office in collaboration with Ministry of Energy made a cash contribution to assist flood victims on 21 October 2010.



2. สนพ. ร่วมบริจาคสิ่งของช่วยเหลือผู้ประสบอุทกภัย จ.นครราชสีมา เมื่อวันที่ 26 ตุลาคม 2553

2. The Energy Policy and Planning Office donated some relief supplies to flood victims in Nakorn Ratchasima province on 26 October 2010.



3. สนพ. ส่งตัวแทนเข้าร่วมปลูกป่าชายเลน กับ กระทรวงพลังงาน เมื่อวันที่ 28 - 30 พฤศจิกายน 2553

3. The staff of Energy Policy and Planning Office joined Ministry of Energy in the mangrove planting activity during 28–30 November 2010.



ไตรมาส 2 (มกราคม – มีนาคม 2554)

The second quarter (January - March 2011)

ผู้บริหาร สนพ. เข้าร่วมงาน ลดโลกร้อนถวายพ่อ “ปลูกต้นไม้ รอบบ้านพ่อ” เมื่อวันที่ 31 มกราคม 2554

The management of Energy Policy and Planning Office participated in the “Planting trees around the Father’s House”, an activity to help reduce the global warming organized in honour of HM the King on 31 January 2011.



ไตรมาส 3 (เมษายน – มิถุนายน 2554)

The third quarter (April – June 2011)

1. โครงการบริจาคโลหิตให้สภากาชาดไทย ครั้งที่ 1 ประจำปี 2554 ณ ศูนย์บริการโลหิตแห่งชาติ สภากาชาดไทย เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2554

1. The first blood donation project for 2011 was held on 1 April 2011 at National Blood Center, Thai Red Cross Society.



2. มอบเกียรติบัตร คนดี คนเก่ง ศรีสังคม เมื่อวันที่ 7 มิถุนายน 54

2. The award presentation ceremony for capable persons with high standards of morality was held on 7 June 2011.



ไตรมาสที่ 4 (กรกฎาคม – กันยายน 2554)

The fourth quarter (July – September 2011)

1. ผอ.สนพ. มอบอุปกรณ์การศึกษาให้แก่กองบัญชาการตำรวจตระเวนชายแดน เพื่อนำไปให้นักเรียนภายใต้สังกัดโรงเรียนตำรวจตระเวนชายแดน นำไปใช้ประโยชน์ด้านการศึกษา

The Director-General of Energy Policy and Planning Office presented education materials to Border Patrol Police Bureau for use in Border Patrol Police schools.



2. โครงการบริจาคโลหิตให้สภากาชาดไทย ครั้งที่ 2 ประจำปี 2554 ณ ศูนย์บริการโลหิตแห่งชาติ สภากาชาดไทย เมื่อวันที่ 22 กรกฎาคม 2554

2. The second Blood Donation for 2011 was held on 22 July 2011 at National Blood Center, Thai Red Cross Society.



3. บริจาคเงินช่วยเหลือผู้ประสบอุทกภัย ดอนเมือง
เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2554

3. A cash donation was made for flood victims
at Don Muang Airport on 12 October 2011



4. บริจาคถังแก๊ส ณ ฐานทัพเรือกรุงเทพ เมื่อวันที่
4 พฤศจิกายน 2554

4. A donation of gas cylinders was made at
Bangkok Naval Base on 4 November 2011



5. มอบถังแก๊ส ณ ศูนย์บริจาคสิ่งของช่วยเหลือผู้ประสบภัยน้ำท่วม ศูนย์บรรเทาสาธารณภัย โดยฐานทัพเรือกรุงเทพ พุทธมณฑลสาย 3 และ สาย 4 เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2554

5. A donation of gas cylinders was made at a flood relief center, managed by the Royal Thai Navy located on Buddhamonthon 3 and 4 roads on 29 November 2011

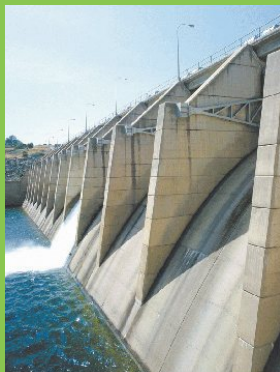




ส่วนที่ 5 / Part 5

งบการเงินและหมายเหตุประกอบงบการเงิน ปี 2554

Financial report and note to the financial report 2011



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

งบแสดงฐานะการเงิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2554

		(หน่วย : บาท)	
	หมายเหตุ	2554	2553
สินทรัพย์			
สินทรัพย์หมุนเวียน			
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	2	62,992,545.68	66,766,432.73
ลูกหนี้ระยะสั้น		120,000.00	17,000.00
รายได้ค้างรับ		334,711.00	301,005.66
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน		63,447,256.68	67,084,438.39
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน			
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ (สุทธิ)	3	27,213,528.26	33,363,070.19
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		27,213,528.26	33,363,070.19
รวมสินทรัพย์		90,660,784.94	100,447,508.58
หนี้สิน			
หนี้สินหมุนเวียน			
เจ้าหนี้ระยะสั้น	4	936,650.59	1,423,186.80
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	5	943,000.68	366,012.73
เงินรับฝากระยะสั้น		2,138,035.38	2,791,850.06
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	6	3,054,898.24	10,815,197.68
รวมหนี้สินหมุนเวียน		7,072,584.89	15,396,247.27
หนี้สินไม่หมุนเวียน			
รายได้รอการรับรู้ระยะยาว		42,795,074.74	37,405,229.22
เงินอุดหนุนราชการรับจากคลังระยะยาว		500,000.00	500,000.00
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน		43,295,074.74	37,905,229.22
รวมหนี้สิน		50,367,659.63	53,301,476.49
สินทรัพย์สุทธิ		40,293,125.31	47,146,032.09
สินทรัพย์สุทธิ			
ทุน		70,119,629.41	70,119,629.41
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	7	(29,826,504.10)	(22,973,597.32)
รวมสินทรัพย์สุทธิ		40,293,125.31	47,146,032.09
รวมหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ		90,660,784.94	100,447,508.58



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

งบรายได้และค่าใช้จ่าย

สำหรับปี สิ้นสุด วันที่ 30 กันยายน 2554

		(หน่วย : บาท)	
	หมายเหตุ	2554	2553
รายได้จากการดำเนินงาน			
รายได้จากรัฐบาล			
รายได้จากงบประมาณ	8	81,082,941.53	69,189,693.91
รวมรายได้จากรัฐบาล		81,082,941.53	69,189,693.91
รายได้จากแหล่งอื่น			
รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค	9	72,940,752.69	131,201,338.16
รวมรายได้จากแหล่งอื่น		72,940,752.69	131,201,338.16
รวมรายได้จากการดำเนินงาน		154,023,694.22	200,391,032.07
ค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน			
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	10	38,674,960.30	37,209,473.91
ค่าบำเหน็จบำนาญ		4,745,721.87	3,189,532.73
ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรม		3,502,398.00	2,800,726.00
ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง		678,228.62	443,825.00
ค่าวัสดุและค่าใช้จ่ายอื่น	11	42,442,611.55	30,080,780.12
ค่าสาธารณูปโภค	12	4,140,061.37	3,926,849.19
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	13	10,976,464.35	10,836,119.83
ค่าใช้จ่ายอื่น	14	55,699,834.45	102,204,702.01
รวมค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน		160,860,280.51	190,692,008.79
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน		(6,836,586.29)	9,699,023.28

