การศึกษาสารประกอบไดเมทิลอีเทอร์เพื่อใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย

นายธวัชชัย จอมแสง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2557
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

INVESTIGATION ON DIMETHYL ETHER AS LPG SUBSTITUTE IN THAILAND

Mr. Tawatchai Jomsang

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Science Program in Energy Technology and Management
(Interdisciplinary Program)
Graduate School
Chulalongkorn University
Academic Year 2014
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาสารประกอบไดเมทิลอีเทอร์เพื่อใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย
โดย	นายธวัชชัย จอมแสง
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ประเสริฐ เรียบร้อยเจริญ

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

(รองศาสตราจารย์ ดร.สุเนตร ชุตินธรานนท์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(ศาสตราจารย์ ดร.ธราพงษ์ วิทิตศานต์)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ประเสริฐ เรียบร้อยเจริญ)

.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.ดาวัลย์ วิวรรธนะเดช)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วิชชากร จารุศิริ)

Chulalongkorn University

ธวัชชัย จอมแสง : การศึกษาสารประกอบไดเมทิลอีเทอร์เพื่อใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย (INVESTIGATION ON DIMETHYL ETHER AS LPG SUBSTITUTE IN THAILAND) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร.ประเสริฐ เรียบร้อยเจริญ, 96 หน้า.

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์ในการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นในการนำไดเมทิลอีเทอร์ (DME) มาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในประเทศไทย โดยการศึกษาจะใช้วิธีการรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลเชิงลึกตลอดจนศึกษาปัจจัยด้านระบบการกำหนดราคาโดยการสร้างแบบจำลองราคาก๊าซผสม LPG – DME ตามระบบราคาแบบต่างๆ เพื่อวิเคราะห์หาแนวทางการใช้งานและการกำหนดนโยบายที่เหมาะสม จากผลการศึกษาพบว่าการที่ประเทศไทยดำเนินนโยบายชดเชยราคาก๊าซ LPG โดยใช้กองทุนน้ำมันมาเป็นระยะเวลานานนั้น ก่อให้เกิดผลกระทบมากมายทั้งทางตรงและทางอ้อมโดยเฉพาะอย่างยิ่งการเข้าชดเชยราคาที่ไม่เป็นไปตามวัตถุประสงค์จนก่อให้เกิดภาระหนี้สะสม ทั้งนี้เนื่องจากในทางปฏิบัติก๊าซ LPG สามารถใช้งานได้ในหลายรูปแบบ ภาครัฐจึงไม่สามารถแยกกลุ่มผู้บริโภคและเข้าทำการช่วยเหลือเฉพาะผู้ที่เดือดร้อนได้ การนำ DME ซึ่งมีคุณสมบัติคล้ายคลึงกับก๊าซ LPG มาใช้งานโดยผสมในก๊าซ LPG ที่อัตราส่วนต่างๆ จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจ ซึ่งนอกจากจะเป็นการช่วยแบ่งกลุ่มผู้บริโภคให้ชัดเจนแล้ว ยังสามารถลดภาระการชดเชยของรัฐลงได้ถึงประมาณ 17,000 ล้านบาทต่อปีอีกด้วย จากการศึกษายังพบว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิต DME ได้เองจากวัตถุดิบภายในประเทศ และหากพิจารณานำ DME มาใช้ผสมในก๊าซ LPG ที่สัดส่วน 10-30 % โดยน้ำหนัก จะมีผลทำให้ราคาก๊าซ LPG นำเข้าถูกลงประมาณ 3-6 % เมื่อพิจารณาปัจจัยด้านระบบการกำหนดราคาพบว่าหากใช้ระบบราคาแบบลอยตัว ก๊าซ LPG จะมีราคาประมาณ 34.76 - 36.52 บาทต่อกิโลกรัม ในขณะที่ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักจะมีราคาอยู่ที่ 29.35 - 29.97 บาทต่อกิโลกรัม ปัจจัยด้านระบบการกำหนดราคาจึงมีผลโดยตรงต่อราคาขายปลีก นอกจากนี้เมื่อประยุกต์ใช้รูปแบบการกำหนดราคากับก๊าซผสม LPG – DME พบว่าในระบบราคาแบบลอยตัวหากผสม DME ลงไปที่อัตราส่วน 10-25 % โดยน้ำหนัก จะทำให้ราคาก๊าซผสมลดลงเหลือ 33.20 – 34.14 บาทต่อกิโลกรัม ในขณะที่หากใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักจะทำให้ก๊าซผสมมีราคาอยู่ที่กิโลกรัมละ 29.13 – 29.36 บาท การใช้ DME ผสมในก๊าซ LPG ร่วมกับการใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนัก จึงถือเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจในการลดปัญหาที่เกิดจากนโยบายการชดเชยราคาก๊าซ LPG อีกทั้งยังสามารถช่วยเหลือผู้บริโภคจากความผันผวนของราคาในตลาดโลกได้อีกด้วย

สาขาวิชา เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน ลายมือชื่อนิสิต .....

ปีการศึกษา 2557 ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

5587550020 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT
KEYWORDS: DIMETHYL ETHER / LPG / DME - LPG MIXED / DME PRICE

TAWATCHAI JOMSANG: INVESTIGATION ON DIMETHYL ETHER AS LPG SUBSTITUTE IN THAILAND. ADVISOR: ASST. PROF. DR.PRASERT REUBROYCHAROEN, 96 pp.

This research is a preliminary study of using Dimethyl ether (DME) as Liquefied petroleum gas (LPG) substitute in Thailand. The study analyzes information from insight sources and determines pricing system model of LPG - DME mixed to find appropriate guidelines and policies for the mixed gas. The study shows that Thailand has LPG subsidy policy by having oil fund for a long time, which causes both direct and indirect effects especially the subsidy does not meet the purpose and results in accumulated debt for oil fund. Due to in practice, LPG can be utilized in several ways, so the government cannot separate the consumer groups clearly and helps only those in need. From that reason, applying DME which has similar properties to LPG as substitute becomes an attractive choice, which can clearly separate the consumer groups as well as reduce state subsidy up to 17,000 million baht per year. Moreover, the study also found that Thailand has the potential to produce DME from local resource and if we substituted LPG with DME 10-30% by weight, LPG import price would decrease around 3-6%. From considered pricing system factor, result showed that flexible price system, LPG would be priced approximately 34.76 - 36.52 baht/kg while the weight average price system would be around 29.35-29.97 baht/kg. So Pricing system directly impacts to retail price. Moreover, if we applied pricing system to the mixed gas which substituted LPG with DME 10-25% by weight, retail price would reduce to 33.20 - 34.14 baht/kg while applied weighted average price system, the price would be around 29.13 – 29.36 baht/kg. Therefore, using DME as LPG substitute with weighted average pricing system seems to be attractive options to solve problems from LPG subsidy policy in Thailand and also protects consumers from LPG market price fluctuation.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Field of Study: Energy Technology and Management Student's Signature .....

Advisor's Signature .....

Academic Year: 2014

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงเป็นอย่างดี ด้วยความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ประเสริฐ เรียบร้อยเจริญ อาจารย์ที่ปรึกษาที่ได้ให้คำแนะนำตลอดจนข้อคิดเห็นต่างๆ ด้วยดีมาโดยตลอด รวมทั้งคณาจารย์ทุกท่านในสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงานที่ได้ให้คำแนะนำในงานวิจัยนี้ ทางผู้วิจัยจึงขอขอบพระคุณมา ณ ที่นี้

ขอกราบขอบพระคุณ ศาสตราจารย์ ดร.ธราพงษ์ วิทิตศานต์ ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร.ดาวัลย์ วิวรรธนะเดช และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วิชชากร จารุศิริ กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ที่กรุณาให้คำแนะนำและข้อเสนอแนะในการจัดทำวิทยานิพนธ์ให้มีความสมบูรณ์

ขอขอบพระคุณเจ้าหน้าที่ศูนย์วิจัยพลังงานและสาขาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยทุกท่านที่ให้ความช่วยเหลือเป็นอย่างดีมาโดยตลอด

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ญาติพี่น้อง ที่ให้ความช่วยเหลือ สนับสนุนและเป็นกำลังใจอย่างดีจนสำเร็จการศึกษา รวมทั้งขอบคุณ พี่ๆ เพื่อนๆ สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงานทุกๆคนที่คอยช่วยเหลือแนะนำและเป็นกำลังใจด้วยดีเสมอมา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง
กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ
สารบัญ ..... ช
สารบัญตาราง ..... ญ
สารบัญรูปภาพ ..... ฎ
บทที่ 1 บทนำ 1
1.1 ความเป็นมาและที่มาของโครงการ 1
1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย 2
1.3 ขอบเขตงานวิจัย 2
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 2
1.5 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย 3
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 4
2.1 ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (liquefied petroleum gas: LPG) 4
2.2 ไดเมทิลอีเทอร์ (Dimethyl Ether: DME) 5
2.3 วัตถุดิบและเทคโนโลยีการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ 7
2.4 โครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย 9
2.5 ระบบการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว 10
2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 12
บทที่ 3 นโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวและผลกระทบ 16
3.1 สถานการณ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย 16
3.2 นโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย 18
3.3 ผลกระทบจากนโยบายตรึงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว 21

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้า

3.3.1 ผลกระทบทางบวก 21
3.3.2 ผลกระทบทางลบ 21
บทที่ 4 การนำ DME เข้ามาใช้ทดแทนก๊าซ LPG ในประเทศไทย 25
4.1 การใช้งาน DME ในรูปแบบเชื้อเพลิง 25
4.1.1 การใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลว 26
4.1.2 การใช้ทดแทนเชื้อเพลิงดีเซลในรถบรรทุก 27
4.1.3 การใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า 29
4.2 ก๊าซผสม LPG – DME 29
4.3 สถานการณ์ตลาด DME ในปัจจุบัน 30
4.4 การนำ DME มาใช้ทดแทนก๊าซ LPG ประเทศไทย 33
บทที่ 5 การวิเคราะห์ความเหมาะสมด้านเทคนิค 36
5.1 ศักยภาพของวัตถุดิบในการผลิต DME ในประเทศไทย 36
5.1.1 ถ่านหิน 36
5.1.2 น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ 40
5.1.3 ชีวมวลเหลือทิ้งจากการเกษตร 45
5.2 เทคโนโลยีการผลิต DME ในปัจจุบัน 47
5.2.1 เทคโนโลยีของ JFE 47
5.2.2 เทคโนโลยีของ Air Products and Chemical 49
5.2.3 เทคโนโลยีของ Haldor Topsoe 51
5.2.4 เทคโนโลยีของ KOGAS 53
บทที่ 6 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ 56
6.1 การศึกษากรณีทำการผลิตเองจากวัตถุดิบในประเทศ 56
6.1.1 ราคาของวัตถุดิบภายในประเทศ 56

หน้า

6.1.2 ราคาของไดเมทิลอีเทอร์ที่ผลิตได้ในประเทศ 58
6.2 การศึกษากรณีนำเข้าจากต่างประเทศ 58
6.2.1 ผลการศึกษาราคาของไดเมทิลอีเทอร์กรณีนำเข้ามาผสมที่อัตราส่วนต่างๆ 61
6.3 ปัจจัยของระบบการกำหนดราคาต่อราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในประเทศไทย 62
6.3.1 วิธีการวิเคราะห์ 62
6.3.2 ผลการศึกษา 65
6.4 การศึกษาทางเลือกของนโยบายการกำหนดราคาก๊าซผสมในประเทศไทย 66
6.4.1 ราคาของก๊าซผสม LPG-DME ตามโครงสร้างราคาปัจจุบัน 66
6.4.2 ราคาของก๊าซผสม LPG-DME ตามโครงสร้างราคาไม่รวมภาษีต่างๆ 67
บทที่ 7 สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ 70
7.1 สรุปผลการศึกษานโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวและผลกระทบ 70
7.2 สรุปผลการศึกษาการนำ DME เข้ามาใช้ทดแทนก๊าซ LPG ในประเทศไทย 70
7.3 สรุปผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเทคนิค 71
7.4 สรุปผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ 72
7.4.1 กรณีประเทศไทยทำการผลิตเอง 72
7.4.2 กรณีประเทศไทยนำเข้าจากต่างประเทศ 72
7.5 ข้อเสนอแนะ 73
7.5.1 การนำไดเมทิลอีเทอร์เข้ามาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย 73
7.5.2 ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการใช้งานก๊าซผสมในประเทศไทย 74
รายการอ้างอิง 77
ภาคผนวก 81
ภาคผนวก ก 82
ภาคผนวก ข 83

หน้า

ภาคผนวก ค 89

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 96

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1 คุณสมบัติของ DME เทียบกับเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ 6
ตารางที่ 2.2 ปฏิกิริยาการสังเคราะห์ DME ทางอ้อม 7
ตารางที่ 2.3 ปฏิกิริยาการสังเคราะห์ DME ทางตรง 8
ตารางที่ 3.1 หลักเกณฑ์การกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในอดีตจนถึงปัจจุบัน 19
ตารางที่ 4.1 เปรียบเทียบมาตรฐานของ DME สำหรับผู้บริโภค 26
ตารางที่ 4.2 มาตรฐานสำหรับก๊าซผสม LPG – DME 30
ตารางที่ 4.3 เปรียบเทียบราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในประเทศไทย 33
ตารางที่ 5.1 ปริมาณสำรองถ่านหินของประเทศไทย 37
ตารางที่ 5.2 สัดส่วนการใช้งานถ่านหินของประเทศไทยปี 2013 37
ตารางที่ 5.3 ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของไทย 40
ตารางที่ 5.4 ปริมาณสำรองของแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย 41
ตารางที่ 5.5 ส่วนประกอบทางเคมีของชีวมวล 45
ตารางที่ 5.6 ศักยภาพการใช้งานชีวมวลในประเทศไทยปี 2552 46
ตารางที่ 5.7 เปรียบเทียบเทคโนโลยีการผลิตไดเมทิลอีเทอร์แบบการสังเคราะห์ทางตรง 55
ตารางที่ 6.1 ราคาของก๊าซเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ 61
ตารางที่ 6.2 แสดงโครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ใช้ศึกษา 63
ตารางที่ 6.3 ต้นทุนการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ใช้วิเคราะห์ในระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนัก 64
ตารางที่ 6.4 ราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวตามระบบราคาแบบต่างๆ 66

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญรูปภาพ

รูปที่ 2.1 ปริมาณการใช้งานก๊าซ LPG ของประเทศไทยในปี 2013 5
รูปที่ 2.2 สัดส่วนการใช้งานก๊าซ LPG ของประเทศไทยในปี 2013 5
รูปที่ 2.3 วิธีการสังเคราะห์ DME ในปัจจุบัน 8
รูปที่ 2.4 การเปลี่ยนแปลงที่สมดุลของแก๊สสังเคราะห์ที่ 280 ^{0}C 50 atm 9
รูปที่ 3.1 ปริมาณการผลิต การนำเข้า และความต้องการใช้งานก๊าซ LPG ของประเทศไทย 16
รูปที่ 3.2 สัดส่วนการใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลว ของประเทศไทย 17
รูปที่ 3.3 ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน 22
รูปที่ 3.4 สถานะกองทุนน้ำมัน ณ วันที่ 1 มิถุนายน 2557 23
รูปที่ 4.1 หน่วยทดลองการใช้งาน DME ผสมก๊าซ LPG เพื่อใช้ในครัวเรือน 27
รูปที่ 4.2 ค่าความร้อนของก๊าซผสม LPG-DME จากการทดลอง 27
รูปที่ 4.3 รถบรรทุกและเครื่องยนต์ VOLVO D13 ใช้เชื้อเพลิง DME 28
รูปที่ 4.4 การทดสอบไอเสียของเชื้อเพลิง DME 28
รูปที่ 4.5 โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ดีเซลขนาด 1,250 กิโลวัตต์โดยใช้ DME เป็นเชื้อเพลิงของ JFE 29
รูปที่ 4.6 ปริมาณการผลิตและการใช้งานก๊าซเชื้อเพลิง 31
รูปที่ 4.7 แผนการผลิตและปริมาณการผลิต DME ทั่วโลก 32
รูปที่ 4.8 เปรียบเทียบอัตราการชดเชยราคาก๊าซ LPG ในประเทศไทย 34
รูปที่ 4.9 เปรียบเทียบจำนวนเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG 34
รูปที่ 5.1 การผลิตและการใช้งานถ่านหินของประเทศไทย 38
รูปที่ 5.2 แผนผังการจัดหาและจัดส่งถ่านหินในประเทศไทย 39
รูปที่ 5.3 สัดส่วนการผลิตและใช้งานพลังงานเชิงพาณิชย์ของประเทศไทย 41
รูปที่ 5.4 การใช้งานผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมแต่ละชนิดเชิงพาณิชย์ของประเทศไทย 42
รูปที่ 5.5 ตำแหน่งคลังน้ำมันและขอบเขตการจัดส่งน้ำมันแต่ละแห่ง 43

รูปที่ 5.6 แสดงสัดส่วนการใช้งานก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย 43
รูปที่ 5.7 โครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย..... 44
รูปที่ 5.8 กระบวนการผลิต DME จากก๊าซธรรมชาติของ JFE 48
รูปที่ 5.9 JFE Single-step synthesis slurry reactor 49
รูปที่ 5.10 กระบวนการผลิต DME และ เมทานอล ของ AFDU 50
รูปที่ 5.11 Liquid Phase Dimethy Ether Reactor (LPDME^{TM})..... 51
รูปที่ 5.12 กระบวนการผลิต DME ร่วมกับการผลิตกระแสไฟฟ้า 51
รูปที่ 5.13 ปฏิกรณ์แบบ ATR ของ Haldor Topsoe..... 52
รูปที่ 5.14 หัวเผาแบบ CTS ลักษณะเปลวไฟที่เกิดจากการเผาไหม้และตัวอย่างการติดตั้งที่พัฒนาโดย Topsoe..... 53
รูปที่ 5.15 กระบวนการสังเคราะห์ DME ทางตรงของ KOGAS..... 53
รูปที่ 5.16 ปฏิกรณ์ผลิตก๊าซสังเคราะห์แบบ Auto transformer (ATR) และ multi-tubular type reactor ของ KOGAS..... 54
รูปที่ 6.1 ราคาวัตถุดิบที่ใช้ผลิตไดเมทิลอีเทอร์ตามหน่วยน้ำหนัก 57
รูปที่ 6.2 ราคาวัตถุดิบที่ใช้ผลิตไดเมทิลอีเทอร์ตามค่าความร้อน..... 57
รูปที่ 6.3 ราคาวัตถุดิบที่ใช้ผลิตไดเมทิลอีเทอร์ในประเทศจีน..... 59
รูปที่ 6.4 เปรียบเทียบราคาก๊าซเชื้อเพลิงตามน้ำหนักซื้อขาย..... 60
รูปที่ 6.5 เปรียบเทียบราคาก๊าซเชื้อเพลิงตามค่าความร้อน..... 60
รูปที่ 6.6 ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวผสมที่อัตราส่วนต่างๆ 61
รูปที่ 6.7 เปรียบเทียบราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวตามระบบราคาแบบต่างๆ..... 65
รูปที่ 6.8 เปรียบเทียบราคาขายปลีกก๊าซผสมตามระบบราคาแบบต่างๆ 67
รูปที่ 6.9 ราคาขายเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ หน้าโรงกลั่นของประเทศไทย..... 68
รูปที่ 6.10 เปรียบเทียบราคาขายก๊าซผสม LPG – DME หน้าโรงกลั่น..... 68

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและที่มาของโครงการ

ประเทศไทยมีนโยบายอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) โดยใช้กองทุนน้ำมันมาตั้งแต่ปี พ.ศ 2522 ในช่วงวิกฤติการณ์น้ำมันโลก โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อแบ่งเบาภาระผู้บริโภคและส่งเสริมให้ประชาชนภายในประเทศสามารถเข้าถึงพลังงานขั้นพื้นฐานได้อย่างทั่วถึง ซึ่งผลจากการดำเนินนโยบายดังกล่าวมาเป็นระยะเวลานานได้ก่อให้เกิดผลกระทบอย่างมากมายทั้งทางตรงและทางอ้อม เช่น การนำก๊าซปิโตรเลียมเหลวสำหรับการหุงต้มประกอบอาหารไปใช้ในรถยนต์ การลักลอบนำก๊าซซึ่งได้รับการอุดหนุนและมีราคาถูกกว่าออกไปขายทำกำไรแถบชายแดนประเทศเพื่อนบ้านซึ่งมีราคาแพงกว่า เป็นต้น ซึ่งปัญหาเหล่านี้ได้ก่อให้เกิดภาระหนี้สะสมกับรัฐบาลจนทำให้กองทุนน้ำมันที่ใช้ในการชดเชยเริ่มไม่มีเงินเพียงพอสำหรับการใช้ชดเชยอีกต่อไป นอกจากนี้ยังทำให้กลไกราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยผิดไปจากความเป็นจริงค่อนข้างมาก ที่ผ่านมาถึงแม้ว่ารัฐบาลแต่ละยุคสมัยจะพยายามปรับโครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวมาแล้วหลายครั้ง เพื่อให้สอดคล้องและใกล้เคียงกับราคาในตลาดโลกให้มากที่สุด โดยมีเป้าหมายเพื่อลดภาระการชดเชยของกองทุนน้ำมันและผลกระทบต่อเนื่องอื่นๆ ลง แต่ผลจากการปรับโครงสร้างราคาดังกล่าวก็ยังไม่ประสบผลสำเร็จมากนัก ทั้งยังก่อให้เกิดปัญหาต่อเนื่องอื่นๆ เพิ่มเติม เช่น การลักลอบบรรจุก๊าซเอง การสวมสิทธิ์เพื่อข้ามกลุ่มผู้บริโภค ฯลฯ เป็นปัญหาต่อเนื่องที่ไม่จบสิ้นและมีแนวโน้มขยายเป็นวงกว้างขึ้นเรื่อยๆ จากปัญหาดังกล่าวรัฐบาลและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจึงพยายามส่งเสริมให้เกิดการวิจัยพัฒนาพลังงานทดแทนขึ้นใช้ในประเทศไทย เพื่อกระจายความเสี่ยงและลดภาระค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานลง ผลจากการส่งเสริมพลังงานทดแทนดังกล่าวก่อให้เกิดความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีเชื้อเพลิงขึ้นในหลายๆ ด้าน หนึ่งในนั้นคือเชื้อเพลิงสังเคราะห์ไดเมทิลอีเทอร์หรือที่รู้จักกันในชื่อ ดีเอ็มอี (DME) ซึ่งได้จากการสังเคราะห์ผ่านกระบวนการแกสิฟิเคชัน เชื้อเพลิงสังเคราะห์ชนิดนี้มีคุณสมบัติคล้ายคลึงกับก๊าซปิโตรเลียมเหลวและสามารถใช้ทดแทนกันได้ นอกจากนี้ยังสามารถนำไปใช้ผสมกับน้ำมันดีเซลเพื่อลดปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลลง ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า รวมไปถึงการใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตอื่นๆ ได้อีกด้วย โดยในปัจจุบันได้เริ่มทำการผลิตและใช้งานกันอย่างแพร่หลายแล้วในหลายๆประเทศ เช่น จีน ญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา สวีเดน ฯลฯ

ผู้วิจัยจึงมีแนวคิดที่จะศึกษาความเป็นไปได้ในการนำไดเมทิลอีเทอร์ (DME) มาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย เพื่อแก้ไขปัญหาจากการอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่เกิดขึ้นมาเป็นระยะเวลานาน โดยพิจารณาในเรื่องของความเหมาะสมในการนำไดเมิลอีเทอร์มาใช้ใน

ประเทศไทยทั้งกรณีการทำการผลิตเอง และนำเข้าจากต่างประเทศ รวมไปถึงศึกษาปัจจัยด้านระบบราคา เพื่อใช้เป็นแนวทางในการวิเคราะห์ทางเลือกสำหรับการกำหนดนโยบายราคาก๊าซผสม ที่เหมาะสมกับประเทศไทยต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย