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

งบรายได้และค่าใช้จ่าย

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

	(หน่วย : บาท)	
หมายเหตุ	2554	2553
รายได้/ค่าใช้จ่ายที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน		
กำไร/ขาดทุนสุทธิจากการจำหน่ายสินทรัพย์	16,320.49	—
รายการอื่น ๆ ที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน	—	—
รวมรายได้/ค่าใช้จ่ายที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน	16,320.49	—
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายจากกิจกรรมตามปกติ	(6,852,906.78)	9,699,023.28
รายการอื่น ๆ ที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน	—	—
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ	<u>(6,852,906.78)</u>	<u>9,699,023.28</u>

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

- | | |
|---------------------------------------|--|
| 1 สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ | 10 ค่าใช้จ่ายบุคลากร |
| 2 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด | 11 ค่าวัสดุและค่าใช้จ่าย |
| 3 ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ (สุทธิ) | 12 ค่าสาธารณูปโภค |
| 4 เจ้าหนี้ระยะสั้น | 13 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย |
| 5 ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย | 14 ค่าใช้จ่ายอื่น |
| 6 หนี้สินหมุนเวียนอื่น | 15 รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายปีปัจจุบัน |
| 7 รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม | 16 รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายปีก่อน |
| 8 รายได้จากงบประมาณ | 17 รายงานรายได้แผ่นดิน |
| 9 รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค | |



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

หมายเหตุที่ 1 – สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ

1.1 หลักเกณฑ์ในการจัดทำงบการเงิน

งบการเงินนี้จัดทำขึ้นตามเกณฑ์คงค้าง ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดในหลักการและนโยบายบัญชีสำหรับหน่วยงานภาครัฐฉบับที่ 2 ตามประกาศกระทรวงการคลัง เมื่อวันที่ 6 มกราคม 2546 การจัดประเภทและการแสดงรายการในงบการเงินถือปฏิบัติตามหนังสือกรมบัญชีกลาง ด่วนที่สุด ที่ กค 0423.2/ว410 ลงวันที่ 21 พฤศจิกายน 2551 เรื่อง ๗ รูปแบบรายงานการเงินของหน่วยงานภาครัฐ

1.2 หน่วยงานที่เสนอรายงาน

งบการเงินนี้เป็นการแสดงภาพรวมในระดับกรม ซึ่งรวมรายการทางบัญชีที่เกิดขึ้นในหน่วยงานสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

1.3 ขอบเขตของข้อมูลในรายงาน

รายการที่ปรากฏในงบการเงิน รวมถึงสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่าย ซึ่งเป็นของรัฐบาลในภาพรวม แต่ให้หน่วยงานเป็นผู้รับผิดชอบในการดูแลรักษาและบริหารจัดการให้แก่รัฐบาลภายใต้อำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย และรวมถึงสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่าย ซึ่งเป็นของหน่วยงานที่ใช้เพื่อประโยชน์ในการดำเนินงานของหน่วยงานเอง ไม่ว่าจะรายการดังกล่าวจะเป็นรายการที่เกิดจากเงินในงบประมาณหรือเงินนอกงบประมาณ ซึ่งเป็นรายการที่เกิดขึ้นทั้งที่หน่วยงานในส่วนกลาง และหน่วยงานในส่วนภูมิภาคภายใต้สังกัด

1.4 การรับรู้รายได้

- รายได้จากเงินงบประมาณรับรู้เมื่อได้รับอนุมัติค่าขอเบิกเงินจากกรมบัญชีกลาง
- รายได้เงินนอกงบประมาณรับรู้เมื่อเกิดรายได้
- รายได้แผ่นดินรับรู้เมื่อได้รับเงิน

รายได้แผ่นดินประเภทภาษีแสดงในงบการเงินด้วยยอดสุทธิจากการจ่ายคืนภาษีแล้ว รายได้แผ่นดินแสดงเป็นรายการต่างหากจากรายได้และค่าใช้จ่ายจากกิจกรรมปกติของหน่วยงานในงบรายได้และค่าใช้จ่าย

- รายได้รอการรับรู้ เป็นรายได้ที่หน่วยงานได้รับจากการช่วยเหลือ สนับสนุน หรือรับบริจาคที่มีวัตถุประสงค์ในการใช้จ่าย ในรูปของเงินสดหรือทรัพย์สิน ทายอกรับรู้เป็นรายได้ตามจำนวนค่าใช้จ่ายและค่าเสื่อมราคาที่เกิดขึ้นในงวดบัญชี

1.5 ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์

- อุปกรณ์ แสดงในราคาทุนหักค่าเสื่อมราคาสะสม
- อุปกรณ์ที่ได้มาก่อนปี 2540 ไม่นำมาบันทึกบัญชี แต่บันทึกไว้ในทะเบียนคุมสินทรัพย์
- อุปกรณ์ที่ได้มาตั้งแต่ปีงบประมาณ 2540–2545 บันทึกเฉพาะที่มีมูลค่าตั้งแต่ 30,000 บาท ขึ้นไป
- อุปกรณ์ที่ได้มาตั้งแต่ปีงบประมาณ 2546 เป็นต้นไป บันทึกเฉพาะที่มีมูลค่าตั้งแต่ 5,000 บาท ขึ้นไป

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

1.6 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายคำนวณจากราคาทุนของอาคารและอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน โดยวิธีเส้นตรง ตามอายุการใช้งานโดยประมาณของสินทรัพย์ ดังนี้

อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	15 – 40 ปี
อุปกรณ์	2 – 12 ปี
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	2 – 15 ปี

(หน่วย : บาท)

หมายเหตุที่ 2 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

	2554	2553
เงินทรองราชการ	500,000.00	500,000.00
เงินฝากธนาคาร – เงินงบประมาณ	473,061.32	–
เงินฝากคลัง	42,867,625.70	45,433,829.52
เงินฝากออมทรัพย์ที่สถาบันการเงิน	19,151,858.66	20,832,603.21
รวม เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	62,992,545.68	66,766,432.73

หมายเหตุที่ 3 ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ (สุทธิ)

	2554	2553
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	63,221,884.93	63,221,884.93
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(43,100,463.20)	(34,480,370.56)
อาคาร และสิ่งปลูกสร้าง (สุทธิ)	20,121,421.73	28,741,514.37
อุปกรณ์		
ครุภัณฑ์สำนักงาน	3,461,859.36	3,430,829.36
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(2,613,073.95)	(2,347,413.89)
ครุภัณฑ์สำนักงาน (สุทธิ)	848,785.41	1,083,415.47



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

(หน่วย : บาท)

หมายเหตุที่ 3 ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ (สุทธิ) (ต่อ)

อุปกรณ์	2554	2553
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง	5,295,181.89	4,475,281.89
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(4,618,140.66)	(4,473,479.63)
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง (สุทธิ)	677,041.23	1,802.26
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	624,239.34	465,879.34
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(392,536.01)	(323,600.43)
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ (สุทธิ)	231,703.33	142,278.91
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	1,458,306.50	1,458,306.50
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(1,290,493.68)	(1,139,777.09)
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่ (สุทธิ)	167,812.82	318,529.41
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	14,154,725.47	10,416,320.08
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(9,177,988.42)	7,687,282.63)
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ (สุทธิ)	4,976,737.05	2,729,037.45
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว	96,585.94	96,585.94
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(79,599.38)	(70,016.66)
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว (สุทธิ)	16,986.56	26,569.28
ครุภัณฑ์อื่น	734,020.00	734,020.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(560,979.87)	(414,096.96)
ครุภัณฑ์อื่น (สุทธิ)	173,040.13	319,923.04
รวม ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ (สุทธิ)	27,213,528.26	33,363,070.19