1. เพื่อศึกษารวบรวมข้อมูลการดำเนินนโยบายและผลกระทบจากการอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย
2. เพื่อศึกษาความเหมาะสมทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์ในการนำไดเมทิลอีเทอร์มาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย
3. เพื่อศึกษาทางเลือกเกี่ยวกับนโยบายและรูปแบบในการกำหนดราคาก๊าซผสม LPG-DME ที่เหมาะสมกับประเทศไทย

1.3 ขอบเขตงานวิจัย

1. ศึกษาระบบการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยและผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการดำเนินนโยบาย
2. ศึกษารูปแบบการนำไดเมทิลอีเทอร์เข้ามาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยโดยพิจารณาความเหมาะสมทางด้านเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์ ตลอดจนราคาของก๊าซผสม LPG – DME ที่ได้ในกรณีทำการผลิตไดเมทิลอีเทอร์เอง และการนำเข้าจากต่างประเทศ
3. ศึกษาผลกระทบของระบบการกำหนดราคาที่มีต่อราคาขายปลีกของก๊าซผสม LPG – DME โดยการสร้างแบบจำลองและเปรียบเทียบระบบราคาแบบลอยตัวและแบบถ่วงน้ำหนัก เพื่อวิเคราะห์หารูปแบบที่เหมาะสมกับประเทศไทย

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ทราบถึงรูปแบบการดำเนินนโยบายอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมของประเทศไทยและผลกระทบที่เกิดขึ้น
2. ทราบถึงความเป็นไปได้ทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์ในการผลิตและการนำไดเมทิลอีเทอร์มาใช้ในประเทศไทย
3. สามารถกำหนดรูปแบบการใช้งานไดเมทิลอีเทอร์ (DME) ที่เหมาะสมกับประเทศไทยได้
4. เป็นแนวทางในการกระจายสัดส่วนพลังงาน ลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลและสร้างความมั่นคงด้านพลังงานในระยะยาว

5. เป็นแนวทางในการนำพลังงานทางเลือกมาใช้ เพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของผู้บริโภคลง ตลอดจนแก้ไขปัญหาผลกระทบที่เกิดจากนโยบายอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวของประเทศไทย

6. เป็นแนวทางในการการกำหนดนโยบายด้านพลังงาน และส่งเสริมการใช้พลังงานทางเลือก เพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงานในระยะยาวให้กับประเทศไทย

1.5 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

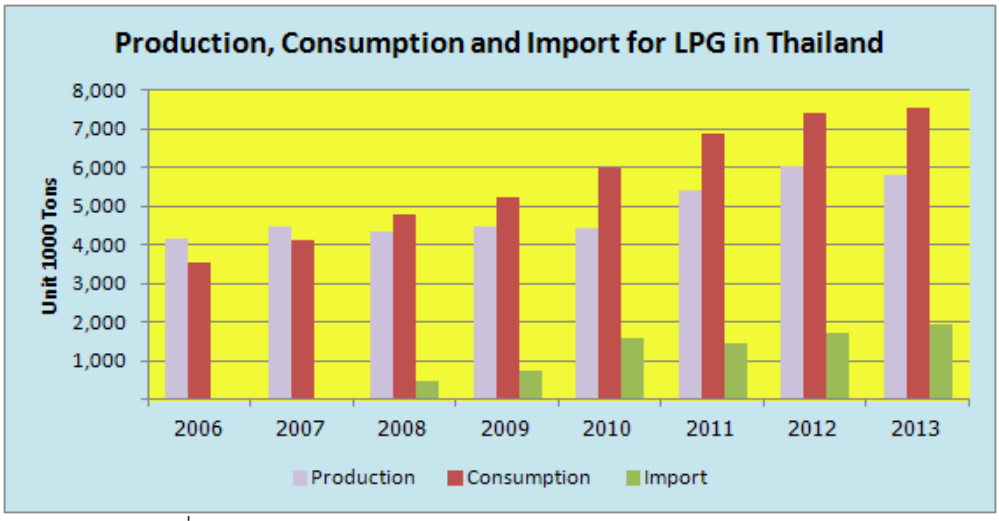
1. ศึกษาทฤษฎีและทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
2. ศึกษารูปแบบการอุดหนุนและระบบการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวของประเทศไทย และผลกระทบที่เกิดขึ้น
3. ศึกษารูปแบบการนำไดเมทิลอีเทอร์มาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย และรูปแบบการกำหนดราคาก๊าซผสม LPG – DME
4. ศึกษาความเหมาะสมทางด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ในการนำไดเมทิลอีเทอร์มาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย
5. ทำการวิเคราะห์ข้อมูลและประเมินความเหมาะสมในการนำไดเมทิลอีเทอร์มาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย
6. สรุปผลการวิเคราะห์และเขียนวิทยานิพนธ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

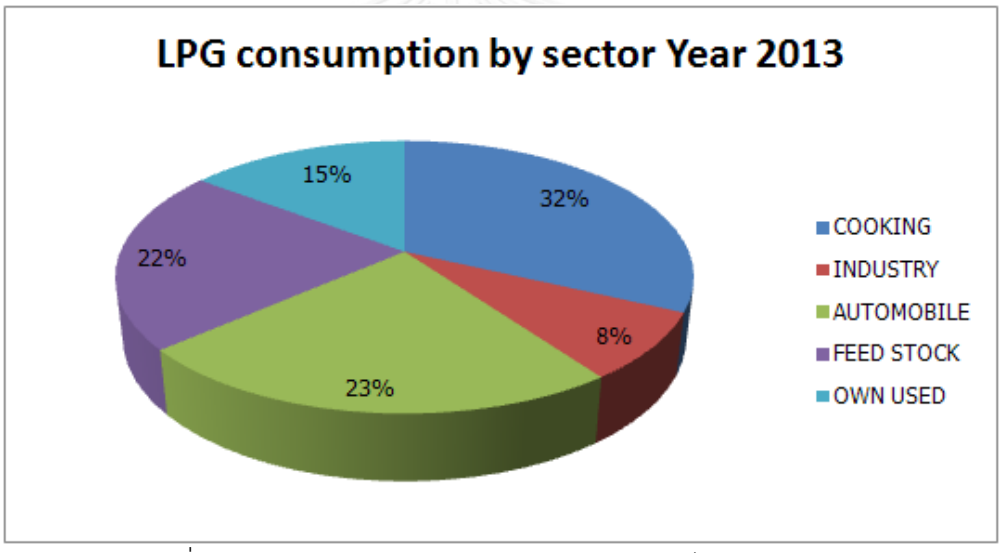
2.1 ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (liquefied petroleum gas: LPG) [1]

ก๊าซปิโตรเลียมเหลว หรือก๊าซ LPG เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนประเภท C_3, C_4 ที่ได้จากกระบวนการแยกน้ำมันดิบในโรงกลั่นน้ำมัน หรือการแยกก๊าซธรรมชาติ ปกติมีสถานะเป็นก๊าซที่อุณหภูมิและความดันบรรยากาศ สาเหตุที่ได้ชื่อว่าก๊าซปิโตรเลียมเหลวเนื่องจากก๊าซจะถูกอัดให้อยู่ในสภาพของเหลวภายใต้ความดันอยู่ในภาชนะบรรจุ ทั้งนี้เพื่อให้สะดวกต่อการจัดเก็บและการขนส่ง โดยเมื่อทำการลดความดันลง ก๊าซเหลวภายในภาชนะบรรจุจะเปลี่ยนสถานะกลายเป็นไอและสามารถนำไปใช้งานเป็นเชื้อเพลิงได้ โดยทั่วไปก๊าซ LPG จะประกอบด้วยสารประกอบไฮโดรคาร์บอน 4 ชนิด คือ โพรเพน (Propane) โพรพีน (Propene) บิวเทน (Butane) และบิวทีน (Butene) ซึ่งอาจจะมีเพียงชนิดใดชนิดหนึ่งหรือหลายชนิดผสมกันก็ได้ แต่ก๊าซ LPG ที่ใช้กันอยู่ทั่วไปนั้นจะมีส่วนผสมของโพรเพนกับบิวเทนเพียงสองชนิดเท่านั้น ซึ่งมักจะมีอัตราส่วนผสมระหว่างโพรเพนกับบิวเทนตั้งแต่ 30:70 ไปจนถึง 70:30 ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับผู้ผลิตและวัตถุประสงค์ในการใช้งาน ก๊าซ LPG เป็นก๊าซที่ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น ผู้ผลิตจึงนิยมเติมสารให้กลิ่น เมทิลเมอร์แคปแทน ($C_2H_{10}SH$) ลงไปเพื่อให้ผู้ใช้งานสามารถทราบได้เมื่อมีการรั่วไหล เนื่องจากก๊าซ LPG มีการจัดเก็บในภาชนะที่สะดวกต่อการใช้งานและสามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนได้ดี จึงนิยมนำไปใช้งานในหลายรูปแบบ เช่น ใช้เป็นเชื้อเพลิงประกอบอาหาร ใช้เป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนในครัวเรือน ใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม ตลอดจนประยุกต์ใช้งานกับเครื่องยนต์ได้อีกด้วย และเนื่องจากรูปแบบการใช้งานก๊าซ LPG ที่หลากหลายนี้เอง ทำให้แนวโน้มการใช้งานภายในประเทศเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง กอรปกับราคาของก๊าซ LPG ยังคงมีราคาถูกกว่าน้ำมันสำเร็จรูปพอสมควร จึงทำให้ผู้บริโภคส่วนหนึ่งเปลี่ยนมาใช้งาน LPG ในรูปแบบเชื้อเพลิงเพิ่มมากขึ้น จนทำให้หลายปีที่ผ่านมาการผลิตภายในประเทศจึงไม่เพียงพออีกต่อไป จากปัญหาที่เกิดขึ้นจึงทำให้หลายภาคส่วนพยายามหาทางออกด้วยการนำพลังงานทดแทนเข้ามาใช้ เช่น การส่งเสริมให้ใช้ก๊าซชีวภาพ การส่งเสริมให้ใช้ Biomass ฯลฯ เพื่อลดการพึ่งพาก๊าซ LPG ให้น้อยลง แต่ปริมาณการใช้งานก็ยังคงเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยจากรายงานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานดังรูป 2.1 พบว่าสัดส่วนการใช้งานก๊าซ LPG มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นเรื่อยๆ จนทำให้กำลังการผลิตภายในประเทศไม่เพียงพอจนทำให้ประเทศไทยต้องเริ่มนำเข้าก๊าซ LPG ตั้งแต่ปี 2008 เป็นต้นมา และจากรูป 2.2 พบว่าในปี 2013 ภาคส่วนที่มีการใช้งานก๊าซ LPG มากที่สุดคือภาคครัวเรือน รองลงมาคือการใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์และใช้ในภาคอุตสาหกรรมตามลำดับ



รูปที่ 2.1 ปริมาณการใช้งานก๊าซ LPG ของประเทศไทยในปี 2013

(ที่มา สถิติการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวของไทย, 2556 : online)



รูปที่ 2.2 สัดส่วนการใช้งานก๊าซ LPG ของประเทศไทยในปี 2013

(ที่มา สถิติการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวของไทย, 2556 : online)

2.2 ไดเมทิลอีเทอร์ (Dimethyl Ether: DME) [2, 3]

สารประกอบไดเมทิลอีเทอร์ (Dimethy Ether) หรือที่รู้จักกันทั่วไปในชื่อของ ดีเอ็มอี (DME) เป็นเชื้อเพลิงสังเคราะห์ประเภทสารประกอบออกซิเจนเนตอีเทอร์โดยมีสูตรทางเคมีคือ CH_3OCH_3 มีมวลโมเลกุลเท่ากับ 46.07 มีสถานะเป็นก๊าซ ไม่มีสี ที่ความดันบรรยากาศปกติ DME มีคุณสมบัติและองค์ประกอบทางเคมีคล้ายคลึงกับก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) เมื่อเกิดการเผาไหม้จะสามารถเผาไหม้ได้อย่างสมบูรณ์ ไม่ก่อให้เกิดเขม่าและมีอัตราการปลดปล่อยก๊าซ CO, NOx ต่ำกว่าเชื้อเพลิงโดยทั่วไป จึงถือได้ว่าเป็นเชื้อเพลิงสะอาดอีกชนิดหนึ่งที่ได้รับความนิยมอย่างแพร่หลายในต่างประเทศทั่วโลก ใน

สมัยก่อนนิยมใช้ DME เป็นสารขับดันในกระป๋องสเปรย์ และเป็นสารทำความเย็นทดแทนสารฟลูออโรคาร์บอน เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก นอกจากนี้หากพิจารณาคุณสมบัติของ DME ตามตารางที่ 2.1 พบว่า DME สามารถบรรจุใส่ถังหรือกระป๋องในรูปแบบของเหลวเพื่อให้สะดวกต่อการขนส่งได้ที่อุณหภูมิต่ำกว่า -25 ^{0}C และความดันในช่วง 5-10 บาร์ คล้ายคลึงกับก๊าซ LPG ได้อีกด้วย โดยจากคุณสมบัติที่ใกล้เคียงกับก๊าซปิโตรเลียมเหลวนี้เอง ทำให้ในปัจจุบันมีการนำ DME ไปประยุกต์ใช้เป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนในรูปแบบต่างๆ เช่น ใช้ทดแทนก๊าซหุงต้มภายในบ้าน ใช้ให้ความร้อนเพื่อให้ความอบอุ่นในแถบประเทศเมืองหนาว ใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า รวมไปถึงการใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ทดแทนน้ำมันดีเซล [4] เนื่องจากมีค่าซีเทนใกล้เคียงกันได้อีกด้วย

ตารางที่ 2.1 คุณสมบัติของ DME เทียบกับเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ (ที่มา F. Bollon, 2007)

Property	Methane	Propane	**DME**	Butane	Diesel oil
Chemical formula	CH_4	C_3H_8	CH_3OCH_3	C_4H_{10}	-
Boiling point (°C)	-161.5	-42.0	**-25.1**	-0.5	180 - 360
Liquid Density (g/cm3, 20°C)	-	0.49	**0.67**	0.57	0.84
Specific gravity of gas (vs. air)	0.55	1.52	**1.59**	2.00	-
Saturated vapor pressure (atm, 25°C)	-	9.3	**6.1**	2.4	-
Ignition point (°C)	650	470	**235**	430	250
Explosion limit (%)	5 - 15	2.1 - 9.4	**3.4 - 17**	1.9 - 8.4	0.6 - 7.5
Cetane number	0	5	**55 - 60**	10	40 - 55
Net calorific value (kcal/kg)	12	11,1	**6,9**	10,93	10,2
Net calorific value (kcal/l) liquid	-	5,4	**4,6**	6,2	-8,6
Net calorific value (kcal/Nm3)	8,6	21,8	**14,2**	28,3	-

จากตารางที่ 2.1 สามารถสรุปคุณสมบัติที่สำคัญของ DME เมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ได้ดังนี้

1. เมื่อพิจารณาโครงสร้างทางเคมีของ DME จะพบว่าในโครงสร้างของ DME จะไม่มีการยึดเกาะกันของคาร์บอน (C-C bonds) และมีออกซิเจนเป็นองค์ประกอบอยู่ด้วย เมื่อเกิดการเผาไหม้จึงทำให้เกิดฝุ่นและควันน้อย อันเป็นข้อดีในเรื่องของมลภาวะที่เกิดขึ้นเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ

2. DME มีจุดเดือดที่ -25 ^{0}C จึงสามารถทำให้เป็นของเหลวได้โดยการลดความดันที่ 5-10 บาร์ เพื่อให้สะดวกในการบรรจุถังและการขนส่ง ซึ่งคุณสมบัตินี้จะคล้ายคลึงกับก๊าซ LPG ที่ใช้กันอยู่ทั่วไป

3. DME มีค่าซีเทนประมาณ 55-60 ซึ่งสูงกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ แต่ใกล้เคียงกับน้ำมันดีเซล ซึ่งมีค่าซีเทนประมาณ 40-55 จากคุณสมบัติดังกล่าว จึงทำให้ DME สามารถใช้ได้กับเครื่องยนต์ดีเซลด้วย โดยการใช้งาน DME ในรูปแบบการผสมกับน้ำมันดีเซลมีข้อดีคือ ไม่ต้องใช้อุปกรณ์ช่วยจุดระเบิดเหมือนกับกรณีของเครื่องยนต์ CNG เอทานอล หรือเชื้อเพลิงที่มีเลขซีเทนต่ำ

4. เมื่อเปรียบเทียบ DME กับเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ แล้ว พบว่า DME จะมีค่าความร้อนต่ำกว่า ทั้งนี้เนื่องจากมีออกซิเจนเป็นองค์ประกอบทางเคมีโดย DME 1.6 กิโลกรัม จะมีค่าความร้อนเทียบเท่ากับก๊าซ LPG ประมาณ 1 กิโลกรัม อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่า DME จะมีค่าความร้อนน้อยกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ แต่ก็ถือว่าเพียงพอสำหรับการใช้งานที่ไม่ต้องการความร้อนสูงมากนัก เช่น การใช้หุงต้มเพื่อประกอบอาหารในครัวเรือน เป็นต้น

2.3 วัตถุดิบและเทคโนโลยีการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ [5]

ไดเมทิลอีเทอร์ (DME) สามารถทำการผลิตได้จากกระบวนการเปลี่ยนสารประกอบไฮโดรคาร์บอนต่างๆ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน เชื้อเพลิงแข็ง ขยะ ชีวมวล ฯลฯ ให้กลายเป็นก๊าซสังเคราะห์ คาร์บอนมอนอกไซด์และไฮโดรเจน (CO และ H_2) ซึ่งก๊าซสังเคราะห์จะทำปฏิกิริยาเคมีภายใต้สภาวะที่เหมาะสมและเกิดเป็น DME ต่อไป โดยในการผลิต DME อย่างน้อยจะต้องประกอบไปด้วยสองขั้นตอนเสมอคือ ขั้นตอนการเปลี่ยนสารประกอบไฮโดรคาร์บอนให้เป็นก๊าซสังเคราะห์ก่อนจากนั้นจึงเป็นขั้นตอนการเปลี่ยนก๊าซสังเคราะห์ให้เป็น DME ต่อไป ในปัจจุบันสามารถแบ่งเทคโนโลยีการผลิต DME ออกเป็น 2 แบบหลัก ได้แก่

1.การสังเคราะห์ทางอ้อม (Indirect synthesis) หรือการสังเคราะห์ผ่านเมทานอล เป็นกระบวนการดั้งเดิมที่พัฒนาโดยบริษัท Lurgi, TEC และ MGC โดยจะทำการสังเคราะห์ DME จากการเผา ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน หรือชีวมวล ให้เป็นก๊าซสังเคราะห์คาร์บอนมอนอกไซด์ 2 โมเลกุลและไฮโดรเจน 4 โมเลกุล จากนั้นก๊าซสังเคราะห์จะเข้าทำปฏิกิริยาเคมีกันกลายเป็นเมทานอลสองโมเลกุล ดังสมการ 2.1 แล้วจึงทำการดึงน้ำออกจากโมเลกุลเมทานอลโดยปฏิกิริยาดีไฮเดรชัน (Dehydration) ในปฏิกรณ์แบบเบดนิ่งเป็นขั้นตอนสุดท้าย เพื่อให้ได้ DME ไปใช้ประโยชน์ต่อไป ดังสมการ 2.3 โดยน้ำที่ได้จากปฏิกิริยาสุดท้ายจะถูกเปลี่ยนเป็นก๊าซไฮโดรเจนเพื่อนำไปใช้เป็นสารตั้งต้นในสมการที่ 2.1 อีกครั้ง

ตารางที่ 2.2 ปฏิกิริยาการสังเคราะห์ DME ทางอ้อม

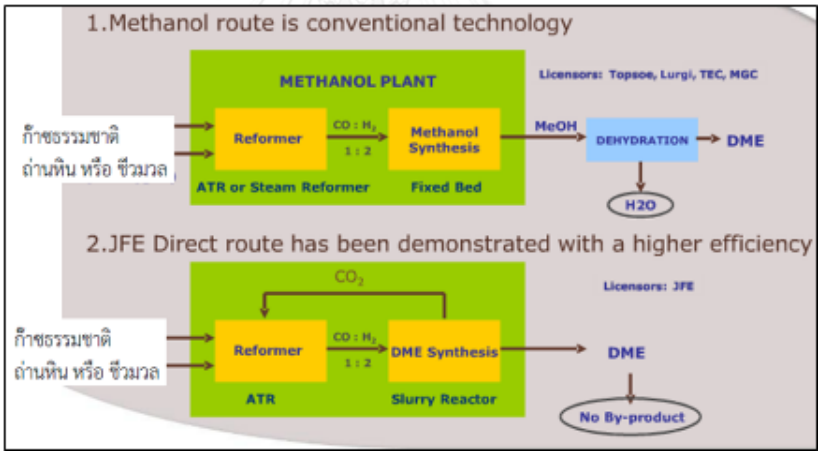
Methanol synthesis	$2CO + 4H_2 \leftrightarrow 2CH_3OH$	(2.1)
Gas/water shift reaction	$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$	(2.2)
Methanol dehydration	$2CH_3OH \leftrightarrow CH_3OCH_3 + H_2O$	(2.3)

2.การสังเคราะห์ทางตรง (Direct synthesis) เป็นกระบวนการที่พัฒนาโดย JFE, Haldor Topsoe และ KOGAS ซึ่งกำลังเป็นที่นิยมอย่างแพร่หลายในปัจจุบัน กระบวนการนี้จะเริ่มจากการเผา ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน หรือ ชีวมวล ให้กลายเป็นก๊าซสังเคราะห์ก่อน (CO และ H_2) ดังสมการที่

2.4, 2.5 จากนั้นจึงนำก๊าซสังเคราะห์ที่ได้ผ่านปฏิกรณ์แบบ Slurry phase บนตัวเร่งปฏิกิริยาออกไซด์ของโลหะเพื่อสังเคราะห์เป็น DME ออกมาตามสมการที่ 2.7 ส่วนน้ำที่ได้ในขั้นตอนสุดท้ายจะถูกเปลี่ยนเป็นก๊าซไฮโดรเจนเพื่อนำกลับไปใช้ในกระบวนการสังเคราะห์ DME อีกครั้ง ซึ่งวิธีการสังเคราะห์ทางอ้อมนี้ถือว่ามีต้นทุนที่ไม่ค่อยสูงมากนักและสะดวกมากเพราะไม่จำเป็นต้องทำปฏิกิริยาให้เกิดเมทานอลก่อนตลอดจนสามารถทำการสังเคราะห์ DME ได้ภายในปฏิกรณ์เดียว ซึ่งปัจจุบันเป็นที่นิยมเป็นอย่างมาก และมีการดำเนินการก่อสร้างโรงงานผลิตแล้วหลายแห่งในกลุ่มประเทศกำลังพัฒนา

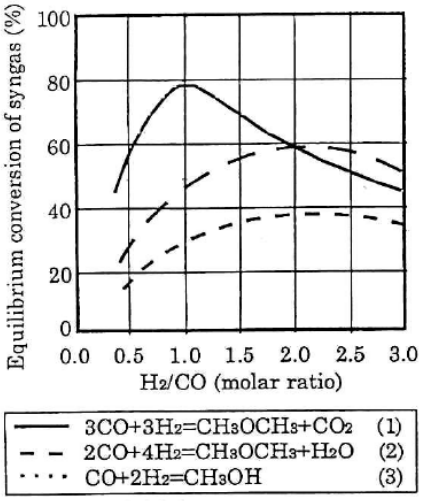
ตารางที่ 2.3 ปฏิกิริยาการสังเคราะห์ DME ทางตรง

Partial oxidation reforming	$CH_4 + 1/2O_2 \longrightarrow CO + 2H_2$	(2.4)
Steam reforming	$CH_4 + H_2O \longrightarrow CO + 3H_2$	(2.5)
Gas/water shift reaction	$CO + H_2O \longrightarrow CO2 + H_2$	(2.6)
DME direct synthesis	$4H_2 + 2CO \longrightarrow CH_3OCH_3 + H_2O$	(2.7)



รูปที่ 2.3 วิธีการสังเคราะห์ DME ในปัจจุบัน (ที่มา Docstoc.com, 2556 : online)

หากพิจารณาปฏิกิริยาเคมีของการสังเคราะห์ DME ทั้งสองวิธีจะพบว่า มีการนำน้ำ (H_2O) ที่ได้จากปฏิกิริยาในขั้นตอนสุดท้ายไปเปลี่ยนเป็นก๊าซไฮโดรเจน (H_2) เพื่อใช้ในการสังเคราะห์อีกครั้ง ซึ่งหากปฏิกิริยาในขั้นตอนนี้เกิดขึ้นช้า ปฏิกิริยาการสังเคราะห์ DME จะถูกกำหนดโดยสมการ 2.1 และ 2.7 ซึ่งก็คืออัตราส่วนการป้อนเข้าสู่ปฏิกรณ์ของก๊าซไฮโดรเจนต่อก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (H_2/CO) นั่นเอง ซึ่งหากพิจารณาสมดุลการเปลี่ยนแปลงของก๊าซสังเคราะห์ดังรูป 2.4 จะพบว่าอัตราส่วนของก๊าซสังเคราะห์ H_2/CO ที่ทำให้เกิด DME มากที่สุดคือ 1:1 รองลงมาคือ H_2/CO อัตราส่วน 2:1



รูปที่ 2.4 การเปลี่ยนแปลงที่สมดุลของแก๊สสังเคราะห์ที่ 280 ^{0}C, 50 atm (ที่มา ชนิกานต์, 2549)

2.4 โครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย [1, 6]

โครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในประเทศไทยมีโครงสร้างราคาคล้ายคลึงกับผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมชนิดอื่นๆ กล่าวคือจะประกอบไปด้วย ราคาหน้าโรงกลั่นหรือโรงแยก ราคาขายส่งและราคาขายปลีก ซึ่งแต่ละระดับราคาจะเพิ่มการจัดเก็บภาษีมูลค่าเพิ่มเข้าไป โดยโครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว มีองค์ประกอบดังต่อไปนี้

1. ราคาหน้าโรงกลั่นหรือโรงแยก เป็นราคาที่สะท้อนต้นทุนการผลิตของผู้ผลิตโดยตรง ส่วนใหญ่ผู้ผลิตมักจะอ้างอิงราคาจากการซื้อขายของตลาดโลก สำหรับประเทศไทยใช้รูปแบบราคา 3 รูปแบบตามแหล่งที่มาของก๊าซ LPG คือ

1.1 ราคาจากโรงแยกก๊าซภายในประเทศ เป็นราคาขายก๊าซ LPG ที่ขายออกจากโรงแยกก๊าซภายในประเทศของ ปตท.