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

	(หน่วย : บาท)	
	2554	2553
หมายเหตุที่ 4 เจ้าหนี้ระยะสั้น		
เจ้าหนี้การค้า – บุคคลภายนอก	792,165.59	1,332,924.45
เจ้าหนี้อื่น – หน่วยงานรัฐ	144,485.00	90,262.35
รวมเจ้าหนี้ระยะสั้น	936,650.59	1,423,186.80
หมายเหตุที่ 5 ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย		
ค่าสาธารณูปโภคค้างจ่าย	93,154.11	92,316.59
ใบสำคัญค้างจ่าย	807,772.32	226,143.00
ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายอื่น – บุคคลภายนอก	42,074.25	47,553.14
รวมค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	943,000.68	366,012.73
หมายเหตุที่ 6 หนี้สินหมุนเวียนอื่น		
เงินประกันผลงาน	2,820,239.54	2,569,335.16
เงินประกันอื่น ๆ	234,658.70	8,245,862.52
รวมหนี้สินหมุนเวียนอื่น	3,054,898.24	10,815,197.68
หมายเหตุที่ 7 รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม		
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิยกมา	(6,575,002.20)	16,274,025.48
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ	(6,852,906.78)	(9,699,023.28)
ผลสะสมจากการแก้ไขข้อผิดพลาด	(16,398,595.12)	16,398,595.12
รวม รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	(29,826,504.10)	22,973,597.32



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

	(หน่วย : บาท)	
	2554	2553
หมายเหตุที่ 8 รายได้จากงบประมาณ		
รายได้จากงบบุคลากร	31,734,696.99	30,461,782.04
รายได้จากงบดำเนินงาน	24,528,659.69	21,168,116.14
รายได้จากงบลงทุน	5,300,741.62	934,765.30
รายได้จากงบกลาง	9,406,897.35	7,463,311.26
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	11,003,663.11	10,117,831.68
หัก เบิกเกินส่งคืนเงินงบประมาณ	(891,717.23)	(956,112.51)
รวม รายได้งบประมาณ	81,082,941.53	69,189,693.91

หมายเหตุที่ 9 รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค

รายได้อุดหนุนจากหน่วยงานรัฐ *		
เงินที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง	48,192,045.30	116,112,780.33
เงินที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนเพื่อส่งเสริม	21,127,000.00	8,500,000.00
การอนุรักษ์พลังงาน		
รายได้จากการช่วยเหลือและการบริจาคจากเอกชน	3,621,707.39	6,588,557.83
รวม รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค	72,940,752.69	131,201,338.16

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

หมายเหตุที่ 10 ค่าใช้จ่ายบุคลากร	(หน่วย : บาท)	
	2554	2553
เงินเดือน	24,061,800.54	22,939,986.21
ค่าล่วงเวลา	1,267,290.00	1,355,370.00
เงินตอบแทนพิเศษของผู้ได้รับเงินเดือนเต็มขั้น	–	10,234.54
เงินค่าตอบแทนพนักงานราชการ	5,345,700.57	5,113,813.67
เงินค่าครองชีพ	308,057.01	520,808.33
เงินเดือนและค่าจ้างอื่น (เงินที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนน้ำมัน)	219,747.30	183,450.63
ค่าจ้างประจำ	1,607,880.00	1,498,080.00
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยนอก – รพ.รัฐ	2,262,107.17	2,568,017.90
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยใน – รพ.รัฐ	1,058,092.27	541,464.08
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยนอก – รพ.เอกชน	300,000.00	302,000.00
เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยใน – รพ.เอกชน	28,136.50	28,800.00
เงินช่วยการศึกษาบุตร	170,702.00	159,434.00
เงินชดเชยสมาชิก กบข.	396,056.14	377,727.29
เงินสมทบ กบข.	594,084.20	566,590.94
เงินสมทบกองทุนสำรองเลี้ยงชีพ พนง. และลูกจ้างของรัฐ	47,757.60	43,993.80
เงินสมทบกองทุนประกันสังคม	282,649.00	253,788.00
ค่าเช่าบ้าน	150,100.00	155,950.00
ค่าตอบแทนเหมาจ่ายแทนการจัดหารถประจำตำแหน่ง	533,400.00	553,064.52
ค่าใช้จ่ายบุคลากรอื่น	41,400.00	36,900.00
รวม ค่าใช้จ่ายบุคลากร	38,674,960.30	37,209,473.91



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

	(หน่วย : บาท)	
	2554	2553
หมายเหตุที่ 11 ค่าวัสดุและค่าใช้จ่าย		
ค่าวัสดุ	1,845,289.70	2,589,408.23
ค่าซ่อมแซมและค่าบำรุงรักษา	883,293.16	622,528.17
ค่าเชื้อเพลิง	190,214.45	263,718.61
ค่าจ้างเหมาบริการ – บุคคลภายนอก	5,866,525.72	2,529,692.28
ค่าจ้างเหมาบริการ – หน่วยงานภายนอก	–	1,387,600.00
ค่าตอบแทนเฉพาะงาน	–	1,800.00
ค่าตอบแทนอื่น	–	3,500.00
ค่าตอบแทนอื่น (เงินที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง)	82,850.00	107,765.00
ค่าจ้างที่ปรึกษา	14,344,087.50	15,686,544.00
ค่าจ้างที่ปรึกษา (เงินที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน)	14,011,244.00	2,375,000.00
ค่าเบี้ยประกันภัย	–	4,928.00
ครุภัณฑ์มูลค่าต่ำกว่าเกณฑ์	294,565.07	100,463.80
ค่าใช้จ่ายในการประชุม	1,560,375.00	945,780.00
ค่าเช่าเบ็ดเตล็ด – ภายนอก	234,972.00	340,661.25
ค่าใช้จ่ายผลักส่งเป็นรายได้แผ่นดิน	4,850.00	8,554.00
ค่าประชาสัมพันธ์	881,130.00	861,250.00
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ	2,153,065.53	1,510,552.24
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ (เงินที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง)	90,149.42	669,034.54
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ (เงินที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน)	–	72,000.00
รวม ค่าวัสดุและค่าใช้จ่าย	42,442,611.55	30,080,780.12

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

	(หน่วย : บาท)	
	2554	2553
หมายเหตุที่ 12 ค่าสาธารณูปโภค		
ค่าไฟฟ้า	2,039,560.70	2,271,530.42
ค่าน้ำประปาและน้ำบาดาล	94,395.32	116,138.57
ค่าโทรศัพท์	817,056.27	848,341.96
ค่าบริการสื่อสารและโทรคมนาคม	1,002,717.08	542,416.24
ค่าบริการไปรษณีย์โทรเลขและขนส่ง	186,332.00	148,422.00
รวม ค่าสาธารณูปโภค	4,140,061.37	3,926,849.19