1.2 ราคาจากโรงกลั่นน้ำมัน เป็นราคาขายก๊าซ LPG ที่ขายออกจากโรงกลั่นน้ำมันภายในประเทศ

1.3 ราคานำเข้าก๊าซ LPG จะอ้างอิงจากราคา Contract price ของประเทศออสเตรเลีย

ซึ่งราคาทั้งสามราคาจะถูกนำมาคำนวณเป็นราคาเฉลี่ยที่สอดคล้องกับสัดส่วนการผลิต การนำเข้าตามนโยบายในขณะนั้น เพื่อใช้เป็นราคาเดียวสำหรับการกำหนดราคาขายก๊าซ LPG ภายในประเทศ

2. ราคาขายส่งหรือราคาหน้าคลังก๊าซ เป็นราคาที่บวกภาษีอื่นๆ ตามที่รัฐกำหนดให้มีการจัดเก็บเพิ่มเติมเข้าไป สำหรับประเทศไทยภาษีที่จัดเก็บเพิ่มเติมได้แก่ ภาษีสรรพสามิตสำหรับเป็นรายได้ของรัฐบาล ภาษีเทศบาลเพื่อบำรุงท้องถิ่นที่ผู้ผลิตเข้าไปดำเนินการผลิต นอกจากนี้ยังมีการจัดเก็บภาษีเพิ่มเติมสำหรับกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อใช้เป็นกองทุนในการป้องกันความผันผวนของราคาใน

ตลาดโลกและรักษาระดับราคาขายส่ง ขายปลีกภายในประเทศให้คงที่หรืออยู่ในระดับราคาที่ผู้บริโภคยอมรับได้ อีกด้วย

3. ราคาขายปลีก เป็นราคาขายสุดท้ายที่ขายให้กับผู้บริโภคทั่วไป เป็นราคาที่ได้จากผลรวมของราคาทั้งหมดดังที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น รวมกับค่าการตลาดซึ่งเป็นอัตราที่จัดเก็บเพิ่มเติมเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเกี่ยวกับการขนส่งและถังบรรจุก๊าซของผู้ประกอบธุรกิจค้าก๊าซ

จากข้อมูลข้างต้นสามารถสรุปโครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยได้ดังนี้

ราคาขายปลีก+ภาษีมูลค่าเพิ่ม = ราคาหน้าโรงกลั่น+ภาษีมูลค่าเพิ่ม+ภาษีสรรพสามิต+ภาษีเทศบาล+กองทุนน้ำมัน+ภาษีมูลค่าเพิ่ม+ค่าการตลาด+ภาษีมูลค่าเพิ่ม

2.5 ระบบการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว [7, 8]

จากรายงานผลการศึกษาของคณะทำงานจากมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ได้นำเสนอทางเลือกของระบบการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยไว้ 5 แบบ ซึ่งรวมถึงระบบราคาแบบปัจจุบันด้วยโดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1.ระบบราคาแบบลอยตัว (Flexible Price system)

เป็นระบบการกำหนดราคาที่เน้นการปล่อยให้ราคาเป็นไปตามกลไกตลาด โดยจะไม่มีการเข้าควบคุมราคาในระดับต่างๆ ได้แก่ ราคาที่โรงกลั่น โรงแยก ราคาหน้าคลังก๊าซ และราคาขายปลีก โดยราคาจะเปลี่ยนแปลงและสอดคล้องกับราคาในตลาดโลก การกำหนดราคารูปแบบนี้จะทำให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของผู้ผลิตและผู้ค้าก๊าซ รัฐไม่จำเป็นต้องเข้าไปชดเชยราคาในกระบวนการต่างๆ นอกจากนี้ยังช่วยให้เกิดการแข่งขันพัฒนาประสิทธิภาพการผลิต การบริการของผู้ค้าก๊าซอีกด้วย

2. ระบบราคาแบบกึ่งลอยตัว (Partial subsidy system)

เป็นระบบราคาที่ประเทศไทยใช้อยู่ในปัจจุบัน โดยรัฐจะเข้าควบคุมราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในโครงสร้างราคาที่ราคาใดราคาหนึ่ง เพื่อให้ราคาอยู่ในระดับที่ตั้งไว้หรือยอมรับได้ ตัวอย่างของระบบราคาแบบกึ่งลอยตัวที่ประเทศไทยใช้อยู่ คือการควบคุมราคาหน้าโรงกลั่นและราคาขายส่งให้อยู่ในระดับคงที่ แต่ให้ค่าการตลาดของผู้ค้าปรับเปลี่ยนได้ ส่งผลให้ราคาขายปลีกมีการขึ้นลง ทั้งนี้เพื่อแบ่งเบาภาระของผู้ค้าก๊าซ เป็นต้น แต่อย่างไรก็ตามการปรับเปลี่ยนค่าการตลาดจะถูกควบคุมโดยหน่วยงานควบคุมอีกขั้นตอนหนึ่งเพื่อไม่ให้กระทบกับผู้บริโภคมากจนเกินไป

3. ระบบราคาแบบอุดหนุนเต็มที่ (Full Subsidy System)

เป็นระบบราคาที่รัฐบาลหรือผู้รับผิดชอบเข้าชดเชยราคาเต็มที่ โดยจะกำหนดราคาขายไว้ที่ราคาหนึ่ง หากราคาตลาดโลกหรือต้นทุนของผู้ผลิต ผู้ค้าเพิ่ม รัฐบาลก็จะใช้เม็ดเงินเข้าทำการอุดหนุนหรือชดเชยส่วนต่างนั้นทันที โดยไม่คำนึงถึงราคาตลาดโลก การชดเชยอาจจะใช้เงินจากกองทุนน้ำมันหรือการจัดเก็บภาษีอื่นๆ เพิ่มเติม ระบบราคาแบบอุดหนุนถือว่าเป็นระบบราคาที่จะสร้างภาระให้กับ

รัฐบาลในระยะยาวและก่อให้เกิดปัญหาตามมาหลายอย่างเช่น การลักลอบนำก๊าซไปขายในพื้นที่ที่มีราคาแพงกว่า การสร้างนิสัยให้ประชาชนฟุ่มเฟือย ฯลฯ

4. ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Price System)

ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักเป็นระบบราคาที่ดัดแปลงมาจากระบบราคาแบบลอยตัวและแบบอุดหนุนเต็มที่ นิยมใช้กับประเทศที่มีทั้งการผลิตและการนำเข้าก๊าซปิโตรเลียมเหลว กล่าวคือในการคิดราคาจะนำสัดส่วนการผลิตและราคาต้นทุนที่แท้จริงของโรงกลั่นหรือโรงแยกก๊าซในประเทศมาคิดเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักกับราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในตลาดโลก ซึ่งต้นทุนของโรงกลั่นหรือโรงแยกก๊าซในประเทศอาจจะเปลี่ยนแปลงไป ขึ้นอยู่กับปริมาณการผลิตและสัดส่วนการนำเข้าก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากต่างประเทศ สูตรสำหรับระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักคือ

ราคา ณ โรงกลั่น = (สัดส่วนปริมาณก๊าซจากโรงแยกก๊าซ x ต้นทุนโรงแยก) + (สัดส่วนปริมาณก๊าซจากโรงกลั่นน้ำมันและการนำเข้า x ราคา CP รวมค่าขนส่ง*)

* หมายเหตุ กรณีที่ต้นทุนโรงกลั่นเท่ากับราคา CP หากไม่เท่ากันให้คิดแยกตามสัดส่วน

ข้อดีของการคิดราคาแบบถ่วงน้ำหนักคือไม่จำเป็นต้องมีการชดเชยราคาเพราะต้นทุนโรงกลั่นหรือโรงแยก จะเป็นตัวสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของผู้ผลิต ซึ่งจะมีการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องตามสัดส่วนการผลิต การนำเข้าก๊าซปิโตรเลียมเหลว อีกทั้งยังช่วยให้สามารถตรวจสอบการใช้ทรัพยากรภายในประเทศได้รวมไปถึงทำให้ผู้ผลิตพัฒนาต้นทุนการผลิตอย่างต่อเนื่องได้อีกด้วย

5. ระบบสองราคา (Two-Tier Price System)

เป็นระบบราคาที่ใช้แนวคิดคำนึงถึงผู้ใช้งานเป็นหลัก โดยจะเน้นการแบ่งกลุ่มผู้บริโภคออกจากกันและช่วยเหลืออุดหนุนราคาแก่ผู้ที่ควรจะได้รับการอุดหนุน ทั้งนี้เนื่องจากก๊าซปิโตรเลียมเหลวสามารถใช้งานได้อย่างหลากหลายจึงมีกลุ่มผู้บริโภคหลายกลุ่ม โดยผู้บริโภคแต่ละกลุ่มต่างมีความสามารถในการเข้าถึงก๊าซปิโตรเลียมเหลวในรูปแบบเชื้อเพลิงที่แตกต่างกัน โดยเฉพาะกลุ่มผู้ใช้งานเพื่อการหุงต้มและประกอบอาหาร แนวคิดนี้ถือเป็นกลุ่มที่ควรจะเข้าถึงและควรได้รับการช่วยเหลือมากที่สุดเพราะเป็นกลุ่มที่ได้รับผลกระทบโดยตรงและกว้างขวางหากมีการเปลี่ยนแปลงราคา ต่างกับกลุ่มผู้ใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวในรถยนต์และผู้ใช้กลุ่มอุตสาหกรรม ที่ไม่ควรจะได้รับการช่วยเหลือ เนื่องจากเป็นการใช้งานในลักษณะเพื่อธุรกิจและประโยชน์ส่วนตัว แนวคิดนี้จึงเป็นแนวคิดที่มุ่งเน้นการช่วยเหลือที่ตรงจุดและลดภาระค่าใช้จ่ายในการอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวโดยไม่จำเป็น

2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

Dimethyl ether (DME) from coal as a household cooking fuel in china : Eric D. Larson และ Huiyan Yang (2004) ได้ศึกษาการนำไดเมทิลอีเทอร์ (DME) ที่ผลิตจากถ่านหินมาใช้ทดแทนก๊าซ LPG ในภาคครัวเรือนของประเทศจีนโดยได้แบ่งการศึกษาออกเป็นสองส่วนคือ การศึกษาเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับการผลิต DME ในประเทศจีนและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในการนำ DME มาใช้ทดแทนก๊าซ LPG วิธีการศึกษาจะเริ่มจากการศึกษาเทคโนโลยีการผลิต DME ที่เหมาะสมกับประเทศจีน โดยใช้วัตถุดิบคือ ถ่านหิน เนื่องจากถ่านหินในประเทศจีนมีปริมาณค่อนข้างมาก นอกจากนี้ยังศึกษาเรื่องกระบวนการผลิตไปจนถึงการจัดการกับของเสียอีกด้วย โดยเมื่อได้กระบวนการที่เหมาะสมแล้ว ผู้วิจัยจึงทำการประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ โดยเปรียบเทียบราคาของ LPG ในตลาดโลกกับ DME ที่ผลิตได้จากถ่านหินภายในประเทศรวมไปถึงค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บและขนส่งไปยังผู้บริโภคอีกด้วย จากผลการวิจัย ผู้ทำวิจัยสรุปว่าเทคโนโลยีการผลิต DME จากถ่านหินที่เหมาะสมกับประเทศจีนคือการผลิต DME ควบคู่ไปกับการผลิตกระแสไฟฟ้าซึ่งมีความคุ้มค่าและมีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์มากที่สุด ส่วนในเรื่องของราคาผู้ทำการวิจัยได้สรุปว่าราคาของ DME ยังคงสูงกว่า LPG เล็กหน่อย แต่หากในอนาคตราคาน้ำมันหรือเชื้อเพลิงฟอสซิลสูงขึ้น ตลอดจนมีการพัฒนาเทคโนโลยีและขยายกำลังการผลิต DME มากขึ้น ราคา DME ที่ผลิตได้จะลดลงและสามารถแข่งขันกับก๊าซ LPG ได้ นอกจากนี้ในจังหวัดที่ห่างไกลของจีน ค่าขนส่ง LPG จะสูงมาก การผลิต DME จากถ่านหินภายในประเทศเพื่อใช้แทนก๊าซ LPG ในเขตพื้นที่ห่างไกลของประเทศจีน จึงมีความเหมาะสมมากกว่าการนำเข้า LPG มาใช้งาน

Fundamental investigations on Di-methyl ether (DME) as LPG substitute or make - up for domestic uses: Mario Marchionna, Renata Patrinia และคณะ (2008) ได้ทำการศึกษาเกี่ยวกับการนำ DME มาใช้ทดแทนก๊าซ LPG เพื่อใช้ในประเทศอินโดนีเซีย โดยได้แบ่งการศึกษาออกเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่

1. การทดสอบการเผาไหม้ของก๊าซผสม LPG และ DME ที่อัตราส่วน 0-100% โดยน้ำหนัก โดยทำการทดสอบผลกระทบของอัตราส่วนต่อระบบอุปกรณ์การใช้งาน จากผลการทดสอบผู้วิจัยได้สรุปว่าอัตราส่วนในการผสม DME กับ LPG ที่เหมาะสมคือ 15-20% โดยน้ำหนัก โดยจะให้คุณสมบัติการเผาไหม้ที่ดีตลอดจนไม่ส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์การใช้งานเดิม

2. การทดสอบการจัดเก็บ และความปลอดภัยของสารผสม ผู้ทำการวิจัยได้ทดสอบการจัดเก็บสารผสม LPG – DME ไว้ที่อุณหภูมิปกติ (10 และ 40 ^{0}C) เป็นระยะเวลา 4 เดือนและทำการวัดองค์ประกอบทางเคมีเป็นระยะๆ ในช่วงเวลาการทดสอบดังกล่าว จากผลการทดสอบผู้วิจัยได้

สรุปว่าภายในระยะเวลา 4 เดือน ก๊าซผสม LPG – DME ไม่มีการเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบทางเคมีใดๆ

3. ความเข้ากันได้ของก๊าซผสม LPG – DME กับระบบการบรรจุ ถังบรรจุ ตลอดจนระบบอุปกรณ์การเผาไหม้ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน จากการทดสอบผู้วิจัยสรุปว่าการใช้งาน ที่อัตราผสมดังกล่าวเป็นระยะเวลา 4 เดือนไม่พบปัญหาใดๆ โดยความดันและพารามิเตอร์ ต่างๆ ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดโดยรัฐบาลและองค์กรที่ควบคุม

Dimethyl Ether (DME) and the trend of Bio DME production in China: Yasuhiko Mikita (2009) ได้นำเสนอการใช้งาน DME ในรูปแบบของเชื้อเพลิงในประเทศจีน จากรายงานเขาคาดการณ์ว่าประเทศจีนจะมีอัตราการใช้งาน DME เพิ่มขึ้นเรื่อยๆ เนื่องมาจากนโยบายที่มุ่งเน้นการใช้งานถ่านหินและทรัพยากรในประเทศของจีนเป็นตัวผลักดันที่สำคัญ โดยคาดการณ์ว่าในปี 2010 ประเทศจีนจะมีกำลังการผลิต DME ถึง 15.8 ล้านตัน โดย DME ที่ทำการผลิตได้จะถูกนำไปใช้งานในรูปแบบของเชื้อเพลิงหุงต้มให้ความร้อนถึง 80% และเป็นสารผลักดันในกระป๋องสเปรย์อีกประมาณ 10% โดยสัดส่วนการผสม DME ในก๊าซ LPG สำหรับการประกอบอาหารในฤดูหนาวควรจะอยู่ที่ 10-15% และฤดูร้อนควรอยู่ที่ 20-30% ส่วนภาคอุตสาหกรรมควรอยู่ที่ 5-10% นอกจากนี้ยังศึกษาถึงการเร่งรัดพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ เพื่อรองรับการใช้งาน DME อย่างเต็มรูปแบบในภูมิภาคต่างๆของประเทศจีน เช่น ปั๊มเติม DME สำหรับรถสาธารณะ ตลอดจนโรงงานผลิต DME ใหม่ๆ

ตลาดก๊าซปิโตรเลียมเหลว นโยบายราคาและแนวทางเลือกของประเทศไทย: พรายพล คุ้มทรัพย์, ภูรี สิรสุนทร, ณพล สุกใสและคณะ (2010) ได้ทำการศึกษาถึงทางเลือกและนโยบายราคาก๊าซ LPG ของประเทศไทยและระบบการกำหนดราคารวมถึงผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการดำเนินนโยบายดังกล่าวตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน จากการศึกษาพบว่าประเทศไทยใช้ระบบการอุดหนุนราคาก๊าซ LPG มาเป็นระยะเวลานานทำให้กลไกราคาบิดเบือนไปจากความเป็นจริงค่อนข้างมากและก่อให้เกิดผลกระทบอย่างมากมายทั้งทางตรงและทางอ้อมแก่ ผู้ผลิต ผู้ค้าก๊าซ ผู้บริโภค ตลอดจนรัฐบาลผู้ที่รับภาระการอุดหนุนราคา ผู้ทำการศึกษาได้สรุปว่า ประเทศไทยควรดำเนินนโยบายที่มุ่งไปสู่การลอยตัวก๊าซ LPG โดยในระยะแรกให้ดำเนินนโยบายราคาเพื่อสะท้อนต้นทุนของผู้ผลิต โดยการใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักระหว่างการนำเข้ากับการผลิตในประเทศ ยกเลิกการควบคุมราคาขายปลีกและค่าการตลาด เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตและผู้ค้าก๊าซเกิดการแข่งขัน อันจะนำสู่การพัฒนาประสิทธิภาพในด้านการผลิตและการบริการ นอกจากนี้ยังแนะนำให้แยกกลุ่มผู้บริโภคให้ชัดเจนโดยการใช้ระบบคูปองแลกซื้อแก่ผู้ที่ใช้ไฟไม่ถึง 150 หน่วยต่อเดือน เพื่อช่วยอุดหนุนผู้ที่มีรายได้น้อยให้ตรงกับวัตถุประสงค์ของการชดเชยราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว ตลอดจนคงให้กองทุนน้ำมันไว้เพื่อใช้เป็นกองทุนลดความผันผวนของราคาในตลาดโลก

Comprehensive techno-economic assessment of Dimethyl ether (DME) synthesis and Fischer–Tropsch synthesis as alternative process steps within biomass-to-liquid: Frederik Trippe, Magnus Fröhling และคณะ (2011) ได้ทำการศึกษาแบบจำลองกระบวนการผลิตน้ำมันจากชีวมวล ด้วยกระบวนการแกสิฟิเคชันและฟิชเชอร์โทรป โดยการสร้างแบบจำลองการผลิตด้วยโปรแกรม Aspen Plus process แล้วเปลี่ยนแปลงตัวแปรต่างๆ ในกระบวนการผลิต เช่น อัตราการป้อนวัตถุดิบ แรงดัน อุณหภูมิ องค์ประกอบของก๊าซสังเคราะห์ ฯลฯ พร้อมกันนี้ ผู้วิจัยยังได้ทำการประเมินหาต้นทุนการผลิตที่สภาวะต่างๆ ด้วย จากการทดลองผู้วิจัยสรุปว่า ต้นทุนการผลิตก๊าซสังเคราะห์จากชีวมวลเพื่อเอาไปผลิตน้ำมันนั้นจะแปรผันตรง และสามารถควบคุมได้จากอัตราการป้อนวัตถุดิบ และการเพิ่มความดันในกระบวนการแกสิฟิเคชันที่ปฏิกรณ์แบบ Slurry phase

The status of DME Developments in China and beyond; T.H. Fleisch, A. Basu, R.A. Sills (2012) ได้ศึกษาแนวโน้มและปริมาณการใช้งาน DME ในประเทศจีน จากการศึกษาพบว่าประเทศจีนมีแนวโน้มการใช้งาน DME ในรูปแบบเชื้อเพลิงมากที่สุดในโลกและมีแนวโน้มเป็นเชื้อเพลิงที่จะเติบโตได้ดีในอนาคต ทั้งนี้เพราะ DME มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ โดยปัจจุบันประเทศจีนได้ก่อสร้างโรงงานผลิต DME ขึ้นแล้วหลายแห่ง โดยใช้วัตถุดิบการผลิตหลักคือ ถ่านหิน ซึ่งนิยมทำการผลิตร่วมกับการผลิตเมทานอล การใช้งาน DME ในประเทศจีน ปัจจุบันนิยมใช้ผสมในก๊าซหุงต้มเพื่อใช้ให้ความร้อนในการประกอบอาหารเป็นหลักในสัดส่วนการผสม 20% ซึ่งไม่ต้องเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์การเผาไหม้ใดๆ แต่หากผสมมากกว่านี้อาจจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์บางชนิด ส่วนการใช้งานด้านอื่นๆ ได้แก่ การผสมในน้ำมันดีเซลเพื่อทดแทนน้ำมันดีเซล การใช้งานในการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องปั่นไฟที่ออกแบบเฉพาะ ฯลฯ กำลังมีการวิจัยและพัฒนาอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ยังได้ศึกษาถึงต้นทุนการผลิต DME เมื่อใช้วัตถุดิบที่ต่างกันและพบว่าวัตถุดิบที่เหมาะสมที่สุดในประเทศจีนคือถ่านหิน ซึ่งการผลิตจะคุ้มทุนเมื่อราคาน้ำมันในตลาดโลกอยู่ต่ำกว่า 130-140 เหรียญต่อบาร์เรล ส่วนวัตถุดิบตัวอื่นๆ หากเทียบราคากับค่าความร้อนที่ได้ DME ถือว่าแพงกว่า แต่อย่างไรก็ตามแนวโน้มการใช้งาน DME ถือว่ามีอนาคตและมีแนวโน้มการใช้งานที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง

Application of Dimethyl Ether as LPG Substitution for Household Stove; Riesta และคณะ (2013) ได้ทำการศึกษาผลของการผสม DME ลงไปในก๊าซ LPG เพื่อใช้กับเตาหุงต้ม 6 ประเภทที่มีการใช้งานในประเทศอินโดนีเซียโดยกำหนดอัตราส่วนผสม 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 30%, 50% และทำการทดสอบคุณสมบัติต่างๆ โดยได้ผลการศึกษาดังนี้

- Heat consumption ศึกษาโดยการเผาก๊าซผสมเป็นเวลา 1 ชั่วโมง จากนั้นจึงชั่งน้ำหนักที่หายไปแล้วคำนวณหาความร้อนในการใช้เชื้อเพลิง ผลการศึกษาพบว่าความร้อนที่เกิดขึ้นบนเตาขึ้นอยู่กับ

การออกแบบของเตาแต่ละชนิดและเมื่อเพิ่มสัดส่วนผสมของ DME จะทำให้ความร้อนของเตาลดลง ทั้งนี้เพราะค่าความร้อนของ DME น้อยกว่า LPG นั่นเอง

- Fuel efficiency ทดสอบโดยการต้มน้ำ 6.1 กิโลกรัมในกระทะขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 20 ซม. ทำการให้ความร้อนจากอุณหภูมิ 20–90 ^{0}C ด้วยก๊าซผสมที่อัตราส่วนต่างๆ แล้วคำนวณหาประสิทธิภาพเชื้อเพลิง ผลการศึกษาพบว่าการเพิ่มสัดส่วนผสม DME ทำให้ประสิทธิภาพของเชื้อเพลิงลดลง ต้องใช้เวลาในการให้ความร้อนนานขึ้น แต่อย่างไรก็ตามประสิทธิภาพของเชื้อเพลิงดังกล่าวขึ้นอยู่กับการออกแบบเตาด้วย

- Flame stability ศึกษาโดยการใช้ลมจำลองขนาด 3 เมตรต่อวินาที พัดผ่านไปบนเปลวไฟที่เกิดจากการจุดด้วยก๊าซผสมที่อัตราส่วนต่างๆ ผลการทดสอบพบว่ามีเพียงเตาหุงต้มเดียวเท่านั้นที่ไฟดับ นอกนั้นสามารถใช้งานได้ปกติ จึงสรุปว่าเปลวไฟของก๊าซผสม LPG-DME ที่อัตราส่วนต่างๆ นั้นมีเปลวไฟที่เสถียรคล้ายกับก๊าซ LPG ที่ใช้งานกันอยู่ทั่วไป

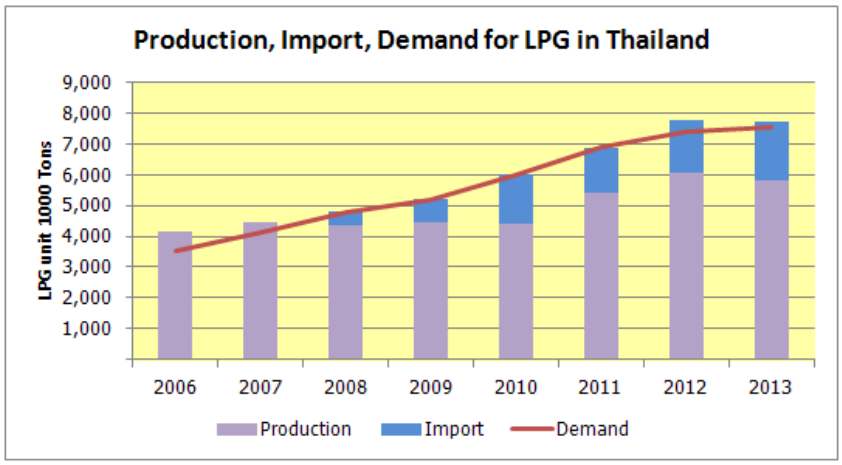
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3
นโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวและผลกระทบ

ในบทนี้จะทำการศึกษานโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยและผลกระทบที่เกิดขึ้น โดยจะเริ่มจากการศึกษาสถานการณ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยจากนั้นจะทำการศึกษาถึงผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการดำเนินนโยบายดังกล่าว ผลการศึกษาจะทำให้ทราบถึงสถานการณ์และรูปแบบการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวของประเทศไทยในปัจจุบัน ซึ่งจะทำให้สามารถวิเคราะห์ถึงสาเหตุของปัญหา เพื่อเป็นแนวทางในการกำหนดรูปแบบการแก้ไขทั้งในระยะสั้นและระยะยาวต่อไป

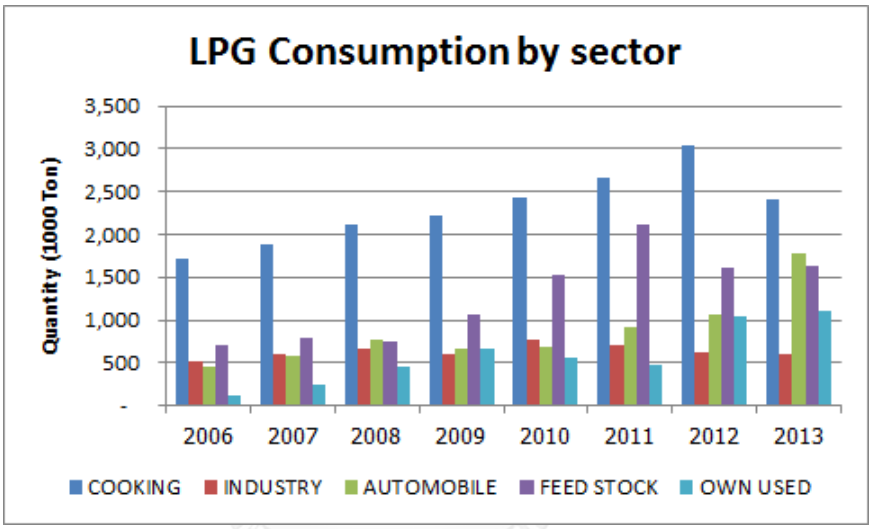
3.1 สถานการณ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย

ก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซ LPG ถือเป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนขั้นพื้นฐานที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลายในประเทศไทย ในอดีตรัฐบาลได้ส่งเสริมให้ประชาชนทั่วไปใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวเป็นเชื้อเพลิงสำหรับการหุงต้มและประกอบอาหาร เพื่อลดการตัดไม้ทำลายป่าและส่งเสริมสุขภาพของประชาชน การใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลวในช่วงแรกจึงเป็นการใช้งานเพื่อการหุงต้ม และประกอบอาหารเป็นหลัก ต่อมาเมื่อมีการค้นพบก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยจึงทำให้มีการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวเพิ่มมากขึ้น ประกอบกับนโยบายอุดหนุนราคาของรัฐบาลในขณะนั้น จึงทำให้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวมีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ ผู้ใช้งานจึงเพิ่มมากขึ้นและเริ่มมีการนำก๊าซปิโตรเลียมเหลวไปใช้ในกิจกรรมอื่นๆ เช่น ใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ ใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตและเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมต่อเนื่องอื่นๆ เป็นต้น



รูปที่ 3.1 ปริมาณการผลิต การนำเข้า และความต้องการใช้งานก๊าซ LPG ของประเทศไทย

ซึ่งจากแนวโน้มการใช้งานที่เพิ่มมากขึ้นดังกล่าว ทำให้หลายปีที่ผ่านมาปริมาณความต้องการก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยจึงเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจนทำให้ประเทศไทยต้องเริ่มนำเข้าก๊าซปิโตรเลียมเหลวตั้งแต่ปี 2008 เป็นต้นมา ซึ่งตรงข้ามกับปริมาณการผลิตภายในประเทศที่ค่อนข้างคงที่หรือลดลง เนื่องจากข้อจำกัดในเรื่องปริมาณทรัพยากรภายในประเทศ โดยจากรายงานของสำนักนโยบายและแผนพลังงานในปี 2013 ดังรูป 3.1 พบว่าประเทศไทยมีความต้องการก๊าซปิโตรเลียมเหลวถึง 7.5 ล้านตัน แต่สามารถทำการผลิตเองได้เพียง 5.6 ล้านตันและต้องนำเข้ามาใช้งานอีกถึงประมาณ 1.9 ล้านตัน



รูปที่ 3.2 สัดส่วนการใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลว ของประเทศไทย

หากพิจารณาสัดส่วนการใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยดังรูป 3.2 จะพบว่าภาคครัวเรือนเป็นภาคที่มีการใช้งานมากที่สุดและมีแนวโน้มการใช้งานที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จนมาถึงปี 2012 รัฐบาลได้เริ่มใช้นโยบายกำหนดกลุ่มผู้ใช้งานให้ชัดเจนขึ้นและเริ่มทยอยปรับลอยตัวราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในกลุ่มผู้ใช้งานต่างๆ การใช้งานจึงเริ่มลดลง อย่างไรก็ตามกลับพบว่าปริมาณการใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลวในรถยนต์มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ถึงแม้ว่ารัฐบาลจะปล่อยให้ราคาสูงขึ้นมาในระดับหนึ่งแล้วก็ตาม ทั้งนี้เนื่องจากราคาของก๊าซปิโตรเลียมเหลวยังมีราคาถูกกว่าน้ำมันเชื้อเพลิง จึงทำให้ผู้ใช้งานรถยนต์หันมานิยมใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวเป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์เพิ่มมากขึ้น ซึ่งจากสถานการณ์ดังกล่าวทำให้ปริมาณการใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศได้เพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว และมีแนวโน้มที่จะต้องนำเข้าก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากต่างประเทศอีกเป็นอีกจำนวนมากเพื่อนำมาใช้งานให้เพียงพอกับความต้องการที่เพิ่มขึ้นทุกปี

3.2 นโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย [1]

ภายหลังจากการค้นพบและดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย รัฐบาลจึงได้ส่งเสริมให้ประชาชนใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) กันอย่างแพร่หลายเนื่องจากเป็นพลังงานที่สะอาด ราคาถูก และเป็นการผลิตจากทรัพยากรภายในประเทศ นอกจากนี้ยังช่วยลดการตัดไม้ทำลายป่าในแถบชนบทได้อีกด้วย ต่อมาเมื่อราคาก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเริ่มปรับตัวสูงขึ้น (วิกฤตการณ์น้ำมันปี 2522-2524) ทำให้ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงในประเทศเริ่มมีราคาแพงและไม่เพียงพอต่อความต้องการ รวมทั้งเกิดการขาดแคลนขึ้นเป็นระยะๆ รัฐบาลในยุคนั้นจึงได้ดำเนินการเข้าแทรกแซงราคาน้ำมันและเชื้อเพลิง โดยการจัดตั้งกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงขึ้นเพื่อใช้ลดความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงและชดเชยส่วนเกินที่จะกระทบต่อผู้บริโภคโดยตรง ทั้งนี้เพื่อบรรเทาผลกระทบต่อเศรษฐกิจและความเดือดร้อนของประชาชนในขณะนั้น ซึ่งต่อมาในปี 2534 จึงได้มีการยกเลิกนโยบายควบคุมราคาน้ำมันเชื้อเพลิงดังกล่าวไป ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงหลายชนิดจึงปรับตัวสูงขึ้น แต่อย่างไรก็ตามก๊าซปิโตรเลียมเหลวเป็นเชื้อเพลิงเพียงไม่กี่ชนิดที่รัฐบาลยังคงนโยบายชดเชยราคาโดยใช้กองทุนน้ำมันมาอย่างต่อเนื่องจนถึงปัจจุบัน ซึ่งที่ผ่านมาเมื่อราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวสูงขึ้น รัฐจะใช้วิธีการควบคุมราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวเพียงสองรูปแบบคือ การผลักภาระให้โรงกลั่นหรือโรงแยกโดยตรง โดยรัฐจะเข้าควบคุมราคาขายปลีกแล้วให้ผู้ผลิตแบกรับต้นทุนเอง หรือการใช้เงินจากกองทุนน้ำมันเพื่อเข้าชดเชยราคาส่วนต่างดังกล่าวที่เกิดขึ้น ซึ่งแนวโน้มการกำหนดราคาที่ผ่านมาพบว่ารัฐบาลนิยมใช้วิธีการชดเชยราคาจากกองทุนน้ำมันมากกว่า จากสถานการณ์ดังกล่าวจึงทำให้ภาระการชดเชยของกองทุนน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นทุกปี กอรปกับราคาน้ำมันเชื้อเพลิงในตลาดโลกได้ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ปริมาณการใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลวเพิ่มมากขึ้นตามไปด้วย กองทุนน้ำมันจึงเริ่มขาดสภาพคล่องและไม่มีเงินเหลือเพียงพอที่จะชดเชยได้อีกต่อไป

ในปี 2540 คณะรัฐมนตรีในขณะนั้นจึงได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ให้ปรับปรุงนโยบายราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยให้ยกเลิกการควบคุมราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลว และตั้งเป้าหมายให้ใช้ระบบราคาแบบลอยตัวตามราคาในตลาดโลก โดยได้แบ่งการดำเนินงานออกเป็น 4 ระยะคือ การเตรียมการ การยกเลิกการควบคุมราคาขายปลีก การเตรียมการเข้าสู่ระบบราคาแบบลอยตัว และการใช้ระบบราคาแบบลอยตัวตามลำดับ การดำเนินงานเป็นไปอย่างต่อเนื่องจนกระทั่งในปี 2544 คณะกรรมการพิจารณานโยบายพลังงานในขณะนั้นจึงได้ประกาศใช้ระบบราคาแบบกึ่งลอยตัว ซึ่งเป็นขั้นตอนในการเตรียมการเข้าสู่ระบบราคาแบบลอยตัวและมีการใช้งานต่อเนื่องมาจนถึงปัจจุบัน โดยมีวิธีการคือรัฐจะเข้าควบคุมราคาหน้าโรงกลั่น โรงแยก และราคาหน้าคลัง แต่จะปล่อยให้ราคาขายปลีก ขึ้นลงได้จากการปรับค่าการตลาดของผู้ผลิตและผู้ค้าก๊าซ

ตารางที่ 3.1 หลักเกณฑ์การกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในอดีตจนถึงปัจจุบัน
(ที่มา นโยบายการปรับราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว, 2554)

ระยะเวลา	สูตรราคา
พ.ย. 32 - 22พ.ค. 37	Min. CIF (Singapore Posting)
23 พ.ค. 37 - 28 พ.ค. 38	Average FOB (Singapore Posting)
29 พ.ค. 38 - 26 พ.ย. 38	CP + $80
27 พ.ย. 38 - 8 ต.ค. 40	$200 < 0.5*$200 + 0.5*(CP + $80) < $245
9 ต.ค. 40 - 7 ธ.ค. 40	CP + $30
8 ธ.ค. 40 - 1 ก.ค. 41	CP
2 ก.ค. 41 - 5 ก.ย. 42	CP + $15
6 ก.ย. 42 - 1 เม.ย. 44	CP
2 เม.ย. 44 - 5 ส.ค. 44	CP - $10
6 ส.ค. 44 - 7 เม.ย. 45	$200 < CP -$16
8 เม.ย. 45 - 9 ก.พ. 46	$185 < CP -$16
10 ก.พ. 46 - 21 ม.ค. 50	$185 < CP -$16 < $315
22 ม.ค. 50 - พ.ย. 50	$185 < CP -$16 < [$315 + (0.5(x/c)Px)]/ [1 + (0.5(x/c))]
พ.ย. 50 - มี.ค. 51	(W1*GSP cost) + (W2* (CP - $19))
มี.ค. 51 - ปัจจุบัน	$332

อย่างไรก็ตามการปรับค่าการตลาดดังกล่าวจะถูกพิจารณาโดยหน่วยงานควบคุมก่อนที่จะทำการประกาศใช้ ทั้งนี้เพื่อไม่ให้กระทบกับผู้บริโภคมากจนเกินไป จากข้อจำกัดดังกล่าวจึงทำให้มีการปรับปรุงสูตรโครงสร้างราคามาอย่างต่อเนื่องดังตารางที่ 3.1 เพื่อให้สอดคล้องใกล้เคียงกับราคาในตลาดโลกมากที่สุด แต่การปรับราคาดังกล่าวก็เป็นที่น่าสังเกตว่ารัฐบาลทุกยุคทุกสมัยต่างยังคงนโยบายการตรึงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวเอาไว้อย่างต่อเนื่อง ถึงแม้ว่าจะมีการปรับสูตรโครงสร้างราคาแบบใดก็ตาม โดยที่ระบบราคาแบบลอยตัวยังไม่ได้รับการผลักดันมากนัก

จากเหตุผลดังกล่าวตั้งแต่ปี 2551 จนถึงปัจจุบันประเทศไทยจึงยังคงใช้ระบบราคาแบบกึ่งลอยตัวเรื่อยมา โดยระบบราคาในปัจจุบันเป็นแบบกึ่งลอยตัวร่วมกับต้นทุนโรงกลั่นแบบถ่วงน้ำหนัก* ซึ่งรัฐจะกำหนดราคาควบคุมหน้าโรงกลั่นและราคาขายส่งหน้าคลังโดยใช้เงินอุดหนุนจากกองทุนน้ำมันซึ่งจัดเก็บจากผู้ผลิตและผู้นำเข้าเชื้อเพลิง แต่ให้ผู้ค้าก๊าซสามารถกำหนดค่าการตลาดได้เอง เพื่อส่งผ่านต้นทุนสู่ผู้บริโภคได้ แต่ทั้งนี้การปรับค่าการตลาดจะต้องได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานควบคุมก่อน จึงจะสามารถประกาศใช้ได้

หมายเหตุ* ตั้งแต่ปี 2554 รัฐกำหนดให้ต้นทุนโรงกลั่นน้ำมันใช้การคิดราคาแบบถ่วงน้ำหนักโดยเป็นสัดส่วนราคานำเข้า 75% ราคาโรงกลั่นในประเทศ 25% (ราคา 332.7549 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน) เพื่อจูงใจให้ผู้ผลิตผลิต LPG มากขึ้น

โดยราคาควบคุมหน้าโรงกลั่นปัจจุบันอยู่ที่ 332.7549 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน (สามารถปรับราคาตามค่าเงินบาทที่เปลี่ยนแปลง) ราคาควบคุมการขายส่งหน้าคลังอยู่ที่ 13.6863 บาทต่อกิโลกรัม และเพื่อให้การใช้เงินอุดหนุนมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้นตลอดจนสามารถแบ่งเบาภาระกองทุนน้ำมันลง ตั้งแต่เดือนตุลาคมปี 2556 รัฐบาลจึงได้กำหนดผู้ใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลวออกเป็น 4 กลุ่มและกำหนดนโยบายการปรับราคาสำหรับกลุ่มต่างๆ ดังนี้

1.กลุ่มผู้ใช้งานที่มีรายได้น้อย ได้แก่กลุ่มผู้ที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ กลุ่มผู้ที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 90 หน่วยต่อเดือน และกลุ่มร้านค้า หาบเร่ แผงลอยที่ขึ้นทะเบียนไว้กับกระทรวงพลังงาน เป็นกลุ่มที่รัฐบาลตั้งใจจะเข้าไปช่วยเหลือเพื่อไม่ให้ราคาขายปลีกสูงจนเกินไปและส่งผลกระทบต่อประชาชนมากจนเกินไป โดยรัฐบาลได้กำหนดราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวสำหรับกลุ่มนี้ไว้ที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม ซึ่งเป็นราคาหลังจากการปรับให้สะท้อนต้นทุนโรงกลั่นตั้งแต่เดือนกรกฎาคมปี 2554

2. กลุ่มผู้ใช้งานในครัวเรือนทั่วไปที่ไม่ได้ขึ้นทะเบียนไว้กับกระทรวงพลังงาน มีนโยบายให้ทยอยปรับราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวขึ้นไปเดือนละ 0.5 บาทต่อกิโลกรัม ตั้งแต่วันที่ 1 กันยายน 2556 ไปจนสะท้อนต้นทุนโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ 24.82 บาทต่อกิโลกรัม ทั้งนี้การปรับราคาจะเป็นไปตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติร่วมกับรัฐบาลในขณะนั้น ปัจจุบันตามประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานฉบับที่ 136 พ.ศ 2557 ให้คงอัตราราคาขายปลีกไว้ที่ 24.16 บาทต่อกิโลกรัม

3. กลุ่มผู้ใช้งานภาคขนส่ง ได้แก่กลุ่มผู้ใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลวเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในยานพาหนะ นโยบายการกำหนดราคาสำหรับผู้ใช้กลุ่มนี้จะมุ่งให้ราคาสะท้อนต้อนทุนโรงกลั่นและราคาในตลาดโลก แต่เนื่องจากปัจจุบันมีกลุ่มผู้ใช้งานเป็นจำนวนมากและกระทบต่อการดำเนินชีวิต จึงได้ใช้มาตรการทยอยปรับราคาขึ้นเดือนละ 0.75 บาทต่อกิโลกรัม ตั้งแต่วันที่ 16 มกราคม 2555 ไปจนสะท้อนต้นทุนโรงกลั่นน้ำมัน ปัจจุบันตามประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานฉบับที่ 137 พ.ศ 2557 กำหนดให้ราคาขายปลีกคงไว้ที่ 24.16 บาทต่อกิโลกรัม

4. กลุ่มผู้ใช้งานภาคอุตสาหกรรม เป็นกลุ่มผู้ใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลวเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมหรือเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี นโยบายการกำหนดราคาสำหรับกลุ่มนี้จะมุ่งเน้นให้ราคาสะท้อนต้นทุนโรงกลั่นและตลาดโลกเป็นหลัก โดยปัจจุบันตามประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานฉบับที่ 132 พ.ศ 2557 ได้กำหนดให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ 30.13 บาท

ต่อกิโลกรัม หากราคาต้นทุนโรงกลั่นสูงขึ้นให้คงไว้ที่อัตราเดิม แต่หากต้นทุนโรงกลั่นลดลงให้โรงกลั่นพิจารณาปรับลดตาม

3.3 ผลกระทบจากนโยบายตรึงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว

จากที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น รัฐบาลแต่ละยุคสมัยได้ดำเนินนโยบายตรึงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวมาเป็นระยะเวลายาวนาน ซึ่งก่อให้เกิดผลกระทบมากมายกับตลาดก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยทั้งทางตรงและทางอ้อม จนกระทั่งปัจจุบันได้ใช้ระบบราคาแบบกึ่งลอยตัวร่วมกับการแยกกลุ่มผู้บริโภค ซึ่งในหัวข้อนี้ผู้วิจัยจะทำการวิเคราะห์ถึงผลกระทบที่เกิดขึ้นจากนโยบายการตรึงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวของประเทศไทย ซึ่งสามารถวิเคราะห์ผลกระทบของการใช้นโยบายดังกล่าวได้ดังต่อไปนี้

3.3.1 ผลกระทบทางบวก

- ค่าครองชีพ นโยบายการตรึงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวทำให้ประชาชนทั่วไปสามารถใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวได้ในราคาถูก โดยเฉพาะกลุ่มผู้ใช้งานในการหุงต้มและประกอบอาหาร ซึ่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวถือเป็นส่วนหนึ่งของการกำหนดราคาต้นทุนในการประกอบอาหาร นอกจากนี้ยังเป็นต้นทุนของการผลิตในภาคอุตสาหกรรมบางชนิดด้วย เช่น การอบแห้ง การผลิตเซรามิค ฯลฯ

- ลดการตัดไม้ทำลายป่า การตรึงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวช่วยให้ประชาชนผู้มีรายได้น้อยสามารถใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลวทดแทนเชื้อเพลิงแข็งเช่น ฟืน เศษไม้ ฯลฯ ซึ่งจะลดการตัดไม้ทำลายป่าเพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงลง โดยเฉพาะแถบชนบทของประเทศไทยนอกจากนี้ยังช่วยลดเวลาการการประกอบอาหารให้รวดเร็วขึ้นอีกด้วย