หมายเหตุที่ 13 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	8,620,092.64	8,620,092.64
ครุภัณฑ์สำนักงาน	265,660.06	376,588.94
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและอุปกรณ์การขนส่ง	144,661.03	151,903.66
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	68,935.58	31,976.43
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	150,716.59	159,425.66
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	1,569,932.82	1,337,042.56
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว	9,582.72	12,207.04
ครุภัณฑ์อื่น	146,882.91	146,882.90
รวม ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	10,976,464.35	10,836,119.83



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

(หน่วย : บาท)

2554

2553

หมายเหตุที่ 14 ค่าใช้จ่ายอื่น

ค่าใช้จ่ายอื่น (เงินที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง)	55,821,984.45	103,164,777.01
TR – หน่วยงานรับเงินนอกงบประมาณจากกรมบัญชีกลาง	(11,856,407.52)	(7,730,976.30)
TE – ปรับเงินฝากคลัง	11,734,257.52	6,770,901.30
รวม ค่าใช้จ่ายอื่น	55,699,834.45	102,204,702.01

หมายเหตุที่ 15 รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายปีปัจจุบัน (2554)

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงบประมาณ ปี 2554 ผลผลิต ข้อเสนอแนะนโยบาย แผนและมาตรการ เพื่อการบริหาร จัดการด้านพลังงาน					
งบบุคลากร	32,440,500.00	–	–	32,226,269.73	214,230.27
งบดำเนินงาน	23,721,245.50	60,000.00	2,611,863.87	21,041,300.04	8,081.59
งบลงทุน	3,024,729.50	–	–	3,024,729.50	–
งบอุดหนุน	–	–	–	–	–
งบรายจ่ายอื่น	14,373,925.00	–	8,454,537.50	5,919,387.50	–
รวม	73,560,400.00	60,000.00	11,066,401.37	62,211,686.77	222,311.86

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

(หน่วย : บาท)

หมายเหตุที่ 16 รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายปีก่อน

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลือในปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงบประมาณ ปี 2554 ผลผลิต :			
ข้อเสนอแนะนโยบายแผน และ			
มาตรการเพื่อ การบริหารจัดการ			
ด้านพลังงาน			
งบบุคลากร	-	-	-
งบดำเนินงาน	2,948,825.48	2,948,825.48	-
งบลงทุน	1,903,367.50	1,903,367.50	-
งบอุดหนุน	-	-	-
งบรายจ่ายอื่น	4,869,700.00	4,869,700.00	-
รวม	9,721,892.98	9,721,892.98	-



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุประกอบงบการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

	(หน่วย : บาท)	
	2554	2553
หมายเหตุที่ 17 รายงานรายได้แผ่นดิน		
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ		
รายได้แผ่นดิน – นอกจากภาษี		
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ	—	—
รายได้อื่น	104,766.19	269,457.07
รวมรายได้นอกจากภาษี	104,766.19	269,457.07
รวมรายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ	104,766.19	269,457.07
หัก รายได้แผ่นดินถอนคืนจากคลัง	—	—
รายได้แผ่นดินจัดสรรตามกฎหมาย	—	—
รายได้แผ่นดินสุทธิจากยอดถอนคืนและจัดสรรตามกฎหมาย	104,766.19	269,457.07
รายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	(104,766.19)	(269,457.07)
สุทธิ	—	—

ต้นทุนผลผลิต และต้นทุนกิจกรรม

ผลผลิต	(บาท) ต้นทุนรวม	(บาท) ต้นทุนต่อหน่วย	กิจกรรม	(บาท) ต้นทุนกิจกรรม	(บาท) ต้นทุนต่อหน่วย กิจกรรม
การจัดทำข้อเสนอแนะ นโยบาย และมาตรการ เพื่อการบริหารจัดการพลังงาน	156,253,029.13	9,765,814.32	1. ศึกษา วิเคราะห์ เสนอแนะยุทธศาสตร์ นโยบาย แผนงานและมาตรการด้านพลังงาน	111,736,774.39	87,774.37
			2. การวิเคราะห์พยากรณ์ และการพัฒนาระบบสารสนเทศด้านพลังงาน	10,202,381.99	64,165.92
			3. สนับสนุนการปฏิบัติงานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	34,313,872.75	34,313,872.75

หมายเหตุ

1. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานมี 1 ผลผลิตหลัก 3 กิจกรรม
2. กิจกรรมที่ 1 และกิจกรรมที่ 2 มีหน่วยนับเป็นครั้ง
3. กิจกรรมที่ 3 สนับสนุนการปฏิบัติงานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน มีหน่วยนับเป็นร้อยละ



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

วิเคราะห์งบแสดงฐานะการเงิน

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

(หน่วย : บาท) อัตราย่อส่วนตามแนวดิ่ง

	2554	2553	2554	2553
สินทรัพย์				
สินทรัพย์หมุนเวียน				
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	62,992.55	66,766.43	69.48%	66.47%
ลูกหนี้ระยะสั้น	120.00	17.00	0.13%	0.02%
รายได้ค้างรับ	334.71	301.01	0.37%	0.30%
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	63,447.26	67,084.44	69.98%	66.79%
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน				
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ (สุทธิ)	27,213.53	33,363.07	30.02%	33.21%
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	27,213.53	33,363.07	30.02%	33.21%
รวมสินทรัพย์	90,660.79	100,447.51	100.00%	100.00%
หนี้สิน				
หนี้สินหมุนเวียน				
เจ้าหนี้ระยะสั้น	936.65	1,423.19	1.03%	1.42%
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	943.00	366.01	1.04%	0.36%
เงินรับฝากระยะสั้น	2,138.04	2,791.85	2.36%	2.78%
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	3,054.90	10,815.20	3.37%	10.77%
รวมหนี้สินหมุนเวียน	7,072.59	15,396.25	7.80%	15.33%
หนี้สินไม่หมุนเวียน				
รายได้รอการรับรู้ระยะยาว	42,795.07	37,405.23	47.20%	37.24%
เงินอุดหนุนราชการรับจากคลัง	500.00	500.00	0.55%	0.50%
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	43,295.07	37,905.23	47.76%	37.24%
รวมหนี้สิน	50,367.66	53,301.48	55.56%	53.06%
สินทรัพย์สุทธิ	40,293.13	47,146.03	44.44%	46.94%
สินทรัพย์สุทธิ				
ทุน	70,119.63	70,119.63	77.34%	69.81%
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	(29,826.50)	(22,973.60)	(32.90%)	22.87%
รวมสินทรัพย์สุทธิ	40,293.13	47,146.03	44.44%	46.94%
รวมรายได้	154,023.69	200,391.03	100.00%	100.00%

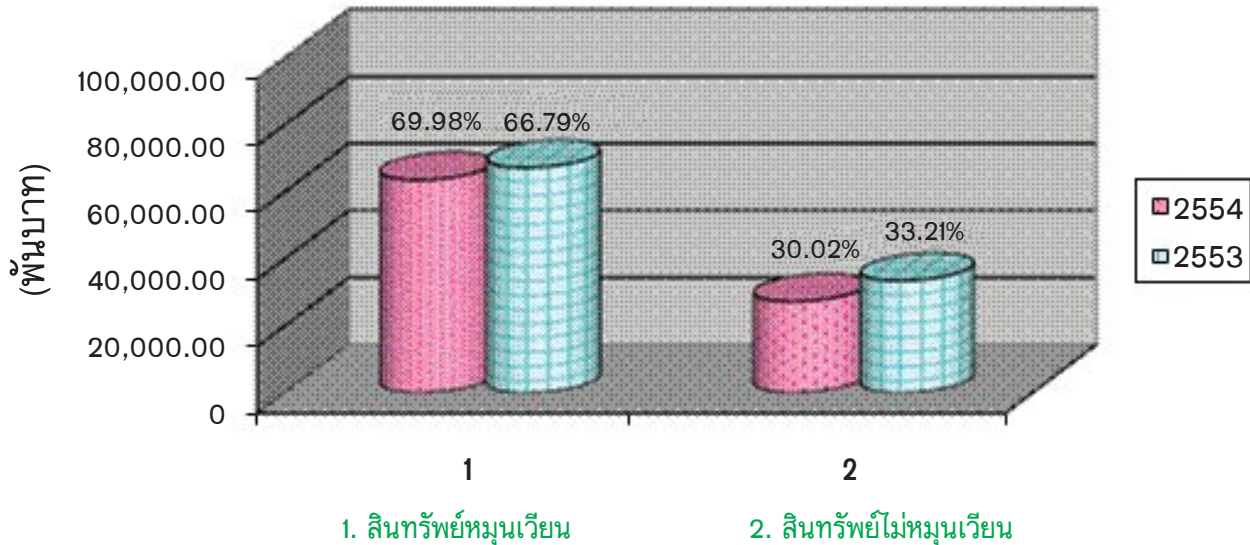
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

วิเคราะห์งบรายได้และค่าใช้จ่าย

สำหรับปี สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2554

	(หน่วย : บาท) อัดรายย่อส่วนตามแนวดิ่ง			
	2554	2553	2554	2553
รายได้จากการดำเนินงาน				
รายได้จากรัฐบาล				
รายได้จากงบประมาณ	81,082.94	69,189.69	52.64%	34.53%
รวมรายได้จากรัฐบาล	81,082.94	69,189.69	52.64%	34.53%
รายได้จากแหล่งอื่น				
รายได้จากเงินช่วยเหลือและเงินบริจาค	72,940.75	131,201.34	47.36%	65.47%
รวมรายได้จากแหล่งอื่น	72,940.75	131,201.34	47.36%	65.47%
รวมรายได้จากการดำเนินงาน	154,023.69	200,391.03	100.00%	100.00%
ค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน				
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	38,674.96	37,209.47	25.11%	18.57%
ค่าบำเหน็จบำนาญ	4,745.72	3,189.53	3.08%	1.59%
ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรม	3,502.40	2,800.73	2.27%	1.40%
ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง	678.23	443.83	0.44%	0.22%
ค่าวัสดุและค่าใช้จ่ายอื่น	42,442.61	30,080.78	27.56%	15.01%
ค่าสาธารณูปโภค	4,140.06	3,926.85	2.69%	1.96%
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	10,976.46	10,836.12	7.13%	5.41%
ค่าใช้จ่ายอื่น	55,699.83	102,204.70	36.16%	51.00%
รวมค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน	160,860.28	190,692.01	104.44%	95.16%
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน	(6,836.59)	9,699.02	(4.44)%	4.48%
หัก รายได้/ค่าใช้จ่ายที่ไม่เกิดจากการดำเนินงาน	—	—	—%	—%
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ	(6,836.59)	9,699.02	(4.44)%	4.48%

โครงสร้างสินทรัพย์



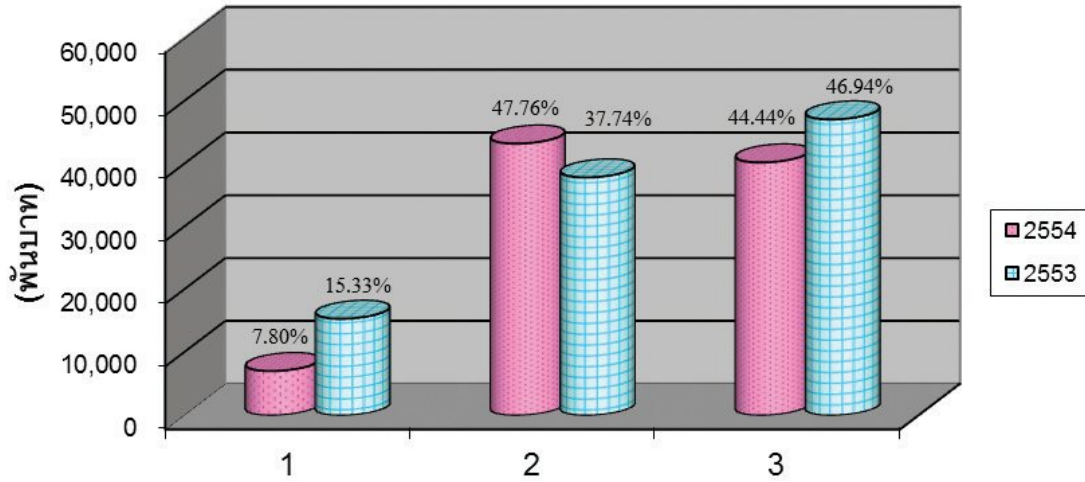
ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 สินทรัพย์ มีจำนวนเงิน 90.66 ล้านบาท ลดลงจากปีงบประมาณ 2553 เป็นจำนวนเงิน 9.79 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 10 โครงสร้างสินทรัพย์ ประกอบด้วย

สินทรัพย์หมุนเวียน จำนวนเงิน 63.45 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 70 ของโครงสร้างสินทรัพย์ ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 ลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 จำนวนเงิน 3.64 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 5 ส่วนใหญ่เป็นเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 จำนวนเงิน 3.78 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 6 เกิดจากเงินนอกงบประมาณ เป็นเงินที่รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังอนุญาตให้หักเงินรายได้จากการจำหน่ายเอกสารเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้า ค่าธรรมเนียมการจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และค่าธรรมเนียมการ

ประเมินคัดเลือก ใช้จ่ายเป็นค่าใช้จ่ายในการจัดจ้างที่ปรึกษา และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการประเมินการคัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอจนลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วเสร็จ ซึ่งส่วนใหญ่ได้รับในปีงบประมาณ พ.ศ. 2551 และดำเนินงานตามโครงการต่าง ๆ ที่กำหนดไว้อย่างต่อเนื่อง และมีเงินนอกงบประมาณที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง และกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับโครงการต่าง ๆ ของทั้งสองกองทุนฯ

สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน จำนวนเงิน 27.21 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 30 ของโครงสร้างสินทรัพย์ ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 ลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 จำนวนเงิน 6.15 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 18 เป็นที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์สุทธิ เกิดจากการเสื่อมราคาของสินทรัพย์