- ส่งเสริมสุขภาพของประชาชน การส่งเสริมให้ประชาชนใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวเป็นการลดการใช้งานเชื้อเพลิงแข้งเช่น ฟืน หรือเศษไม้ ซึ่งทำให้ฝุ่นที่เกิดจาการเผาลดลง ประชาชนจึงมีแนวโน้มที่จะสูดดมฝุ่นเหล่านี้ซึ่งเป็นต้นเหตุของโรคทางระบบทางเดินหายใจลดลงตามไปด้วย

- การตรึงราคาถือเป็นการส่งเสริมให้เกิดการบริโภคภายในประเทศและกระตุ้นเศรษฐกิจโดยรวม กล่าวคือประชาชนสามารถใช้และบริโภคสินค้าที่เกี่ยวเนื่องกับก๊าซปิโตรเลียมเหลวได้ในปริมาณที่เยอะขึ้น ตลอดจนเปิดโอกาสให้ประชาชนทั่วไปสามารถเข้าถึงพลังงานได้อย่างเท่าเทียมกัน

3.3.2 ผลกระทบทางลบ

- ความปลอดภัย นโยบายการตรึงราคาทำให้ผู้บริโภคมีความเสี่ยงเรื่องความปลอดภัยของถังบรรจุก๊าซ เนื่องจากระบบการผลิตและบริการไม่จูงใจให้เกิดการแข่งขันและดูแลถังบรรจุก๊าซเพราะกำไรส่วนของผู้ค้าก๊าซจะถูกควบคุมโดยนโยบายตรึงราคาของรัฐบาล

- ผู้บริโภคใช้ทรัพยากรอย่างฟุ่มเฟือย เนื่องจากราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวมีราคาถูก ผู้บริโภคจึงใช้งานเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องโดยไม่คำนึงถึงทรัพยากร การตรึงราคาจึงเสมือนเป็นการสร้างนิสัยการใช้งานที่ฟุ่มเฟือยแก่ผู้บริโภค

- เกิดการลักลอบใช้งานผิดประเภท เนื่องจากก๊าซปิโตรเลียมเหลวสามารถใช้งานในรูปแบบเชื้อเพลิงได้หลากหลาย จึงมีผู้นำไปใช้ในรูปแบบที่เป็นการสิ้นเปลืองและไม่ตรงกับวัตถุประสงค์การใช้งานหลัก เช่น การใช้ในรถยนต์เนื่องจากมีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น เป็นต้น ซึ่งทำให้รัฐบาลต้องสูญเสียงบประมาณชดเชยในปริมาณที่มากและมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นทุกปี

- เกิดขบวนการลักลอบนำก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ขายในประเทศไทยออกไปขายยังประเทศเพื่อนบ้านแถบชายแดนระหว่างประเทศเพื่อทำกำไรส่วนต่างราคา เนื่องจากราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยมีราคาถูกกว่าประเทศเพื่อนบ้านดังแสดงในรูป 3.3 ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวสำหรับผู้มีรายได้น้อยในประเทศไทยราคากิโลกรัมละ 18.13 บาท ในขณะที่ในประเทศกัมพูชาซึ่งมีชายแดนติดกับประเทศไทยมีราคาอยู่ที่ 43.62 บาทต่อกิโลกรัม การลักลอบนำไปขายสามารถทำได้กำไรถึง 25.49 บาทต่อกิโลกรัม ทำให้เกิดการลักลอบส่งออกในรูปแบบต่างๆ ซึ่งทำให้รัฐต้องสูญเสียงบประมาณเป็นจำนวนมากในการชดเชยราคาดังกล่าวให้กับประเทศเพื่อนบ้านด้วย

รูปที่ 3.3 ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน (ที่มา Thairath, 2556 : Online)

-เพิ่มภาระหนี้สินทางการคลังของรัฐบาล จากการที่รัฐบาลดำเนินนโยบายการตรึงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวมาโดยตลอดทำให้ต้องใช้เงินชดเชยจากกองทุนน้ำมันเป็นจำนวนมากในการเข้าอุดหนุนราคา จนบางครั้งกองทุนน้ำมันมีสถานะติดลบและก่อให้เกิดหนี้สะสมกับรัฐบาล ถึงแม้ว่าช่วงหลังรัฐบาลจะผลักภาระให้กับผู้ผลิตโดยการควบคุมราคาหน้าโรงกลั่น จนทำให้สถานะกองทุนน้ำมันดีขึ้น แต่ปริมาณการใช้งานที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องก็ทำให้รัฐบาลต้องเริ่มนำเข้าก๊าซปิโตรเลียมเหลวมาตั้งแต่ปี 2551 ซึ่งต้องรับภาระชดเชยการนำเข้าด้วย จึงทำให้สถานะกองทุนน้ำมันยิ่งแย่ลงไปกว่าเดิม โดยจากรูป 3.4 รายงานของสถาบันบริหารกองทุนพลังงาน ณ วันที่ 1 มิถุนายน 2557 พบว่ากองทุนน้ำมันมีสถานะติดลบสุทธิ 7,386 ล้านบาท โดยหากพิจารณาในรายละเอียดจะพบว่า

เป็นการติดลบจากค่าใช้จ่ายเพื่อชดเชยราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวถึงประมาณ 9,000 กว่าล้านบาท ซึ่งแสดงให้เห็นว่ารัฐต้องนำรายได้จากส่วนอื่นๆมาชดเชยให้กับก๊าซปิโตรเลียมเหลว ซึ่งเป็นความเสี่ยงที่ทำให้สถานะทางการคลังของรัฐบาลอ่อนแอได้ในอนาคต

ประมาณการฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ล้านบาท

ณ สิ้นสุดวันที่	11 พ.ค. 57	18 พ.ค. 57	25 พ.ค. 57	1 มิ.ย. 57
เงินฝากธนาคาร *	4,344	4,617	5,430	3,942
รายได้ค้างรับ				
ลูกหนี้-รายได้ค้างรับจากผู้ประกอบการค้าน้ำมัน	855	723	638	638
ลูกหนี้-รายได้ค้างรับจากผู้จำหน่าย LPG ภาคครัวเรือน ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง	4,143	4,505	4,946	3,711
สินทรัพย์รวม	**9,342**	**9,845**	**11,014**	**8,291**
หนี้สิน				
เจ้าหนี้-เงินชดเชยราคาก๊าซ LPG ที่นำเข้าจากต่างประเทศ ค้างจ่าย	9,010	9,843	10,603	7,594
เจ้าหนี้-เงินชดเชยราคาก๊าซ LPG ที่ผลิตโดยโรงกลั่นน้ำมันภายในประเทศ ค้างจ่าย	2,327	1,778	2,014	2,250
เจ้าหนี้-เงินชดเชยราคาขายปลีก NGV ค้างจ่าย	3,108	3,108	3,108	3,108
เจ้าหนี้-เงินชดเชยน้ำมันเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ ค้างจ่าย	2,133	2,309	2,406	2,506
เจ้าหนี้-เงินชดเชย ตามมาตรการปรับลดราคาขายปลีกน้ำมัน ค้างจ่าย	5	5	5	5
เจ้าหนี้-เงินงบบริหาร และสนับสนุนโครงการ	213	213	213	213
หนี้สินรวม	**16,797**	**17,257**	**18,349**	**15,677**
ฐานะกองทุน สุทธิ	**-7,455**	**-7,412**	**-7,335**	**-7,386**

รูปที่ 3.4 สถานะกองทุนน้ำมัน ณ วันที่ 1 มิถุนายน 2557
(ที่มา รายงานสถานะกองทุนน้ำมัน, 2557 : online)

จากการศึกษานโยบายและการกำหนดราคาของก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากอดีตจนถึงปัจจุบัน พบว่าประเทศไทยดำเนินนโยบายอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวมาเป็นระยะเวลานานซึ่งได้ก่อให้เกิดผลกระทบอย่างมากมายทั้งทางตรงและทางอ้อม จนปัจจุบันใช้รูปแบบการอุดหนุนแบบกึ่งลอยตัวร่วมกับการแยกกลุ่มผู้บริโภค นอกจากนี้ยังพบว่ารัฐหรือผู้เกี่ยวข้องได้พยายามปรับโครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวมาแล้วนับครั้งไม่ถ้วน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ราคาสะท้อนต้นทุนการผลิตและราคาในตลาดโลกมากที่สุด อันจะนำไปสู่การลอยตัวราคาก๊าซตามแผนที่วางไว้ แต่เนื่องจากก๊าซปิโตรเลียมเหลวเป็นเชื้อเพลิงขั้นพื้นฐานที่มีการใช้งานกันอย่างแพร่หลาย รวมทั้งยังกระทบกับผู้บริโภคเป็นจำนวนมาก จึงไม่มีรัฐบาลใดที่จะผลักดันเรื่องการลอยตัวก๊าซปิโตรเลียมเหลวอย่างจริงจัง อย่างไรก็ตามจากการศึกษาพบว่าปัญหาที่สำคัญที่สุดของการดำเนินนโยบายกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ผ่านมา คือการที่รัฐบาลหรือผู้ที่เกี่ยวข้องไม่สามารถแยกกลุ่มผู้บริโภคออกจากกันได้อย่างชัดเจน จึงทำให้ไม่สามารถเข้าช่วยเหลือผู้บริโภคที่ได้รับความเดือดร้อนจริงๆได้ กล่าวคือการชดเชยราคาในอดีตที่ผ่านมาทุกกลุ่มผู้บริโภคจะได้รับการชดเชยเท่ากันหมด ซึ่งก่อให้เกิดภาระหนี้การชดเชยจากกองทุนน้ำมันเป็นจำนวนมาก อีกทั้งยังก่อให้เกิดปัญหาเรื่องการใช้งานผิดประเภท การลักลอบนำออกไปขายยังประเทศเพื่อนบ้าน ฯลฯ ถึงแม้ว่าในปัจจุบันรัฐบาลจะพยายามทำการแยก

กลุ่มผู้บริโภคออกจากกัน แต่หลักเกณฑ์การแยก คุณสมบัติตลอดจนวิธีการช่วยเหลือ ยังไม่เอื้อนักในทางปฏิบัติ ก่อให้เกิดปัญหาการสวมสิทธิ์ การนำถังก๊าซไปใช้ผิดประเภท ฯลฯ ซึ่งเป็นปัญหาต่อเนื่องที่ไม่จบสิ้น จากความก้าวหน้าทางด้านเทคโนโลยีเชื้อเพลิงสังเคราะห์ในปัจจุบันพบว่าหลายๆ ประเทศ ได้นำเชื้อเพลิงสังเคราะห์ไดเมทิลอีเทอร์ หรือ DME เข้ามาใช้เพื่อทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลว เนื่องจากมีคุณสมบัติที่คล้ายคลึงกันและสามารถทำการผลิตได้จากวัตถุดิบหลายประเภท โดยสามารถใช้ได้ทั้งแบบเฉพาะตัวมันเองและการผสมกับก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่อัตราส่วนต่างๆ การนำไดเมทิลอีเทอร์เข้ามาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยจึงถือว่าเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจ เพื่อแยกกลุ่มผู้บริโภคก๊าซออกจากกัน นอกจากนี้ยังช่วยลดผลกระทบอื่นๆ ลงได้อีกด้วย ซึ่งแนวทางการใช้งานจะได้ทำการศึกษาในบทต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 4
การนำ DME เข้ามาใช้ทดแทนก๊าซ LPG ในประเทศไทย

จากการศึกษานโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ของประเทศไทยในบทที่ 3 พบว่าจากการดำเนินนโยบายดังกล่าวมาเป็นระยะเวลานานทำให้เกิดปัญหาและผลกระทบมากมาย นอกจากนี้ยังพบว่าสาเหตุที่ทำให้รัฐบาลหรือผู้ที่เกี่ยวข้องไม่สามารถดำเนินการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซ LPG ได้อย่างเด็ดขาดเนื่องจากรัฐยังไม่สามารถแยกกลุ่มผู้บริโภคออกจากกันได้อย่างชัดเจน ทั้งนี้เพราะก๊าซ LPG ที่ใช้ในทุกกลุ่มผู้บริโภคนั้นมีคุณสมบัติเหมือนกัน ทำให้การช่วยอุดหนุนราคาที่ผ่านมาเป็นไปในลักษณะที่ต้องเข้าช่วยเหลือทุกกลุ่ม จนก่อให้เกิดปัญหาและภาระค่าใช้จ่ายตามมาอย่างมากมาย การพิจารณานำ DME ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงสังเคราะห์เข้ามาใช้งานเพื่อทดแทนก๊าซ LPG ในประเทศไทยจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่จะสามารถช่วยแก้ไขปัญหาดังกล่าวได้ ในบทนี้จึงจะทำการศึกษาการใช้งาน DME ในรูปแบบเชื้อเพลิง ตลอดจนสถานการณ์ของ DME ในปัจจุบัน ซึ่งผลการศึกษาจะทำให้สามารถวิเคราะห์หารูปแบบการใช้งาน DME ที่เหมาะสมกับประเทศไทยได้

4.1 การใช้งาน DME ในรูปแบบเชื้อเพลิง

ไดเมทิลอีเทอร์ หรือ DME เป็นเชื้อเพลิงสังเคราะห์ที่นักวิทยาศาสตร์และนักพัฒนาเชื้อเพลิงสังเคราะห์รู้จักกันมานานแล้ว ในอดีตนิยมใช้เป็นสารผลักดันในกระป๋องสเปรย์เพื่อทดแทนสารฟลูออโรคาร์บอน เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก ต่อมาเมื่อเชื้อเพลิงฟอสซิลมีราคาสูงขึ้น DME จึงเป็นที่สนใจในการนำมาประยุกต์ใช้เป็นเชื้อเพลิงอย่างจริงจัง โดยในปัจจุบันมีการศึกษาและวิจัยพัฒนา DME เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงกันอย่างแพร่หลายในต่างประเทศโดยเฉพาะในกลุ่มประเทศกำลังพัฒนาและประเทศที่มีทรัพยากรปิโตรเลียมน้อย ทั้งนี้เนื่องจาก DME เป็นเชื้อเพลิงสังเคราะห์ที่สามารถทำการผลิตได้จากวัตถุดิบหลากหลายชนิด อีกทั้งยังสามารถนำไปประยุกต์ใช้งานได้หลายรูปแบบ โดยในปัจจุบันได้เริ่มทำการผลิตและใช้งานแล้วในหลายๆ ประเทศ นอกจากนี้ในปี 2014 ภายใต้ความร่วมมือของ American Society for Testing and Materials และ International DME association ได้ร่วมกันกำหนดมาตรฐาน ASTM D7901 สำหรับการใช้งาน DME ในรูปแบบเชื้อเพลิงเพื่อใช้งานเป็นมาตรฐานกลางร่วมกันอีกด้วย แต่อย่างไรก็ตามหลายๆ ประเทศได้มีการกำหนดมาตรฐานการใช้งาน DME ของตนเองมาก่อนแล้ว ดังจะเห็นได้จากตาราง 4.1 ซึ่งโดยรวมแล้วมีลักษณะคล้ายคลึงกันจะแตกต่างกันบ้างเล็กน้อยตามวัตถุประสงค์การใช้งานของแต่ละประเทศ

ตารางที่ 4.1 เปรียบเทียบมาตรฐานของ DME สำหรับผู้บริโภค (ที่มา Youn Jumin, 2013 : online)

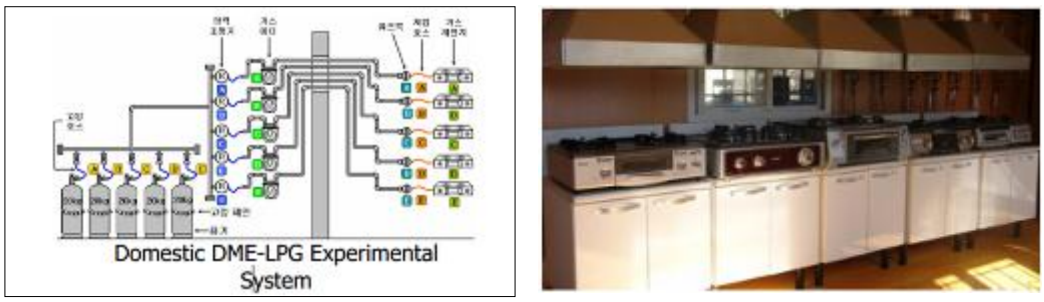
DME Specification for end user

Characteristic	Unit	Limit	JIS	Korea	ISO	ASTM
DME purity	%Wt	Min.	99.50	99.00	98.50	98.50
Methanol	%Wt	Max.	0.05	0.02	0.05	0.05
Water	%Wt	Max.	0.03	0.10	0.03	0.03
Hydrocarbon (C4 or less)	%Wt	Max.	0.05	0.50	1.00	-
Carbon dioxide	%Wt	Max.	0.10	0.10	1.00	-
Carbon monoxide	%Wt	Max.	0.10	-	0.01	-
Methyl formate	%Wt	Max.	0.05	0.01	0.05	Report
Ethyl methyl ether	%Wt	Max.	0.20	-	0.20	-
Residue after evaporation	%Wt	Max.	0.01	0.00	0.01	0.05
Total sulfur	mg/kg	Max	3.00	-	3.00	3.00
Source			Japan DME association	Kpetro	International DME association	ASTM D7901

โดยในปัจจุบันพบว่าสามารถแบ่งประเภทการใช้งาน DME ในรูปแบบของเชื้อเพลิงได้ดังนี้

4.1.1 การใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลว [3-5, 9]

เนื่องจาก DME มีคุณสมบัติทางเคมีใกล้เคียงกับก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) อีกทั้งยังถือว่าเป็นเชื้อเพลิงสะอาด มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อย จึงถือได้ว่าเป็นเชื้อเพลิงอีกชนิดหนึ่งที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ปัจจุบันหลายๆ ประเทศจึงได้ทำการวิจัยและพัฒนาถึงความเป็นไปได้ในการนำ DME มาใช้งานทดแทนก๊าซ LPG เพื่อกระจายความเสี่ยงด้านพลังงานและส่งเสริมให้ประชาชนสามารถเข้าถึงเชื้อเพลิงขั้นพื้นฐานได้มากยิ่งขึ้น จากงานวิจัยหลายๆ งานได้ทดลองใช้ DME โดยการผสมเข้ากับ LPG ที่อัตราส่วนต่างๆ ดังรูป 4.1 และทำการทดสอบคุณสมบัติการเผาไหม้ การปลดปล่อยก๊าซ รวมไปถึงการจัดเก็บ การกระจายสู่ผู้ใช้งาน ฯลฯ ต่างเห็นตรงกันว่าการผสม DME กับ LPG ที่อัตราส่วนเหมาะสม (15-20 % โดยน้ำหนัก) จะทำให้ค่าความร้อนของก๊าซผสมลดลงเพียงเล็กน้อยและไม่ทำให้คุณสมบัติอื่นๆ เปลี่ยนแปลงไปมากนัก ตลอดจนอุปกรณ์การใช้งานยังคงสามารถใช้งานได้ปรกติเหมือนเดิม แต่หากเพิ่มอัตราส่วนมากกว่านี้ ค่าความร้อนจะลดลงเรื่อยๆ ดังรูป 4.2 จึงจำเป็นต้องปรับเปลี่ยนอุปกรณ์บางตัวเพื่อให้เหมาะสมกับคุณสมบัติที่เปลี่ยนแปลงไป นอกจากนี้ยังพบว่าการผสม DME กับ LPG ที่อัตราส่วนดังกล่าวยังทำให้ก๊าซผสมที่ได้มีราคาถูกลงจากเดิมประมาณ 5-10% อีกด้วย ซึ่งการใช้ก๊าซผสมดังกล่าวนอกจากจะเป็นการช่วยลดการใช้งานก๊าซ LPG แล้ว ยังเป็นการส่งเสริมให้ประชาชนผู้มีรายได้น้อยสามารถเข้าถึงพลังงานขั้นพื้นฐานได้มากขึ้นอีกด้วย ทั้งยังสามารถลดปัญหาการใช้งานผิดประเภท เช่น กรณีการนำก๊าซ LPG ภาคครัวเรือนไปใช้กับรถยนต์หรือส่วนอื่นๆ ได้อีกด้วย เนื่องจากก๊าซผสมที่ได้จะมีคุณสมบัติที่เหมาะสมกับการใช้งานบางประเภทเท่านั้น



รูปที่ 4.1 หน่วยทดลองการใช้งาน DME ผสมก๊าซ LPG เพื่อใช้ในครัวเรือน

(ที่มา Wonjun Cho, 2010)

Fuel	Calorific Value (Kcal/kg)
LPG	11.964,44
DME	6.790,60
LPG Mixed DME 5%	10.753,47
LPG Mixed DME 10%	10.536,71
LPG Mixed DME 15%	10.289,98
LPG Mixed DME 20%	10.136,09
LPG Mixed DME 25%	9.830,04
LPG Mixed DME 30%	9.678,42
LPG Mixed DME 50%	9.098,30

รูปที่ 4.2 ค่าความร้อนของก๊าซผสม LPG-DME จากการทดลอง

(ที่มา Riesta et.al, 2014)

4.1.2 การใช้ทดแทนเชื้อเพลิงดีเซลในรถบรรทุก [10]

นอกจาก DME จะมีคุณสมบัติคล้ายคลึงกับก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) แล้วยังมีค่าซีเทนใกล้เคียงกับน้ำมันดีเซลอีกด้วย (ประมาณ 50-55) จึงมีนักวิจัยหลายๆ ท่านให้ความสนใจในการนำ DME มาใช้ทดแทนน้ำมันดีเซล โดยการศึกษาและทดลองใช้งานในช่วงแรกเป็นการผสม DME ลงไปในน้ำมันดีเซลที่อัตราส่วนต่างๆ ซึ่งจากงานวิจัยหลายๆ งาน นักวิจัยต่างให้ความเห็นตรงกันว่าการผสม DME ในน้ำมันดีเซลที่ 30-50% โดยน้ำหนัก ไม่มีผลต่อเครื่องยนต์ดีเซลมากนักและสามารถใช้งานได้ปกติโดยไม่ต้องเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ใดๆ แต่หากใช้ในอัตราส่วนอื่นๆ จำเป็นต้องปรับปรุงอุปกรณ์บางชนิดเล็กน้อย โดยข้อดีของการใช้ DME ผสมลงในน้ำมันดีเซลคือ ทำให้เครื่องยนต์เงียบ มีการปลดปล่อยก๊าซ SOx, NOx ซึ่งเป็นสาเหตุของภาวะโลกร้อนน้อยลง ตลอดจนก่อให้เกิดฝุ่นและมลภาวะจากการเผาไหม้น้อยกว่าปกติ [2] หลังจากที่ประสบความสำเร็จในการทดสอบการใช้งาน DME กับเครื่องยนต์ดีเซล จึงทำให้นักวิทยาศาสตร์ วิศวกร ตลอดจนภาคเอกชนชั้นนำของโลกเช่น Volvo, Total, DuPont, Isuzu, Nissan ได้พยายามปรับปรุงเครื่องยนต์ดีเซลให้สามารถใช้เชื้อเพลิง

DME ได้ถึง 100% จนประสบผลสำเร็จและเริ่มมีการใช้งานอย่างแพร่หลายแล้วในหลายๆประเทศ เช่น อเมริกา จีน ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ สวีเดน ฯลฯ

รูปที่ 4.3 รถบรรทุกและเครื่องยนต์ VOLVO D13 ใช้เชื้อเพลิง DME
(ที่มา: Volvo truck, 2557: online)

รูปที่ 4.4 การทดสอบไอเสียของเชื้อเพลิง DME (ที่มา Okada, 2013)

Chulalongkorn University

ในประเทศไทยมีการทดสอบการใช้งาน DME ในเครื่องยนต์ดีเซลขนาดเล็กชนิดห้องเผาไหม้ล่วงหน้า โดยนักวิจัยของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย [11] ได้ทดลองใช้วิธีการผสม DME ลงไปในน้ำมันปาล์มไบโอดีเซล ที่อัตราส่วน 30%, 40% และ 50% โดยน้ำหนัก และทดสอบคุณสมบัติการเผาไหม้ จากการศึกษาผู้วิจัยได้สรุปว่าการผสม DME ในปาล์มไบโอดีเซล เชื้อเพลิงผสมที่ได้สามารถนำมาใช้ในเครื่องยนต์ดีเซลได้ปกติ และให้ความเห็นว่าหากต้องการนำเครื่องยนต์รุ่นที่ทำการทดสอบไปใช้ในงานทั่วไปนั้น สัดส่วนการผสม DME ที่เหมาะสมที่สุดคือ 40% เนื่องจากมีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานเชื้อเพลิงและสัดส่วนมวลเชื้อเพลิงเผาไหม้สูงที่สุด

4.1.3 การใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า [12]

จากความสำเร็จในการวิจัยพัฒนา DME เพื่อใช้ในเครื่องยนต์ดีเซล ทำให้นักวิทยาศาสตร์ตลอดจนวิศวกรเครื่องกลในประเทศต่าง ให้ความสนใจในการประยุกต์ใช้เชื้อเพลิง DME เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า โดยการพัฒนาเริ่มแรกเป็นการทดลองผลิตกระแสไฟฟ้าจากเครื่องยนต์ขนาดเล็ก เพื่อใช้ในชุมชนหรือในครัวเรือนชนบทพื้นที่ห่างไกล จากนั้นจึงเริ่มมีการพัฒนาอุปกรณ์เพื่อใช้กับเชื้อเพลิง DME โดยเฉพาะขึ้น เช่น กังหันหรือใบพัดเพื่อใช้ในเครื่องผลิตไฟฟ้าเพื่อให้สามารถทำการผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ในปัจจุบันผู้พัฒนาเทคโนโลยีที่สำคัญได้แก่ JFE engineering, Mitsubishi gas and Chemical, British Petroleum และ General electric

Rotation	750 min^{-1}
Shaft power	1333 kW
Number of cylinders	6
Bore size	260mm
Stroke	380mm

รูปที่ 4.5 โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ดีเซลขนาด 1,250 กิโลวัตต์โดยใช้ DME เป็นเชื้อเพลิงของ JFE Corporation (ที่มา: Kenichi Nakamura, 2013)

4.2 ก๊าซผสม LPG – DME [4, 5, 13-15]

หลังจากที่นักวิจัยได้เริ่มคิดค้นนำ DME เข้ามาใช้ในรูปแบบเชื้อเพลิง DME ก็ถูกใช้งานอย่างแพร่หลายในหลายๆ ประเทศ โดยมีวัตถุประสงค์การใช้งานที่แตกต่างกันออกไป หนึ่งในนั้นคือการใช้งานร่วมกับก๊าซ LPG ในรูปแบบของการผสมที่อัตราส่วนต่างๆ เนื่องจากมีคุณสมบัติที่ใกล้เคียงกัน โดยสัดส่วนการผสมที่เหมาะสมสำหรับการใช้งานหุงต้มประกอบอาหารทั่วไปคือ 15-20% หากต้องการผสมโดยใช้สัดส่วนมากกว่านี้ จำเป็นต้องปรับเปลี่ยนอุปกรณ์บางชนิดของเตาเผาไหม้ ซึ่งจากการทดสอบคุณสมบัติการเผาไหม้ต่างๆ พบว่าก๊าซผสม LPG-DME มีคุณสมบัติใกล้เคียงกับก๊าซ LPG แต่จะมีข้อเสียในเรื่องของค่าความร้อนที่อาจจะน้อยกว่าก๊าซ LPG อยู่บ้าง แต่อย่างไรก็ตามถือว่าเพียงพอสำหรับการใช้งานสำหรับการหุงต้มและประกอบอาหารซึ่งไม่จำเป็นต้องใช้ความร้อนสูงมากนัก ข้อดีของการใช้ก๊าซผสมคือราคาจะถูกกว่าการใช้ก๊าซ LPG เพียงชนิดเดียวเนื่องจาก DME สามารถผลิตได้จากวัตถุดิบหลายชนิด ราคาจึงไม่แปรผันตามน้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติและประเทศต่างๆ ก็สามารถทำการผลิตได้เองหากมีวัตถุดิบ ซึ่งจะเป็นการลดการพึ่งพาและสร้างความมั่นคง

ทางด้านพลังงานในระยะยาวได้อีกด้วย ช่วงระยะเวลาหลายปีที่ผ่านมาจึงมีการพัฒนารูปแบบการใช้งานก๊าซผสม LPG-DME อย่างต่อเนื่อง

ปัจจุบันประเทศจีนเป็นผู้ใช้งานก๊าซผสม LPG - DME ในรูปแบบก๊าซหุงต้มมากที่สุดในโลก โดยผลิตจากถ่านหินในประเทศและเน้นใช้งานในพื้นที่ห่างไกล ซึ่งไม่สามารถขนส่ง LPG เข้าไปได้ จากแนวโน้มการใช้งานที่เพิ่มสูงขึ้นเรื่อยๆ ทำให้ International DME association ได้พิจารณากำหนดมาตรฐานสำหรับก๊าซผสม LPG – DME สำหรับใช้ในการหุงต้มและให้ความร้อนในที่อยู่อาศัยไว้ดังตารางที่ 4.2 เพื่อใช้เป็นแนวทางในการกำหนดมาตรฐานสำหรับก๊าซผสม อย่างไรก็ตามก๊าซผสมอาจจะมีคุณสมบัติแตกต่างกันออกไปขึ้นอยู่กับสัดส่วนการผสมและวัตถุประสงค์ในการใช้งานของผู้ใช้เป็นหลัก นอกจากนี้ในเดือนมกราคมปี 2014 ได้มีการออกมาตรฐาน ASTM D7901 สำหรับใช้งานกับ DME ในรูปแบบของเชื้อเพลิงโดยเฉพาะอีกด้วย ซึ่งครอบคลุมทั้งการใช้งาน DME ในรูปแบบของการหุงต้มประกอบอาหารในครัวเรือนและการใช้งานเพื่อเป็นเชื้อเพลิงทดแทนน้ำมันดีเซล

ตารางที่ 4.2 มาตรฐานสำหรับก๊าซผสม LPG – DME (ที่มา IDA, 2011)

Characteristics	Units	Limit	Requirements
Mass fraction of DME in DME-LPG blends	%(w/w)	Less than	20
Vapor pressure at 40°C	Kpa	Less than	1380
Components of C5+ (see Note 1)	%(w/w)	Less than	1
Ethyl Mercaptan (odorant)	ppm	More than	10
Evaporation Residues	%(v/v)	Less than	0.05
Total Sulfur	ppm	Less than	40
Corrosion (copper strip)		Less than	1
Free water	ppm	Less than	60

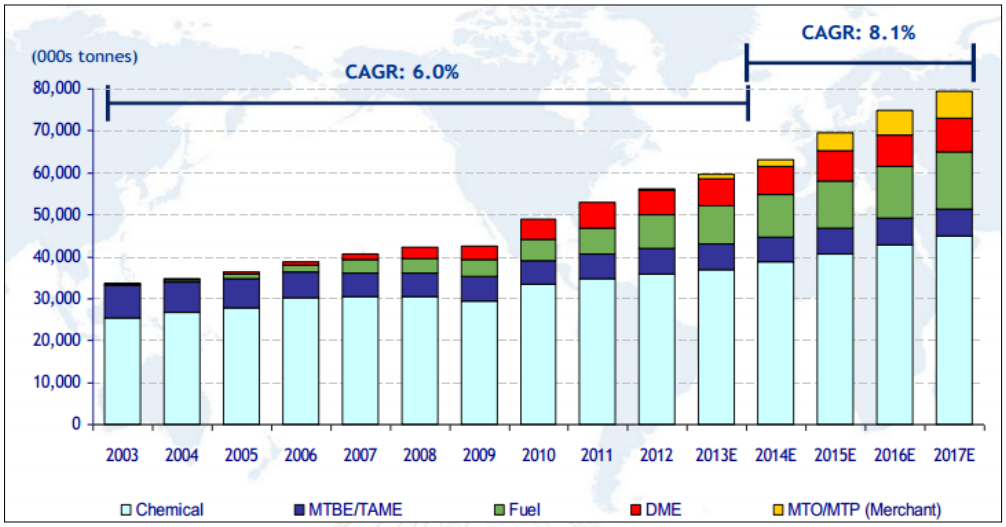
Note 1: Limits for these components are recommendations only; actual limits should be as specified in the governing LPG quality standard.

4.3 สถานการณ์ตลาด DME ในปัจจุบัน [10, 15-18]

แต่เดิมนั้น DME นิยมใช้งานในรูปแบบของสารขับดันในกระป๋องสเปรย์ เพื่อทดแทนสารฟลูออโรคาร์บอนซึ่งก่อให้เกิดก๊าซเรือนกระจก จนกระทั่งเมื่อเชื้อเพลิงฟอสซิลเริ่มหายากและมีราคาสูงขึ้น DME จึงได้รับความสนใจและถูกพัฒนาเพื่อนำมาใช้งานในรูปแบบของพลังงานทางเลือก โดยจากคุณสมบัติที่คล้ายคลึงกับก๊าซ LPG และเป็นก๊าซเชื้อเพลิงชนิดหนึ่ง จึงทำให้ DME ถูกนำมาใช้งานเป็นเชื้อเพลิงในหลายรูปแบบ เช่น การใช้งานทดแทนก๊าซ LPG การใช้งานเพื่อทดแทนน้ำมันดีเซล การใช้งานเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้ารวมไปถึงใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมเคมีและเชื้อเพลิงขั้นต่อเนื่องอื่นๆ

จากรายงานของ International DME Association คาดการณ์ว่าในปี 2015-2018 จะมีปริมาณการผลิต DME ถึง 15 ล้านตันต่อปี ซึ่งในจำนวนนี้เป็นการผลิตเพื่อใช้งานในรูปแบบของการ

ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ถึงประมาณ 70% และแนวโน้มการใช้งานยังคงเพิ่มสูงขึ้นเรื่อยๆ ซึ่งสามารถสังเกตได้จากรูป 4.6 โดยปริมาณความต้องการ DME มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง



รูปที่ 4.6 ปริมาณการผลิตและการใช้งานก๊าซเชื้อเพลิง (ที่มา Methanex, 2013)

นอกจากนี้สามารถสรุปตัวอย่างการใช้งาน DME ในประเทศต่างๆได้ดังนี้

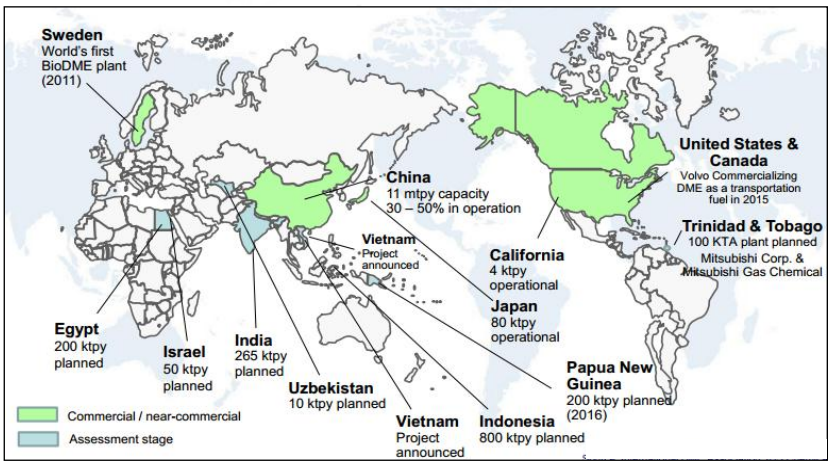
ประเทศจีน ปัจจุบันเป็นประเทศที่มีการใช้งาน DME มากที่สุดในโลก โดยนิยมใช้งานเพื่อเป็นเชื้อเพลิงทดแทนก๊าซ LPG ซึ่งมีทั้งแบบ DME 100% และแบบผสมในก๊าซ LPG ที่อัตราส่วนต่างๆ นอกจากนี้ยังนิยมใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงทดแทนน้ำมันดีเซลอีกด้วย และจากปริมาณความต้องการดังกล่าว ทำให้หลายปีที่ผ่านมาประเทศจีนมีการผลิตและใช้งาน DME เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจนปัจจุบันมีกำลังการผลิตอยู่ที่ประมาณ 11 ล้านตันต่อปี แต่เนื่องจากการใช้งานในประเทศจีนยังไม่ได้รับการควบคุมดูแลมากนัก รัฐบาลท้องถิ่นเป็นผู้กำหนดมาตรฐานการผสมและการใช้งาน จึงประสบปัญหาหลายๆ อย่าง เช่น ด้านมาตรฐานการผสม การตัดราคากันเองระหว่างผู้ผลิตระหว่างเมืองซึ่งผสมในอัตราส่วนต่างกันรวมไปถึงการลักลอบผสม DME เกินอัตราส่วนที่กำหนด แล้วขายในราคาที่สูงกว่าความเป็นจริงเป็นต้น ซึ่งรัฐบาลจีนก็ได้ดำเนินแก้ไขโดยการกำหนดมาตรฐานก๊าซผสมรวมไปถึงวิธีการทดสอบขึ้นจึงทำให้ปัญหาเริ่มลดน้อยลงบ้าง และคาดว่าจะทำให้ตลาดการค้า DME ระหว่างประเทศดีขึ้นอย่างต่อเนื่อง หลังจากที่มาตรฐานระหว่างประเทศ เช่น ISO และ ASTM ถูกนำมาใช้อย่างจริงจังและแพร่หลายมากขึ้น

ประเทศญี่ปุ่น มีการใช้งาน DME ในรูปแบบของก๊าซผสม LPG-DME ที่อัตราส่วนประมาณ 15-20% โดยใช้เป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนในครัวเรือนแบบระบบท่อ เพื่อให้ประชาชนใช้งานและลดภาระการนำเข้าก๊าซ LPG ลง ปัจจุบันประเทศญี่ปุ่นมีโรงงานผลิต DME โดยใช้วัตถุดิบคือเมทานอล

นำเข้าจากต่างประเทศขนาด 80,000 ตันต่อปีที่ Niigata และมีการร่วมทุนกับประเทศแถบตะวันออกกลางและเอเชียเพื่อศึกษาและตั้งโรงงานผลิต DME ในต่างประเทศ นอกจากนี้ยังอยู่ในช่วงการวิจัยพัฒนาโรงงานผลิต DME จากชีวมวลในประเทศเพื่อใช้งานในด้านการขนส่งและเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมเคมีอีกด้วย

ประเทศเกาหลี หลังจากประสบความสำเร็จในการสร้างโรงงานต้นแบบขนาด 10 ตันต่อวันด้วยเทคโนโลยีของ KOGAS เมื่อปี 2008 ประเทศเกาหลีจึงได้วางแผนที่จะก่อสร้างโรงงานผลิต DME ขนาด 3000 ตันต่อวันจากแหล่งก๊าซในประเทศและวางโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ เพื่อรองรับการใช้งาน DME อย่างเต็มรูปแบบ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงแทนก๊าซ LPG ในรถขนส่งสาธารณะและใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีความร่วมมือกับประเทศอื่นๆ เช่น โอมาน มองโกเลีย พม่า และออสเตรเลีย ในการดำเนินการสร้างโรงงานผลิต DME จากวัตถุดิบซึ่งหาได้ในประเทศดังกล่าวอีกด้วย

ประเทศสวีเดน เป็นประเทศแรกในโลกที่ประสบความสำเร็จในการดำเนินการก่อสร้างและเดินเครื่องจักรผลิต DME ขนาด 300 ตันต่อวัน จากน้ำมันยางดำ (Black liquor) ซึ่งเป็นชีวมวลเหลือทิ้งจากโรงงานผลิตกระดาษภายในประเทศ โดยใช้เทคโนโลยีการผลิตของ Chemrec ร่วมกับ Topsoe ซึ่งมีวัตถุประสงค์หลักในการผลิตเพื่อใช้ผสมในน้ำมันดีเซลสำหรับใช้งานกับรถขนส่งสาธารณะและรถบรรทุกในประเทศ นอกจากนี้ยังมีความร่วมมือกับ Volvo เพื่อวิจัยพัฒนาเครื่องยนต์สำหรับใช้งานกับเชื้อเพลิง DME โดยเฉพาะอีกด้วย โดย Volvo ตั้งเป้าหมายจะผลิตเครื่องยนต์สำหรับ DME ออกวางตลาดในช่วงปี 2015



รูปที่ 4.7 แผนการผลิตและปริมาณการผลิต DME ทั่วโลก (ที่มา Methanex, 2013)

นอกจากนี้ประเทศต่างๆ ในทุกภูมิภาคของโลก ต่างวางแผนทั้งในระยะสั้นและระยะยาวเพื่อดำเนินการผลิตและใช้งาน DME ในรูปแบบเชื้อเพลิงกันอย่างแพร่หลาย ดังรูป 4.7 และจากแนวโน้มการผลิต การใช้งานข้างต้นจะเห็นได้ว่า DME ในรูปแบบของเชื้อเพลิงกำลังเป็นที่สนใจของประเทศ

ต่างๆ อย่างมาก ทั้งนี้เพราะสามารถทำการผลิตได้จากวัตถุดิบหลายชนิดซึ่งแตกต่างกับเชื้อเพลิงฟอสซิลที่จะพบเฉพาะแหล่งตามพื้นฐานทางธรณีวิทยา ตลอดจนมีเทคโนโลยีการผลิตที่ไม่ซับซ้อนมากนัก มีการปลดปล่อยมลภาวะน้อยเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ จึงถือว่า DME เป็นเชื้อเพลิงที่มีศักยภาพในการสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานได้ในระยะยาว

4.4 การนำ DME มาใช้ทดแทนก๊าซ LPG ประเทศไทย

จากผลการศึกษาในบทที่ 3 พบว่าการดำเนินนโยบายอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวของไทยมาเป็นระยะเวลานาน ก่อให้เกิดปัญหาและผลกระทบมากมาย ซึ่งสาเหตุที่แท้จริงของปัญหาดังกล่าว คือการที่รัฐบาลหรือผู้ที่เกี่ยวข้องไม่สามารถดำเนินการแยกกลุ่มผู้บริโภคออกจากกันและเข้าทำการช่วยเหลือได้อย่างชัดเจน จนทำให้ต้องสูญเสียงบประมาณเป็นจำนวนมากเพื่อทำการชดเชยดังกล่าว ซึ่งหากไม่ทำการแก้ไขอาจจะก่อให้เกิดปัญหาในระยะยาวกับประเทศได้ ที่ผ่านมาถึงแม้ว่ารัฐบาลจะพยายามแก้ไขโดยการปรับโครงสร้างราคาหรือพยายามแบ่งกลุ่มผู้บริโภคออกเป็น 4 กลุ่ม ตลอดจนกำหนดราคาขายปลีกให้ต่างกัน ดังตารางที่ 4.3 แต่ก็ไม่ประสบผลสำเร็จมากนัก เนื่องจากกฎเกณฑ์การแบ่งกลุ่มและวิธีการช่วยเหลือยังไม่เอื้ออำนวยนักในทางปฏิบัติ จึงยังคงไม่สามารถแก้ปัญหาดังกล่าวได้อย่างเด็ดขาด ทำให้ยังคงมีการลักลอบใช้งานข้ามกลุ่ม และนำก๊าซไปขายยังประเทศเพื่อนบ้านอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งการลักลอบนำก๊าซ LPG ราคาถูกในภาคครัวเรือนผู้มีรายได้น้อยไปใช้งานในภาคส่วนอื่นๆ

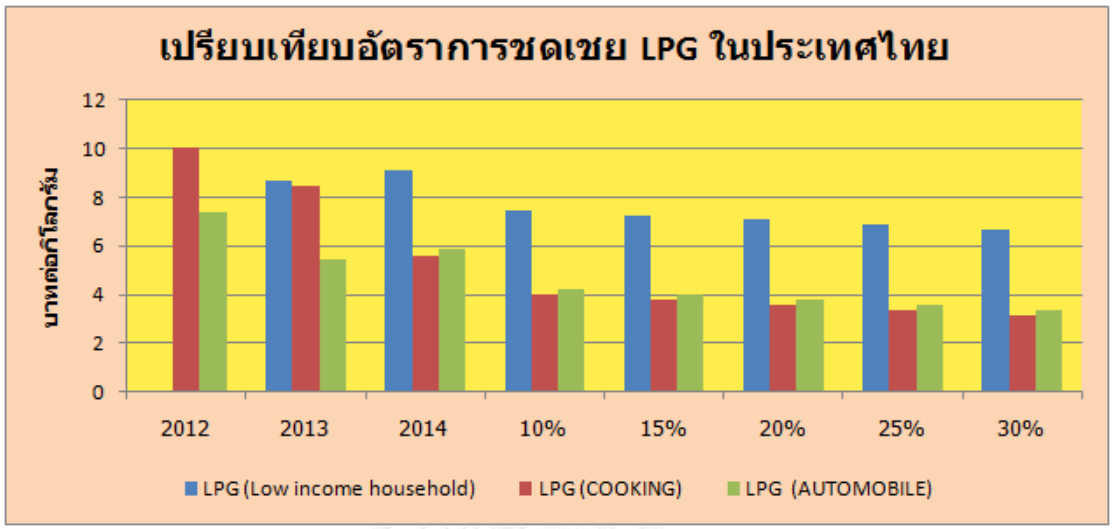
ตารางที่ 4.3 เปรียบเทียบราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในประเทศไทย

เปรียบเทียบราคาขายปลีกก๊าซ LPG เฉลี่ยในประเทศไทย หน่วย: บาท/กิโลกรัม

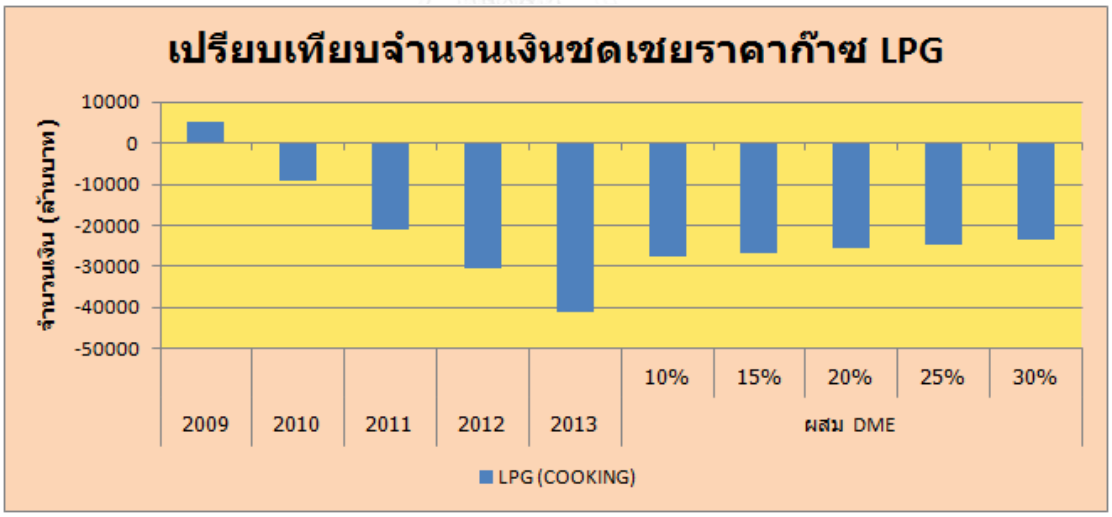
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
LPG (Low income household)					18.13	18.13
LPG (COOKING)	18.13	18.13	18.13	18.13	18.40	24.16
LPG (AUTOMOBILE)	18.13	18.13	18.13	20.76	21.38	24.16
LPG (INDUSTRY)	18.13	18.13	20.38	28.71	29.70	24.16

การนำไดเมทิลอีเทอร์หรือ DME เข้ามาใช้งานในรูปแบบการผสมในก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่อัตราส่วนต่างๆ จึงถือเป็นอีกแนวทางหนึ่งที่น่าสนใจ ซึ่งหากทำการผสมในอัตราส่วนที่เหมาะสมแล้วจะเป็นการช่วยจำกัดการใช้งานผิดประเภทได้ เนื่องจากก๊าซผสม LPG – DME ที่ได้จะมีค่าความร้อนน้อยกว่าก๊าซ LPG ปกติ ซึ่งจะเหมาะสมกับการใช้งานบางประเภทเท่านั้น เช่น การใช้เป็นก๊าซหุงต้มประกอบอาหาร การใช้ให้ความร้อนในที่พักอาศัย เป็นต้น อีกทั้งยังเป็นการช่วยลดการใช้งานก๊าซ LPG ลงได้อีกด้วย นอกจากนี้ยังพบว่าการผสม DME ในก๊าซ LPG ยังช่วยลดภาระการชดเชยส่วนต่างราคาขายปลีกก๊าซ LPG ของรัฐบาลลงได้อีกด้วย โดยจากรูป 4.8 พบว่าการผสม DME ในก๊าซ