โครงสร้างหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ



1. หนี้สินหมุนเวียน 2. หนี้สินไม่หมุนเวียน 3. สินทรัพย์สุทธิ

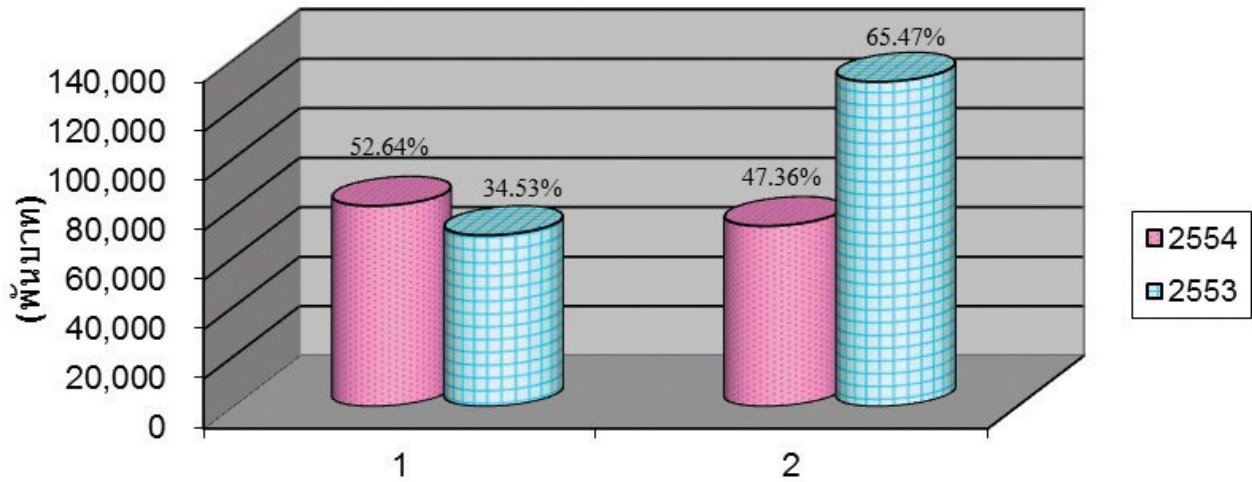
หนี้สินหมุนเวียน จำนวนเงิน 7.07 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 ของโครงสร้างหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 ลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 จำนวนเงิน 8.32 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 54 ส่วนใหญ่เป็นเงินประกันอื่น ๆ ซึ่งในปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 ได้คืนเงินหลักประกันของให้กับผู้ยื่นข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อจำหน่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าที่ไม่ผ่านการพิจารณาการรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. นอกจากนี้เป็นเงินรับฝากกระยะสั้น ซึ่งเป็นเงินที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง และกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ส่วนใหญ่เป็นรายการรับฝากดอกเบี้ยเงินฝากธนาคารตามโครงการต่าง ๆ ของทั้งสองกองทุน เพื่อส่งคืนดอกผลจากการดำเนินงานเมื่อโครงการเสร็จสิ้น

หนี้สินไม่หมุนเวียน จำนวนเงิน 43.30 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 48 ของโครงสร้างหนี้สินและสินทรัพย์

สุทธิ ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 จำนวนเงิน 5.39 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 14 เป็นเงินที่ได้รับบริจาคโดยมีเงื่อนไขจากการไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อรอการบันทึกรับรู้เป็นรายได้ตามค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นตามวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ในแต่ละปี

สินทรัพย์สุทธิ มีจำนวนเงิน 40.29 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 44 ของโครงสร้างหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ ลดลงจากปีงบประมาณ 2553 เป็นจำนวนเงิน 6.85 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 29.83 เป็นรายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสะสม ส่วนใหญ่เกิดจากการดำเนินงานตามโครงการต่าง ๆ ที่ได้รับจัดสรรเงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง, กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน, การนำส่งเงินคืนกองทุนฯ ดังกล่าวหลังจากดำเนินงานตามแต่ละโครงการฯ เสร็จสิ้น และการตัดค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์

โครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน

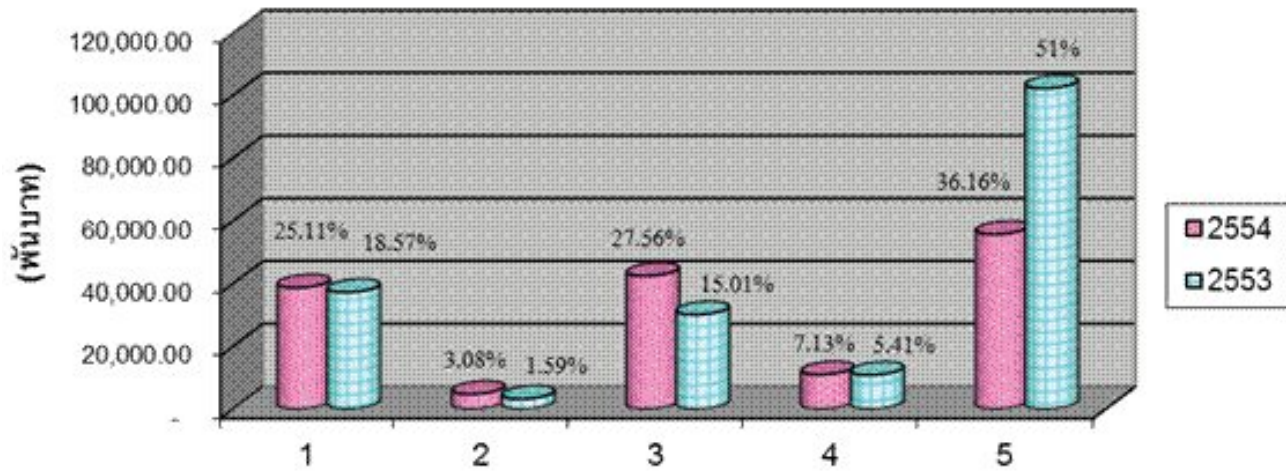


1. รายได้จากรัฐบาล 2. รายได้จากแหล่งอื่น

รายได้จากรัฐบาล จำนวนเงิน 81.08 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 53 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงานเพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 จำนวนเงิน 11.89 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 17 ส่วนใหญ่เกิดจากงบลงทุน ซึ่งจากหน่วยงานได้รับจัดสรรการจัดซื้อจัดจ้างครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 และเงินกันเหลือในปีที่ได้รับจัดสรรในปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 เพื่อจัดซื้อครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ และรถยนต์นั่งส่วนบุคคล 1 คัน รายได้จากแหล่งอื่น จำนวนเงิน 72.94 ล้านบาท

คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 47 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงานลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 จำนวนเงิน 58.26 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 44 เกิดจากในปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 เงินนอกงบประมาณที่ได้รับจัดสรรจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง และกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับโครงการต่างๆ ของทั้งสองกองทุนฯ ได้ดำเนินการมาอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปีงบประมาณ พ.ศ. 2552 และบางโครงการได้เสร็จสิ้นลงในระหว่างปีงบประมาณ พ.ศ. 2554

โครงสร้างค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน



- 1. ค่าใช้จ่ายบุคลากร
- 2. ค่าบำเหน็จบำนาญ
- 3. ค่าวัสดุและค่าใช้จ่าย
- 4. ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย
- 5. ค่าใช้จ่ายอื่น

ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 มีค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน จำนวนเงิน 160.86 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 104.44 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน ลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 จำนวนเงิน 29.83 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 16 ประกอบด้วย

ค่าใช้จ่ายบุคลากร จำนวนเงิน 38.68 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 25 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 เป็นจำนวนเงิน 1.47 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 4 ส่วนใหญ่เกิดจากเงินเดือน เงินตอบแทนพนักงานราชการ ค่าจ้างประจำ เงินช่วยค่ารักษาพยาบาลประเภทผู้ป่วยใน-รัฐ

ค่าบำเหน็จบำนาญ จำนวนเงิน 4.75 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 3 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 เป็นจำนวนเงิน 1.56 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 49 เกิดจากข้าราชการได้ลาออกไปปฏิบัติงานหน่วยงานอื่น ซึ่งมีสิทธิได้รับบำเหน็จบำนาญ และมีผลทำให้มีค่าใช้จ่ายด้านค่ารักษาพยาบาลผู้รับบำนาญเพิ่มขึ้น