LPG ช่วยให้จากเดิมที่รัฐต้องเข้าชดเชยราคาก๊าซ LPG สำหรับภาคครัวเรือนที่กิโลกรัมละ 8-10 บาท เพื่อให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม หากทำการผสม DME ลงไปจะทำให้ใช้เงินชดเชยเหลือ 3-7 บาทต่อกิโลกรัม ตามสัดส่วนผสม 10-30 %



รูปที่ 4.8 เปรียบเทียบอัตราการชดเชยราคาก๊าซ LPG ในประเทศไทย



รูปที่ 4.9 เปรียบเทียบจำนวนเงินชดเชยราคาก๊าซ LPG

ซึ่งจากอัตราการชดเชยที่ลดลงดังกล่าวจะส่งผลให้ภาระของกองทุนชดเชยลดลงตามไปด้วย ดังจะเห็นได้จากรูป 4.9 ผลจากการดำเนินนโยบายอุดหนุนราคาก๊าซ LPG ในประเทศไทยก่อให้เกิดภาระหนี้ที่สูงขึ้นตลอดตั้งแต่ปี 2010 มาจนในปี 2013 ภาครัฐต้องรับภาระจากการอุดหนุนราคาก๊าซ LPG ของภาคครัวเรือนถึงประมาณ 41,000 ล้านบาทต่อปี แต่หากใช้ DME ผสมลงไปในอัตราส่วนต่างๆ จะทำให้ภาระการอุดหนุนลดลงเหลือประมาณ 23,000 – 27,000 ล้านบาทต่อปี หรือคิดเป็นส่วนต่างลดลง

ประมาณ 17,000 ล้านบาท ซึ่งจากข้อดีดังกล่าวทำให้การผสม DME ลงในก๊าซ LPG จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจ ซึ่งนอกจากจะสามารถช่วยแก้ปัญหาเรื่องการแบ่งกลุ่มผู้ใช้งานแล้วยังสามารถช่วยลดภาระการเข้าชดเชยราคาเพื่อช่วยเหลือผู้บริโภคของรัฐบาลได้อีกด้วย

จากการศึกษาการใช้งาน DME ในรูปแบบเชื้อเพลิงพบว่าปัจจุบัน DME เป็นเชื้อเพลิงสังเคราะห์ที่กำลังได้รับความนิยมในหลายๆ ประเทศ เช่น จีน ญี่ปุ่น เกาหลี สวีเดน สหรัฐอเมริกา ฯลฯ โดยแต่ละประเทศต่างมีวัตถุประสงค์ในการใช้งานที่แตกต่างกันออกไป เช่น การใช้เป็นเชื้อเพลิงในครัวเรือน การใช้ทดแทนน้ำมันดีเซล ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า ฯลฯ โดยสาเหตุที่ DME เป็นที่นิยมเนื่องจากมีความยืดหยุ่นด้านวัตถุดิบทำให้สามารถทำการผลิตได้จากวัตถุดิบที่หลากหลาย ซึ่งส่งผลให้ประเทศต่างๆ สามารถทำการผลิตได้ด้วยตนเองจากวัตถุดิบที่หาได้ภายในประเทศนั้นๆ ซึ่งนอกจากจะเป็นการลดการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลแล้ว ยังเป็นการส่งเสริมความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศในระยะยาวอีกด้วย ปัจจุบันจึงมีการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตและรูปแบบการใช้งาน DME กันอย่างต่อเนื่อง ปัจจุบันมีการผลิตเชิงพาณิชย์ขึ้นแล้วในหลายๆ ประเทศ เช่น จีน ญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา ฯลฯ และอยู่ในระหว่างดำเนินการอีกหลายประเทศ สำหรับประเทศไทยหากพิจารณาถึงรูปแบบการนำ DME เข้ามาใช้งานแล้วจากการศึกษาพบว่าควรจะนำมาใช้งานในรูปแบบของการทดแทนการใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลว เนื่องจากการผสม DME ลงไปในก๊าซ LPG ที่อัตราส่วนเหมาะสมนั้นจะมีผลทำให้ค่าความร้อนของก๊าซลดลงเท่านั้น ส่วนคุณสมบัติอื่นๆ ยังคงเหมือนเดิมทุกประการ ซึ่งลักษณะดังกล่าวจะเหมาะสมกับกลุ่มผู้ใช้งานที่ไม่ต้องการความร้อนสูงมากนัก เช่น กลุ่มผู้ใช้งานเพื่อการหุงต้มหรือประกอบอาหาร เป็นต้น ซึ่งจะช่วยให้รัฐบาลหรือผู้ที่เกี่ยวข้องสามารถแยกกลุ่มผู้บริโภคออกจากกันได้อย่างชัดเจนและสามารถแก้ปัญหาการใช้งานข้ามกลุ่ม ใช้งานผิดประเภทได้อีกด้วย ทั้งยังเป็นการลดการใช้งานก๊าซ LPG ลงและช่วยลดภาระการชดเชยราคาก๊าซ LPG ของรัฐบาลที่เป็นปัญหาต่อเนื่องมาอย่างยาวนานลงได้อีกด้วย

อย่างไรก็ตามจากการศึกษาพบว่าประเทศที่ใช้งาน DME ในรูปแบบเชื้อเพลิงหลายๆประเทศยังคงเน้นการผลิตด้วยวัตถุดิบและใช้งานเองภายในประเทศเป็นหลัก เนื่องจากทำให้ราคา DME ที่ผลิตได้มีราคาไม่สูงมากนักและลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลจากต่างประเทศลง หากประเทศไทยจะนำมาใช้งานจึงควรทำการวิเคราะห์ความเหมาะสมทั้งทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์ ตลอดจนราคาของก๊าซผสม LPG–DME ที่ได้ประกอบการพิจารณาด้วย เพื่อเป็นแนวทางในการเลือกใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งจะได้ทำการวิเคราะห์ในบทต่อไป

บทที่ 5
การวิเคราะห์ความเหมาะสมด้านเทคนิค

จากการศึกษาแนวทางการใช้งานไดเมทิลอีเทอร์ (DME) มาแล้วในบทที่ 4 พบว่าแนวทางการใช้งานที่เหมาะสมสำหรับการแก้ไขปัญหาราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในประเทศไทยคือการนำ DME เข้ามาใช้งานในรูปแบบของการผสมลงไปในก๊าซ LPG ที่อัตราส่วนต่างๆ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อแบ่งกลุ่มผู้บริโภคออกจากกันให้ชัดเจนเพื่อลดปัญหาและผลกระทบจากการเข้าชดเชยราคาในปัจจุบัน ตลอดจนสามารถเข้าช่วยเหลือให้ตรงกลุ่มผู้บริโภคได้มากขึ้น อันจะเป็นการลดภาระหนี้ของกองทุนที่ใช้ชดเชยลง ในบทนี้จึงจะได้ศึกษาถึงความความเหมาะสมทางเทคนิคในการนำไดเมทิลอีเทอร์มาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยโดยจะแบ่งการศึกษาออกเป็น 2 ส่วนได้แก่ การศึกษาถึงศักยภาพของวัตถุดิบภายในประเทศ เพื่อประเมินเบื้องต้นถึงความเป็นไปได้ในการทำการผลิต จากนั้นจะทำการศึกษาถึงเทคโนโลยีการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ที่มีอยู่ในปัจจุบันเพื่อประเมินเทคโนโลยีการผลิตที่เหมาะสมกับประเทศไทย

5.1 ศักยภาพของวัตถุดิบในการผลิต DME ในประเทศไทย

ไดเมทิลอีเทอร์ (DME) สามารถทำการผลิตได้จากวัตถุดิบหลากหลายชนิด เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ชีวมวล ขยะ CBM ฯลฯ ซึ่งหากพิจารณาดูศักยภาพวัตถุดิบชนิดต่างๆ ที่พบในประเทศไทยแล้ว จะพบว่าประเทศไทยมีวัตถุดิบที่สามารถนำมาใช้ผลิตไดเมทิลอีเทอร์แบ่งออกเป็น 4 ชนิดหลัก ได้แก่ ถ่านหิน น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติและชีวมวลเหลือทิ้งจากการเกษตร โดยวัตถุดิบแต่ละชนิดจะกระจายอยู่ตามภูมิภาคต่างๆของประเทศไทย

5.1.1 ถ่านหิน

ประเทศไทยเริ่มมีการใช้งานถ่านหินมาตั้งแต่ปี พ.ศ 2440 ภายหลังจากมีการสำรวจโดยกรมทรัพยากรธรณี ซึ่งพบถ่านหินกระจายตัวอยู่ตามภูมิภาคต่างๆ ของประเทศไทย โดยเฉพาะอย่างยิ่งทางภาคเหนือ ถ่านหินส่วนมากที่พบในประเทศไทยร้อยละ 99 เป็นถ่านหินชั้นคุณภาพลิกไนต์และซับบิทูมินัส โดยจากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน [6] ตามตารางที่ 5.1 พบว่า ณ.สิ้นปี 2012 ประเทศไทยมีปริมาณสำรองถ่านหินที่พิสูจน์แล้วจำนวนทั้งสิ้น 1,181 ล้านตัน มีปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบอีกประมาณ 2,007 ล้านตัน มีเหมืองถ่านหินในประเทศที่ดำเนินการอยู่ทั้งสิ้น 9 เหมือง ใน 3 จังหวัด ได้แก่ ลำปาง ลำพูน และตาก ปริมาณผลผลิตในปี 2012 สามารถทำการผลิตได้จำนวน 18 ล้านตัน ซึ่งผลผลิตส่วนใหญ่มาจากเหมืองแม่เมาะ จังหวัดลำปาง

ตารางที่ 5.1 ปริมาณสำรองถ่านหินของประเทศไทย (ที่มา EPPO, 2556 : online)

THAILAND COAL RESERVES 31-Dec-12							
ENERGY TYPE	RESERVES*			PRODUCTION	AVAILABLE FOR USE (YEAR)		
	P1	P1+P2	P1+P2+P3	2012	P1	P1+P2	P1+P2+P3
LIGNITE (M.TONS)	1,181	2,007	2,007	18	65	111	111
REMARK: P1 = PROVED RESERVES, P2 = PROBABLE RESERVES, P3 = POSSIBLE RESERVES SOURCES: * DEPARTMENT OF MINERAL FUELS							

เนื่องจากถ่านหินที่พบในประเทศไทยส่วนใหญ่เป็นถ่านหินชนิดชั้นคุณภาพลิกไนต์และซับบิทูมินัสซึ่งเมื่อเกิดการเผาไหม้แล้วจะให้ค่าความร้อนที่ค่อนข้างต่ำ (LHV1300-3600 kcal/kg (AR)) [19] ไม่เหมาะกับกลุ่มผู้ใช้งานในภาคอุตสาหกรรมและภาคส่วนที่ต้องการความร้อนสูงในกระบวนการผลิต เช่น โรงไฟฟ้า เตาเผาซีเมนต์ และหม้อไอน้ำ ซึ่งอุตสาหกรรมกลุ่มนี้มักจะมีการออกแบบเครื่องจักรให้เหมาะสมกับการใช้เชื้อเพลิงที่มีค่าความร้อนสูงกว่าถ่านหินชั้นคุณภาพลิกไนต์ ส่วนใหญ่ผู้ใช้งานถ่านหินในประเทศจึงนิยมนำเข้าถ่านหินคุณภาพสูงอื่นๆ จากต่างประเทศเข้ามาผสมกับถ่านหินชั้นคุณภาพลิกไนต์ภายในประเทศก่อนที่จะป้อนเข้าสู่โรงไฟฟ้า หรือเครื่องจักรผลิตไอน้ำเพื่อให้ได้ค่าความร้อนที่สูงขึ้นในการใช้งาน ตลอดจนเป็นการยืดอายุการบำรุงรักษาเครื่องจักรให้ยาวนานขึ้น โดยหากจะแยกวัตถุประสงค์การใช้งานถ่านหินในประเทศไทยตามตาราง 5.2 พบว่าวัตถุประสงค์การใช้งานถ่านหินในประเทศไทยแบ่งออกเป็น 2 ด้านหลัก ได้แก่

1.ใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ของการไฟฟ้า เอกชนรายย่อยผู้ผลิตไฟฟ้า (IPP) และกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)

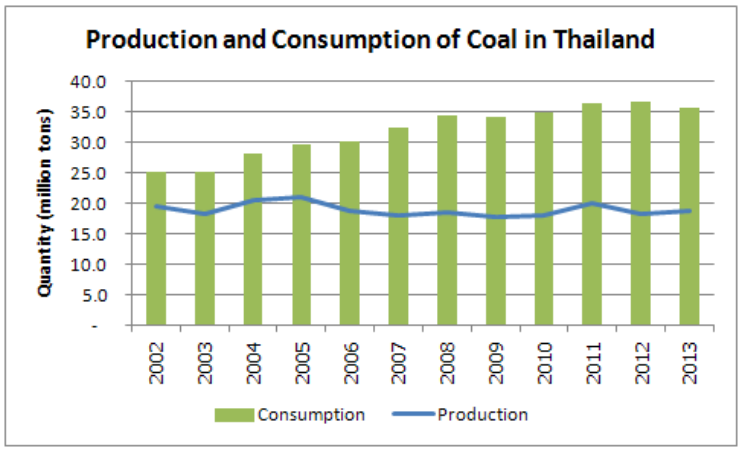
2. ใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตต่างๆ เช่น อุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ ในกระบวนการเผา ซึ่งถือว่าเป็นกลุ่มผู้ใช้เอกชนที่มีปริมาณการใช้งานมากที่สุด นอกจากนี้ยังมีการใช้งานถ่านหินในอุตสาหกรรมขนาดกลางและขนาดเล็กอื่นๆ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนในหม้อไอน้ำและนำไอน้ำที่ได้ไปผลิตกระแสไฟฟ้าหรือนำไปใช้ในกระบวนการผลิตต่อเนื่องอื่นๆ อีกด้วย เช่นอุตสาหกรรมกระดาษ อุตสาหกรรมปิโตรเคมี สิ่งทอ ฯลฯ

ตารางที่ 5.2 สัดส่วนการใช้งานถ่านหินของประเทศไทยปี 2013 (ที่มา EPPO, 2556 : online)

ตารางแสดงสัดส่วนการใช้งานถ่านหินในประเทศไทย ปี 2013

	Lignite ผลิตในประเทศ		รวมถ่านหินลิกไนต์	ถ่านหินนำเข้า		รวมถ่านหินนำเข้า	รวมถ่านหิน	
	ผลิตไฟฟ้า	อุตสาหกรรม		ผลิตไฟฟ้า	อุตสาหกรรม		ผลิตไฟฟ้า	อุตสาหกรรม
ปริมาณ (1000 ตัน)	16,885.0	1,776.2	18,661.1	7,795.3	9,532.8	17,328.1	24,680.2	11,309.0
สัดส่วน	90.5%	9.5%	51.9%	45.0%	55.0%	48.1%	68.6%	31.4%

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน



รูปที่ 5.1 การผลิตและการใช้งานถ่านหินของประเทศไทย (ที่มา EPPO, 2556 : online)

จากตาราง 5.2 รายงานของสำนักนโยบายและแผนพลังงานพบว่าในปี 2013 ประเทศไทยมีการใช้งานถ่านหินจำนวนทั้งสิ้น 35.9 ล้านตัน โดยสามารถทำการผลิตได้เองในประเทศจำนวน 18.6 ล้านตันและนำเข้าจากต่างประเทศอีก 17.3 ล้านตัน นอกจากนี้ยังพบว่าสัดส่วนการใช้งานร้อยละ 68.6 จะถูกใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ส่วนที่เหลืออีกประมาณร้อยละ 31.4 จะถูกใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตอื่นๆ

สถานการณ์ตลาดถ่านหินในประเทศไทยปัจจุบันนับว่ามีปริมาณการผลิตและปริมาณการใช้งานที่ค่อนข้างคงที่เนื่องจากปัจจัยทางด้านความเชื่อมั่นของประชาชนรอบๆ บริเวณที่มีการใช้งานถ่านหินที่มักจะมีการต่อต้านแผนการขยายกำลังการใช้งานถ่านหินในระดับอุตสาหกรรมขนาดใหญ่อยู่เสมอ การใช้งานที่เป็นตัวแปรหลักจึงขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการของภาคอุตสาหกรรมการผลิตอื่นๆ เช่น อุตสาหกรรมซีเมนต์ อุตสาหกรรมโลหะ อุตสาหกรรมอาหาร อุตสาหกรรมขนาดเล็ก ฯลฯ ซึ่งมีความต้องการถ่านหินเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงอยู่แล้ว และสามารถปรับเปลี่ยนความต้องการได้หากมีการปรับเพิ่มกำลังการผลิตในอนาคต ซึ่งจะส่งผลให้มีการนำเข้าถ่านหินมากขึ้น นอกจากนี้หากพิจารณาถึงผู้ประกอบการที่นำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศ พบว่ามีผู้ค้ารายหลักเพียงไม่กี่รายซึ่งสามารถแบ่งออกได้ดังนี้ [20]

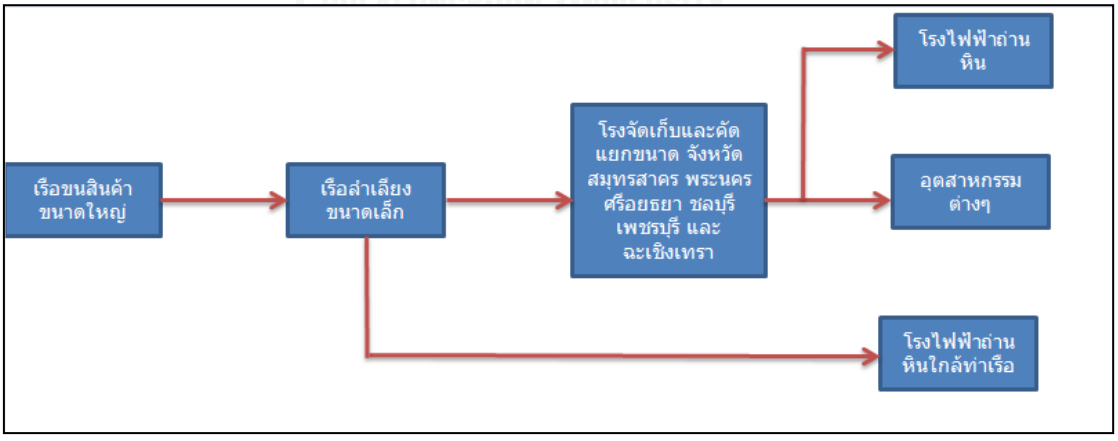
1. ผู้ประกอบการรายใหญ่ เช่น บมจ. บ้านปู จำกัด (มหาชน) บริษัท ค้าสากลซิเมนต์ไทย จำกัด และบริษัท ลานนารีซอร์สเซส จำกัด (มหาชน) ซึ่งผู้ประกอบการในกลุ่มนี้จะมีศักยภาพเงินลงทุนค่อนข้างสูงและมีการเข้าร่วมลงทุนกับเหมืองถ่านหินในต่างประเทศ จึงค่อนข้างมีความมั่นคงด้านแหล่งสำรองถ่านหินพอสมควร กลุ่มลูกค้าส่วนใหญ่ของผู้ประกอบการกลุ่มนี้จะเป็นโรงงานปูนซีเมนต์หรือโรงไฟฟ้าถ่านหิน ทั้งนี้การแข่งขันในตลาดนี้มีไม่มากนักเนื่องจากผู้ประกอบการมีศักยภาพนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศได้โดยตรง อีกทั้งผู้ประกอบการบางรายจำหน่ายถ่านหินให้แก่บริษัทในเครือเป็นหลัก เช่น

บมจ ลานนา ขายถ่านหินส่วนใหญ่ให้แก่ บริษัท ปูนซีเมนต์นครหลวง จำกัด (มหาชน) และ บ. ค้าสากลซีเมนต์ไทย ขายถ่านหินส่วนใหญ่ให้แก่ บริษัท ปูนซิเมนต์ไทย จำกัด เป็นต้น

2. ผู้ประกอบการขนาดกลางและเล็ก เช่น บริษัท ยูนิค ไมนิ่ง เซอร์วิสเซส จำกัด (มหาชน) บริษัท เอเชียกรีน เอ็นเนอร์จี จำกัด (มหาชน) บริษัท เอ็นเนอร์ยี่ เอิร์ธ จำกัด (มหาชน) และบริษัท ไทย แค็ปปิตอล คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) เป็นต้น ผู้ประกอบการในกลุ่มนี้จะมีลักษณะการทำธุรกิจแบบซื้อมา-ขายไป (Trading company) ทำให้มีความเสี่ยงจากปัญหาเรื่องความไม่แน่นอนในการส่งมอบและความสม่ำเสมอของคุณภาพถ่านหิน โดยกลุ่มลูกค้าเป้าหมายหลักเป็นโรงงานอุตสาหกรรมขนาดกลางและเล็กที่ใช้ถ่านหินในกระบวนการผลิต

3. ผู้ค้ารายใหญ่ในต่างประเทศ ซึ่งเริ่มเข้ามามีบทบาทเมื่อไม่กี่ปีมานี้ ลักษณะการทำธุรกิจจะส่งถ่านหินเข้ามาจำหน่ายในประเทศไทยครั้งละลำเรือขนาดใหญ่ปริมาณมากและจะทำการส่งมอบถ่านหินทั้งลำเรือให้กับผู้ซื้อในคราวเดียว ผู้ค้าถ่านหินดังกล่าว ได้แก่ Rio Tinto, Glencore, Noble Energy, Eastern Energy, Phenix Commodity เป็นต้น

การขนส่งถ่านหินนำเข้าในปัจจุบันตามรูป 5.2 พบว่าจะใช้วิธีการขนส่งคราวละมากๆ จากเหมืองในต่างประเทศทางเรือขนส่งสินค้าขนาดใหญ่มาเทียบท่าเรือน้ำลึกที่เกาะสีชัง จังหวัดชลบุรี จากนั้นถ่านหินจะถูกขนถ่ายลงเรือลำเลียงขนาดเล็ก เพื่อขนเข้าสู่จุดเก็บและโรงคัดขนาดซึ่งกระจายตัวอยู่ตามจังหวัดสมุทรสาคร พระนครศรีอยุธยา ชลบุรี เพชรบุรี และฉะเชิงเทรา จากนั้นจึงส่งต่อด้วยรถบรรทุกหรือรถไฟไปยังโรงไฟฟ้าและอุตสาหกรรมต่างๆ นอกจากนี้ถ่านหินนำเข้าบางส่วนจะถูกส่งโดยตรงไปที่โรงไฟฟ้า เช่น การขนส่งทางเรือไปที่โรงไฟฟ้า จังหวัดระยอง เป็นต้น



รูปที่ 5.2 แผนผังการจัดหาและจัดส่งถ่านหินในประเทศไทย

5.1.2 น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ

หลังจากการสำรวจพบก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่แหล่งเอราวัณในปี 2516 และเริ่มดำเนินการผลิตโดยบริษัท เชฟรอน ประเทศไทย [21] ตั้งแต่ปี 2524 ประเทศไทยก็มีการพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมีมาอย่างต่อเนื่อง ทั้งการจัดตั้งโรงกลั่นน้ำมัน โรงแยกก๊าซธรรมชาติ รวมไปถึงอุตสาหกรรมขั้นต่อเนื่องและขั้นปลายอย่างหลากหลาย ตลอดจนมีการสำรวจแหล่งน้ำมันและก๊าซเพิ่มเติมทั้งบนบกและในทะเล โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อที่จะพัฒนาเศรษฐกิจและนำทรัพยากรในประเทศมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด จากรายงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและบริษัท เชฟรอน ประเทศไทย [21] ตามตารางที่ 5.3 ได้แบ่งชนิดของแหล่งปิโตรเลียมที่สำรวจพบในประเทศไทยออกเป็น 2 แบบดังนี้