ค่าวัสดุ และค่าใช้จ่าย จำนวนเงิน 42.44 ล้านบาท

คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 28 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 เป็นจำนวนเงิน 12.36 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 41 ส่วนใหญ่เกิดจากค่าจ้างที่ปรึกษาที่ได้รับจัดสรรจากเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานเพื่อดำเนินการตามโครงการต่างๆ

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย จำนวนเงิน 10.98 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 7 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน เพิ่มขึ้นจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 เป็นจำนวนเงิน 0.14 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 เกิดจากการเสื่อมราคาของครุภัณฑ์สำนักงาน และครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์

ค่าใช้จ่ายอื่น จำนวนเงิน 55.70 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 36 ของโครงสร้างรายได้จากการดำเนินงาน ลดลงจากปีงบประมาณ พ.ศ. 2553 เป็นจำนวนเงิน 46.50 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 46 เกิดจากค่าใช้จ่ายที่ได้รับจัดสรรเงินจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งเป็นการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง และบางโครงการได้เสร็จสิ้นในระหว่างปีงบประมาณ พ.ศ. 2554



ส่วนที่ 6 / Part 6

ผลการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของ
ราชการ พ.ศ. 2540

Results of the Implementation of Official
Information Act B.E. 2540



ผลการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสาร ของราชการ พ.ศ. 2540



ตามที่ได้มีการประกาศใช้ พระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 และมีมติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้องกับพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 กำหนดให้หน่วยงานของรัฐต้องปฏิบัติในเรื่องของการเปิดเผยข้อมูลข่าวสารของราชการตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 เพื่อให้เกิดความโปร่งใสในการบริหารราชการมาอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2541 – ปัจจุบัน นั้น

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้จัดตั้ง “ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ.” ขึ้น ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2543 เป็นต้นมาเพื่อให้การบริการ การจัดระบบ การขอการอนุญาต และการจัดหาข้อมูลข่าวสารที่อยู่ในความรับผิดชอบของ สนพ. เป็นไปด้วยความเรียบร้อย รวดเร็ว มีประสิทธิภาพ และถูกต้องตามกฎหมายว่าด้วยข้อมูลข่าวสารของราชการ และได้ถือปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 มาอย่างต่อเนื่อง

สนพ. ได้มีการดำเนินการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 ในปี 2554 ดังนี้

1. ด้านการเปิดเผยข้อมูลข่าวสาร



สนพ. ได้นำข้อมูลในเรื่อง โครงสร้างและการจัดการองค์กร ของ สนพ., สรุปอำนาจหน้าที่ที่สำคัญ และวิธีการดำเนินงาน, สถานที่ติดต่อเพื่อขอรับข้อมูลข่าวสารหรือคำแนะนำในการติดต่อกับ สนพ. ลงพิมพ์ในราชกิจจานุเบกษา และใน Website : www.eppo.go.th/infocenter สำหรับข้อมูลในด้านอื่น ๆ ของ สนพ. จะเก็บไว้ที่หน่วยงานที่เกี่ยวข้องโดยตรง ซึ่งผู้ขอข้อมูลสามารถติดต่อทางโทรศัพท์ หรือติดต่อด้วยตนเองโดยตรง หรือสอบถามข้อมูลเพิ่มเติมได้ที่ 0 2612 1555 ต่อ 601 หรือ nuntana@eppo.go.th ปัจจุบันที่ตั้ง ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. ตั้งอยู่ ณ บริเวณห้องสมุด ชั้น 6 โดยเปิดทำการ วันจันทร์ – วันศุกร์ เวลา 9.00 – 16.30 น.

2. ด้านการบริหารจัดการเกี่ยวกับการเปิดเผยข้อมูลข่าวสารอย่างเป็นระบบ

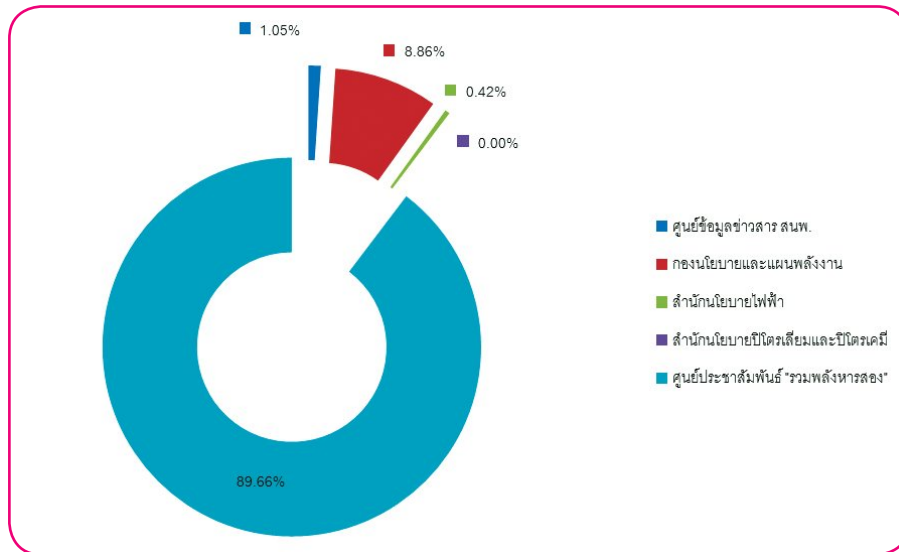


2.1 สนพ. มีการจัดระบบข้อมูลข่าวสาร ตาม พ.ร.บ. ข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 มาตรา 9 อย่างเป็นระบบ โดยมีการจัดทำตรรกะนี้ข้อมูลข่าวสารไว้ให้บริการ ณ ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. และใน Website : www.eppo.go.th/infocenter เพื่อช่วยต่อการสืบค้นข้อมูล และสะดวกรวดเร็ว และมีการปรับปรุงให้เป็นปัจจุบันอย่างสม่ำเสมอ

2.2 มีการแต่งตั้งคณะทำงานปฏิบัติงานตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 โดยมีรองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ซึ่งผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานมอบหมายเป็นประธานคณะทำงาน และควบคุมดูแลให้มีการปฏิบัติตามกฎหมายข้อมูลข่าวสารอย่างเคร่งครัด

2.3 มีการมอบหมายผู้รับผิดชอบศูนย์ข้อมูลข่าวสารของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจำนวน 1 คน เป็นผู้อำนวยการความสะดวในการให้ข้อมูลข่าวสารของราชการเป็นการเฉพาะ

2.4 มีการเก็บรวบรวมสถิติและสรุปผลการมาใช้บริการเป็นรายไตรมาส เพื่อนำเสนอผู้บริหารจากสำนัก/กอง/ศูนย์ที่มีผู้มาขอข้อมูลข่าวสารจาก สนพ. ทั้งในเรื่องของการเผยแพร่ข้อมูลประชาสัมพันธ์โครงการต่าง ๆ ของ สนพ. สถานการณ์ด้านพลังงาน นโยบายและยุทธศาสตร์ด้านพลังงานของประเทศ ข้อมูลราคา น้ำมัน และราคาเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ข้อมูลด้านไฟฟ้า และด้านอนุรักษ์พลังงาน และข้อมูลด้านพลังงานต่าง ๆ ที่สามารถสืบค้นได้จากห้องสมุด สนพ. โดยในปี 2554 มีผู้เข้ามาขอข้อมูลด้านต่าง ๆ แยกตามหน่วยงานในสังกัด สนพ. ดังนี้



ทั้งนี้ไม่มีผู้ใช้สิทธิเข้ามาขอตรวจดู และร้องเรียนตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 ณ ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สทพ.

3. ด้านการเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสาร พ.ศ. 2540 และสิทธิการรับรู้ข้อมูลข่าวสารต่อบุคลากรของ สทพ. และประชาชนทั่วไป



บุคลากรของ สทพ.

สทพ. มีการส่งเสริม สนับสนุน ให้ความรู้ ความเข้าใจ เกี่ยวกับกฎหมายข้อมูลข่าวสาร สิทธิการรับรู้ข้อมูลข่าวสารตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสาร พ.ศ. 2540 เพื่อให้ข้าราชการ พนักงานราชการและลูกจ้าง สทพ. ได้ทราบถึงสาระสำคัญและบทบัญญัติที่เกี่ยวข้องในการใช้สิทธิการรับรู้ข้อมูลข่าวสาร เพื่อนำไปใช้ในการปฏิบัติงานให้เกิดประสิทธิภาพยิ่งขึ้น ดังนี้

(1) ส่งเจ้าหน้าที่ สทพ. เข้าร่วมสัมมนาวิชาการ ภายใต้งานสัปดาห์ส่งเสริมจริยธรรมแห่งชาติในระหว่างวันที่ 22 – 23 พฤศจิกายน 2553 ณ โรงแรมคอนราด กรุงเทพฯ

(2) จัดโครงการอบรม เรื่อง การจัดการเรื่องร้องเรียนและข้อมูลข่าวสารทางราชการ ตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารของราชการ พ.ศ. 2540 เมื่อวันที่ 24 มิถุนายน 2554 โดยเชิญวิทยากรจากบริษัท การบินไทย จำกัด (มหาชน) เป็นผู้บรรยาย ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 2 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

(3) ส่งเจ้าหน้าที่ สทพ. เข้าร่วมการสัมมนา เรื่อง แนวทางปฏิบัติตามพระราชบัญญัติประกอบรัฐธรรมนูญว่าด้วยการป้องกันและปราบปรามการทุจริต (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2554 เมื่อวันที่ 10 สิงหาคม 2554 ณ โรงแรมมิราเคิล แกรนด์ กรุงเทพฯ

(4) ส่งเจ้าหน้าที่ สทพ. เข้าร่วมประชุมนิติศาสตร์แห่งชาติ ครั้งที่ 8 เรื่อง “การทุจริตคอร์รัปชันในภาครัฐและภาคเอกชน” เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2554 ณ โรงแรมดิเอ็มเมอรัลด์ กรุงเทพฯ

(5) เผยแพร่ความรู้เกี่ยวกับพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสาร พ.ศ. 2540 ผ่านช่องทางการสื่อสารภายในองค์กร เช่น การส่ง e-mail ถึงบุคลากรภายใน สทพ., จุลสาร สทพ., บอร์ดประชาสัมพันธ์ภายใน สทพ., Website ของ สทพ. (www.eppo.go.th) และ Website ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สทพ. : www.eppo.go.th/infocenter เป็นต้น



ประชาชนทั่วไป

(1) สนพ. มีการประชาสัมพันธ์เผยแพร่กฎหมาย ข้อมูลข่าวสารของราชการให้ประชาชนรับทราบ และเผยแพร่เกี่ยวกับผลการปฏิบัติตามกฎหมายข้อมูลข่าวสารของราชการ โดยเฉพาะการจัดตั้งศูนย์ข้อมูลตามมาตรา 9 ให้ประชาชนรับทราบผ่านช่องทางต่าง ๆ ดังนี้

1.1 แผ่นพับศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ.

1.2 การประชาสัมพันธ์ทางศูนย์ข้อมูลข่าวสาร ใน Website : www.eppo.go.th/infocenter

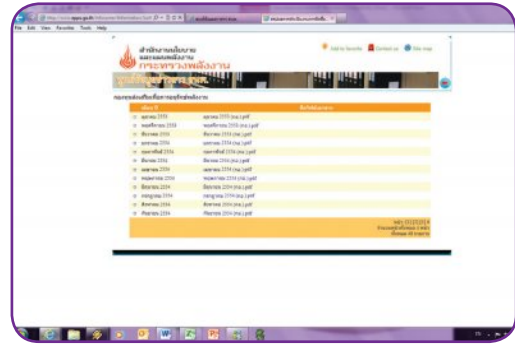
(2) สนพ. จัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นของประชาชนที่เกี่ยวกับการเปิดเผยข้อมูลข่าวสารผ่านช่องทาง

ต่าง ๆ คือ เว็บไซต์ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. (www.eppo.go.th/infocenter/)/กล่องแสดงความคิดเห็น/แบบฟอร์มแสดงความคิดเห็น ณ ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. และได้จัดทำแบบสอบถามความคิดเห็นของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ที่มีต่อ สนพ. และจัดส่งให้หน่วยงานในสังกัดกระทรวงพลังงาน และที่เกี่ยวข้อง หน่วยงานราชการอิสระมหาวิทยาลัย วิชาชีพ อสังหาริมทรัพย์ และประชาชนทั่วไป พร้อมทั้งได้ทำสรุปผลการประเมินเสนอผู้บริหาร เพื่อนำผลการพิจารณาไปประกอบการบริหารจัดการด้านการเปิดเผย หรือให้บริการข้อมูลข่าวสารของ สนพ.



4. ด้านการพัฒนาาระบบสารสนเทศเพื่อเผยแพร่ข้อมูลข่าวสาร

สนพ. ได้จัดทำเว็บไซต์ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. (www.eppo.go.th/infocenter) ซึ่งประชาชนสามารถสืบค้นข้อมูลการดำเนินงานด้านต่างๆ ของ สนพ. ได้ตลอด 24 ชั่วโมง เพื่อเผยแพร่ข้อมูลข่าวสารต่างๆ อาทิ ข้อมูลองค์กร วิธีปฏิบัติในการขอตรวจดูข้อมูลข่าวสารของราชการ ของ สนพ. วิธีการรับฟังข้อร้องเรียนและการแจ้งเบาะแสการทุจริตของ สนพ. รายงานสรุปผลการจัดซื้อจัดจ้างเป็นรายเดือน และได้มีการปรับปรุงให้เป็นปัจจุบันอย่างสม่ำเสมอ พร้อมทั้งยังสามารถหาข้อมูลข่าวสารด้านพลังงาน และตรวจสอบข้อมูลการประกาศประกวดราคา และประกาศสอบราคาได้ในเว็บไซต์ www.eppo.go.th



5. ด้านการให้บริการของศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ.

ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ. มีการให้บริการข้อมูลข่าวสารโดยผู้มาขอตรวจสอบข้อมูลข่าวสาร สามารถปฏิบัติตามขั้นตอนได้ ดังนี้

ขั้นตอนการให้บริการข้อมูลข่าวสารทางหนังสือราชการ



ขั้นตอนการให้บริการข้อมูลข่าวสาร ณ ศูนย์ข้อมูลข่าวสาร สนพ.