1. แหล่งปิโตรเลียมบนบก ซึ่งสำรวจพบบริเวณภาคเหนือและภาคกลางของประเทศไทยมีจำนวนทั้งสิ้น 7 แหล่งลักษณะเป็นแหล่งน้ำมันขนาดเล็กจำนวน 5 แหล่งมีอัตราการผลิต 34,050 บาร์เรลต่อวัน และแหล่งก๊าซธรรมชาติอีกจำนวน 2 แหล่ง มีอัตราการผลิตอยู่ที่ 140 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
2. แหล่งปิโตรเลียมในอ่าวไทย สำรวจพบบริเวณอ่าวไทยตอนล่าง มีจำนวนทั้งสิ้น 9 แหล่ง ลักษณะเป็นแหล่งน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติปะปนกัน มีกำลังการผลิตน้ำมันดิบรวม 91,900 บาร์เรลต่อวัน และ ก๊าซธรรมชาติจำนวน 3, 480 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ตารางที่ 5.3 ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของไทย (เชฟรอน ประเทศไทย)

แหล่งผลิต	อัตราการผลิต		หมายเหตุ
	น้ำมันดิบ (บาร์เรลต่อวัน)	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)	
แหล่งปิโตรเลียมบนบก			
1. แหล่งน้ำมันดิบฝาง	1,000	-	
2. แหล่งน้ำมันดิบสิริกิติ์	30,000	25	
3. แหล่งวิเชียรบุรี	2,200	-	
4. แหล่งน้ำมันดิบอู่ทอง	350	-	
5. แหล่งน้ำมันดิบกำแพงแสน	500	-	
6. แหล่งก๊าซน้ำพอง	-	15	
7. แหล่งก๊าซสินภูฮ่อม	-	100	LNG 450 บาร์เรลต่อวัน
แหล่งปิโตรเลียมในอ่าวไทย			
8. แหล่งจัสมินและบานเย็น	12,000	-	
9. แหล่งบัวหลวง	7,400	-	
10. แหล่งนางนวล	หยุดผลิตชั่วคราว	-	
11. แหล่งสงขลา	17,500	-	
12. แหล่งเอราวัณ บรรพต สตูล และแหล่งไพลิน	30,000	1,640	LNG 53,800 บาร์เรลต่อวัน
13. แหล่งทานตะวัน เบญจมาศ	25,000	130	
14. แหล่งบงกช	-	650	LNG 21,000 บาร์เรลต่อวัน
15. แหล่งอาทิตย์	-	300	LNG 11,500 บาร์เรลต่อวัน
16. เขตพื้นที่ทับซ้อนกับประเทศมาเลเซีย (เริ่มปี 2548)	-	760	
ที่มา: รายงานการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และ บริษัทเชฟรอนประเทสไทย จำกัด			

จากตารางที่ 5.4 ข้อมูลของสำนักงานโยบายและแผนพลังงาน [6] พบว่า ณ.วันที่ 31 ธันวาคม 2555 ประเทศไทยมีปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วจำนวนทั้งสิ้น 232 ล้านล้านบาร์เรล และมีปริมาณสำรองทีคาดว่าจะพบอีก 633 ล้านล้านบาร์เรล คาดว่าจะสามารถใช้ได้อีกประมาณ 12 ปี ส่วนก๊าซธรรมชาติมีปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วอยู่ที่ 9,039 ล้านลูกบาศก์เมตร ปริมาณที่คาดว่าจะพบอีก 18,612 ล้านลูกบาศก์เมตร คาดการณ์ว่าจะสามารถใช้ได้อีกประมาณ 13 ปี

ตารางที่ 5.4 ปริมาณสำรองของแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย (ที่มา EPPO, 2013 : online)

THAILAND PETROLEUM RESERVES

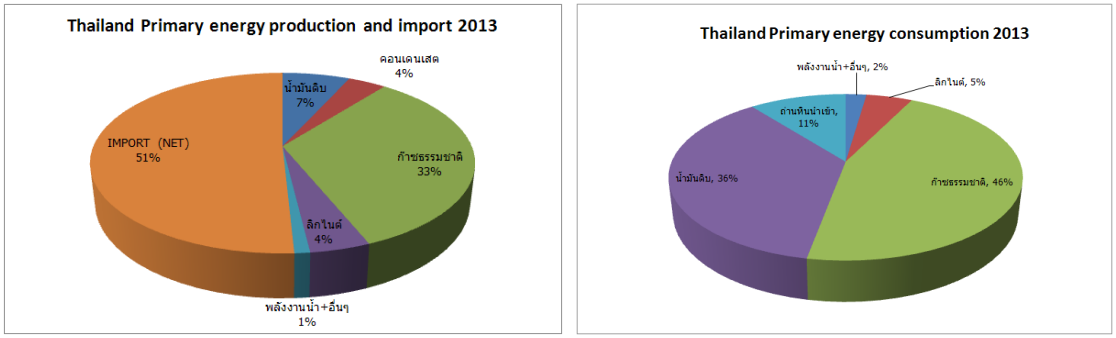
31-Dec-12

ENERGY TYPE	RESERVES*			PRODUCTION	AVAILABLE FOR USE (YEAR)		
	P1	P1+P2	P1+P2+P3	2012	P1	P1+P2	P1+P2+P3
- CRUDE OIL (MMBBL.)	232	653	930	55	4	12	17
- CONDENSATE (MMBBL.)	217	501	600	33	7	15	18
- NATURAL GAS (BCF)	9,039	18,612	23,283	1,462	6	13	16

REMARK: P1 = PROVED RESERVES, P2 = PROBABLE RESERVES, P3 = POSSIBLE RESERVES

SOURCES: * DEPARTMENT OF MINERAL FUELS

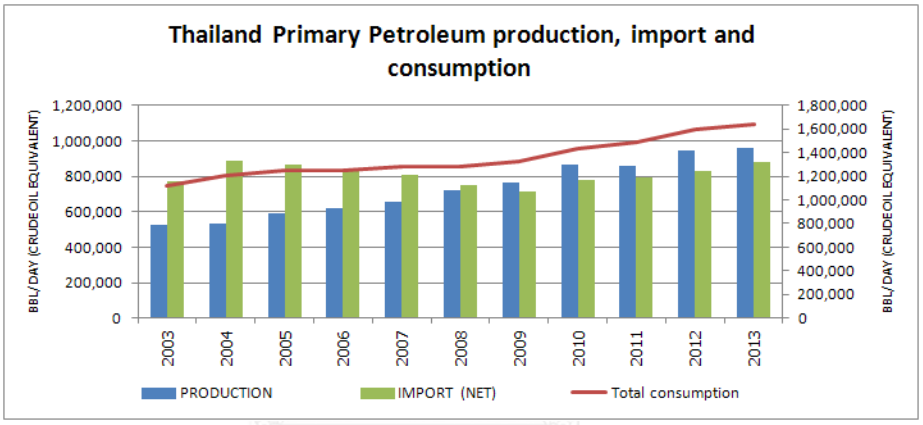
ลักษณะการใช้งานปิโตรเลียมในประเทศไทยจะทำการขนส่งน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติที่ได้จากแหล่งผลิตเข้าสู่อุตสาหกรรมปิโตรเคมีบริเวณชายฝั่งภาคตะวันออก โดยจะทำการแยกด้วยกระบวนการทางเคมีออกมาเป็นเป็นผลิตภัณฑ์ต่างๆ เพื่อนำใช้งานต่อไป ข้อมูลการใช้งานผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในไทยปี 2013 ของสำนักงานโยบายและแผนพลังงานพบว่าประเทศไทยมีการผลิตปิโตรเลียมรวมทั้งหมด 0.95 ล้านบาร์เรลต่อวันเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยคิดเป็น 40 เปอร์เซ็นต์ ของการผลิตพลังงานทั้งหมดและมีการใช้งานปิโตรเลียมรวมกันแล้วประมาณ 77% หรือคิดเป็น 1.6 ล้านบาร์เรลต่อวันเทียบเท่าน้ำมันดิบ แบ่งออกเป็นใช้งานก๊าซธรรมชาติ 45% และ น้ำมันดิบอีกประมาณ 36% ดังแสดงในรูป 5.3



รูปที่ 5.3 สัดส่วนการผลิตและใช้งานพลังงานเชิงพาณิชย์ของประเทศไทย

(ที่มา EPPO, 2556 : online)

สถานการณ์การใช้ปิโตรเลียมในประเทศไทยโดยภาพรวมแล้วค่อนข้างเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้เนื่องจากการเร่งรัดพัฒนาเศรษฐกิจในภาคอุตสาหกรรมการผลิตและการพยายามยกระดับความเป็นอยู่ของประชาชนให้มีความเป็นอยู่ที่ดีขึ้น ในขณะเดียวกันแหล่งทรัพยากรปิโตรเลียมภายในประเทศก็เริ่มลดน้อยลงเรื่อยๆ ซึ่งจะเห็นได้จากรูป 5.4 พบว่าสัดส่วนการนำเข้าและการผลิตมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นตามการใช้งาน โดยปัจจุบันการผลิตอยู่ที่ประมาณ 962,315 บาร์เรลต่อวันเทียบเท่าน้ำมันดิบ และนำเข้าจากต่างประเทศอีกประมาณ 877,584 บาร์เรลต่อวันเทียบเท่าน้ำมันดิบ จึงเป็นหน้าที่ของรัฐบาลและหน่วยงานด้านพลังงานที่เกี่ยวข้องจะต้องจัดหาและกำหนดนโยบายที่ชัดเจนเกี่ยวกับการใช้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม เพื่อให้เกิดความมั่นคงด้านพลังงานในระยะยาวต่อไป

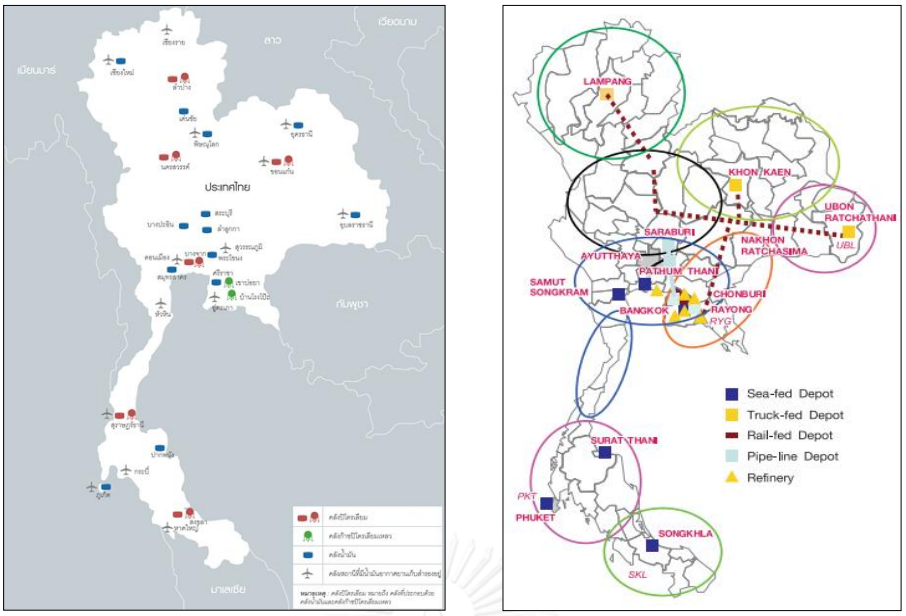


รูปที่ 5.4 การใช้งานผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมแต่ละชนิดเชิงพาณิชย์ของประเทศไทย (ที่มา EPPO, 2556 : online)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หากจะพิจารณาถึงการจัดหาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเพื่อใช้ในประเทศไทย [22] พบว่าสามารถแบ่งออกเป็น 2 ผลิตภัณฑ์หลักได้แก่

1. ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปและก๊าซปิโตรเลียมเหลว มีที่มาจากสองแหล่งคือแหล่งผลิตภายในประเทศและแหล่งผลิตภายนอกประเทศ สำหรับการจัดหาจากแหล่งในประเทศจะขนส่งน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติผ่านระบบท่อ รถบรรทุกหรือรถไฟจากแหล่งผลิต จากนั้นจะนำเข้าสู่โรงแยกเพื่อแปรรูปเป็นผลิตภัณฑ์ชนิดต่างๆ แล้วจึงลำเลียงน้ำมันสำเร็จรูปและผลิตภัณฑ์ชนิดอื่นๆที่ได้ไปเก็บที่คลังเก็บอีกครั้งหนึ่งก่อนกระจายไปสู่ผู้ใช้งานต่อไป ส่วนแหล่งผลิตที่นำเข้าจากต่างประเทศจะมีการจัดหาโดยนำน้ำมันดิบและก๊าซปิโตรเลียมเหลวเข้ามาทางท่าเทียบเรือน้ำลึกในภาคตะวันออก จากนั้นจะนำเข้าสู่โรงกลั่น โรงแยก ผ่านกระบวนการทางเคมีออกมาเป็นผลิตภัณฑ์ชนิดต่างๆ แล้วส่งเข้าคลังเก็บ ก่อนกระจายสู่ผู้บริโภคต่อไป โดยในปัจจุบันประเทศไทยมีคลังปิโตรเลียม (ก๊าซและน้ำมัน) รวมทั้งสิ้น 6 แห่ง ได้แก่ ลำปาง นครสวรรค์ บางจาก ขอนแก่น สงขลา และสุราษฎร์ธานี

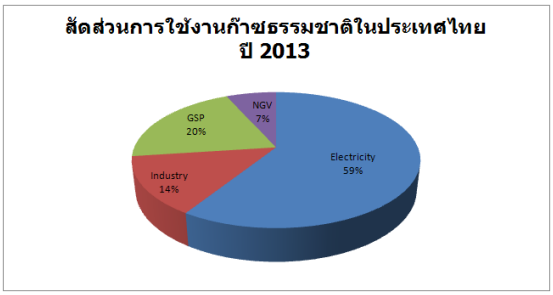


รูปที่ 5.5 ตำแหน่งคลังน้ำมันและขอบเขตการจัดส่งน้ำมันแต่ละแห่ง (บมจ. ปตท, 2553 : online)

มีคลังน้ำมันทั้งหมด 13 แห่ง ได้แก่ เชียงใหม่ ลำปาง พิษณุโลก อุดรธานี อุบลราชธานี บางปะอิน พระโขนง ลำลูกกา ศรีราชา ภูเก็ต สระบุรี สมุทรสาครและปากพนัง

มีคลังก๊าซปิโตรเลียมเหลวสองแห่ง ได้แก่ เขาบ่อยาและบ้านโรงโป๊ะ ตลอดจนมีสถานีเติมน้ำมันอากาศยานพร้อมคลังกระจายอยู่ตามสนามบิน จังหวัดต่างๆ ทั่วทุกภูมิภาคอีก 14 แห่ง

2. ก๊าซธรรมชาติ ปัจจุบันก๊าซธรรมชาติที่ใช้อยู่ในประเทศไทยมีที่มาจากสองแหล่งใหญ่ [22] คือ แหล่งที่มาจากประเทศพม่าบริเวณอ่าวเมาะตะมะ สัดส่วนประมาณ 23% ได้แก่ แหล่งยานาดาและแหล่งเยตากุน ส่วนอีกแหล่งมีที่มาจากประเทศไทยเอง ได้แก่บริเวณทะเลอ่าวไทย และบริเวณ อ.น้ำพอง จ.ขอนแก่น ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนประมาณ 77% โดยก๊าซธรรมชาติที่ได้จากแหล่งผลิตจะถูกขนส่งผ่านทางโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติ ไปยังโรงแยกก๊าซ โรงไฟฟ้าและกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมในบริเวณที่ใกล้เคียงกับแนวท่อก๊าซเพื่อใช้งานในรูปแบบต่างๆ ซึ่งจากรายงานของกรมธุรกิจพลังงาน ตามรูป 5.6 พบว่าสัดส่วนการใช้งานก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่มีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นหลัก รองลงมาคือการใช้งานในกลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเคมีขั้นต่อเนื่อง อุตสาหกรรมทั่วไปและใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ในรูปแบบของก๊าซ NGV ตามลำดับ

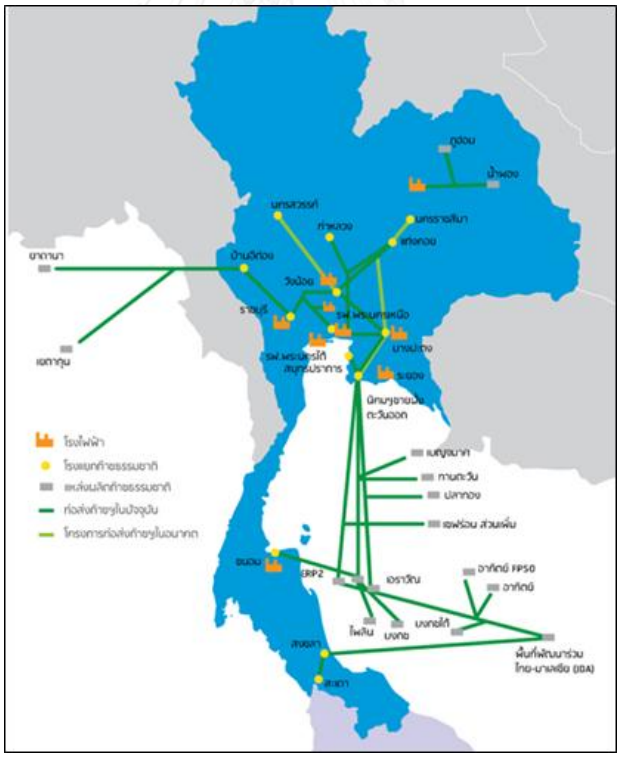


รูปที่ 5.6 แสดงสัดส่วนการใช้งานก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย (กรมธุรกิจพลังงาน, 2556 : online)

โดยปัจจุบันระบบโครงข่ายท่อก๊าซของไทยตามรูป 5.7 สามารถแบ่งออกเป็น 2 โครงข่าย ได้แก่โครงข่ายท่อบนบกและท่อในทะเลมีความยาวรวมกันทั้งสิ้น 3,539 กิโลเมตร ส่วนที่เป็นท่อบนบก (ความยาว 1,564 กิโลเมตร) แบ่งออกเป็นระบบท่อฝั่งตะวันตกและตะวันออก โดยแนวฝั่งตะวันออกมีที่มาจากโรงแยกก๊าซจังหวัดระยองแนวท่อจะพาดผ่านไปยังโรงไฟฟ้าระยอง โรงไฟฟ้าบางปะกง โรงไฟฟ้าพระนครใต้ และโรงไฟฟ้าวังน้อย จังหวัดพระนครศรีอยุธยา นอกจากนี้ยังมีแนวท่อเชื่อมต่ออีกแนว เชื่อมไปยังอำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรีอีกด้วย

แนวระบบท่อฝั่งตะวันตกแนวท่อจะเชื่อมต่อมาจากแหล่งผลิตในประเทศพม่าจากชายแดนไทยและสหภาพพม่า บริเวณจังหวัดกาญจนบุรี จากนั้นจะพาดผ่านมายังโรงไฟฟ้าจังหวัดราชบุรี

ส่วนที่เป็นท่อในทะเล (ความยาวทั้งสิ้น 1,975 กิโลเมตร) จะเป็นแนวท่อที่ต่อจากแหล่งผลิตบริเวณทะเลอ่าวไทยมาขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยอง ส่วนอีกแนวท่อหนึ่งเป็นระบบท่อที่ต่อมาจากแหล่งเอราวัณและแหล่งบงกชมาขึ้นฝั่งที่อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช เพื่อใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าในภาคใต้ของประเทศไทย ปัจจุบันผู้ลงทุนและผู้ดำเนินการคือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยมีคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานคอยกำกับดูแล



รูปที่ 5.7 โครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย

(ที่มา scan-inter.com, 2556 : online)

5.1.3 ชีวมวลเหลือทิ้งจากการเกษตร

ประเทศไทยถือเป็นประเทศเกษตรกรรมและมีพื้นที่ส่วนใหญ่ตั้งอยู่ในที่ราบลุ่ม มีภูมิอากาศที่เหมาะสมต่อการเพาะปลูกพืชหลากหลายชนิด ในแต่ละปีจึงมีวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรเป็นจำนวนมาก ซึ่งวัสดุเหล่านี้ส่วนใหญ่เกษตรกรเจ้าของพื้นที่จะทำการฝังกลบหรือเผาทำลายทิ้งโดยเปล่าประโยชน์ ซึ่งก็มักจะก่อให้เกิดปัญหาฝุ่นและมลภาวะทางอากาศตามมา จากการค้นคว้าและรายงานงานวิจัยต่างๆทั้งในและต่างประเทศพบว่าชีวมวลเหลือทิ้งจากการเกษตร เช่น ฟางข้าว แกลบ ชานอ้อย กะลาปาล์ม กะลามะพร้าวตลอดจนเศษซากลำต้น ใบ ของพืชต่างๆ ล้วนสามารถนำมาทำเป็นเชื้อเพลิงได้ และหากพิจารณาศักยภาพตลอดจนคุณสมบัติตามตาราง 5.5 แล้วพบว่าวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรในประเทศไทย [23] ที่มีศักยภาพสูงและเหมาะสำหรับนำมาใช้งานมีอยู่ด้วยกันประมาณ 10 ชนิดได้แก่ ข้าว อ้อย มันสำปะหลัง ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ถั่วเหลือง ถั่วลิสง ปาล์มน้ำมันและยางพารา โดยประเทศไทยมีพื้นที่เพาะปลูกทั้งหมดประมาณ 82,947,881 ล้านไร่ วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรคิดเป็นศักยภาพเทียบเท่าน้ำมันดิบประมาณ 8,074 KTOE

ตารางที่ 5.5 ส่วนประกอบทางเคมีของชีวมวล (ที่มา มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, 2545)

Proximate analysis size Proximate analysis	Rice husk	Rice straw	Bagasse	Cane trash	Para - wood	Palm fiber	Palm shell	Palm bunch	Corn cob	Tapioca rhizome	Tapioca slurry	Coconut fiber
Moisture, %	10.94	2.68	50.73	50	45	40	12	37.7	7.28	50.02	52.47	62.8
Ash, %	18.05	11.24	1.43	2.5	1.59	4.6	3.5	4.4	2.48	4.8	0.74	2.4
Volatile Matter, %	56.57	65.64	41.98	40.3	45.7	45.8	68.2	45.8	70.3	32.94	40.39	23.5
Fixed Carbon, %	14.44	20.44	5.86	7.2	7.71	9.6	16.3	12.1	19.94	12.25	6.39	11.3
Ultimate Analysis												
Carbon, %	34.58	41.27	21.33	23	25.575	17.7	44.44	22.7	na	19.91	20.14	6.66
Hydrogen, %	4.23	5.43	3.06	3	3.19	4.4	5.01	4.1	na	2.48	2.92	3.16
Oxygen, %	31.69	38.15	23.29	21	24.475	33.2	34.7	28.74	na	19.68	23.69	26.41
Nitrogen, %	0.46	0.63	0.12	0.3	0.138	0.08	0.28	3.8	na	3.11	0.04	0.05
Sulfur, %	0.05	0.1	0.03	0.2	0.022	0.02	0.02	0.06	na	nt	nt	0.01
Chlorine, %	nt	nt	nt	nt	0.0055	nt	0.02	0.2	na	nt	nt	0.16
Ash, %	18.05	11.24	1.43	2.5	1.595	4.6	3.52	2.7	na	4.8	0.74	2.4
Moisture, %	10.94	2.68	50.73	50	45	40	12	37.7	na	50.02	52.47	62.8
Other Characteristics												
Bulk Density, kg/m^3	123	105	115-125	na	0.6	na	na	na	na	na	na	na
Higher heating value, kJ/kg	14,100	14,660	9,243	9,800	10,365	11,100	18,250	11,436	17,300	13,170	12,650	8,457
Lower heating value, kJ/kg	12,926	13,527	7,368	7,956	8,600	9,194	16,900	9,800	17,126	9,034	8,080	6,272

หากพิจารณาดูสัดส่วนการนำชีวมวลไปใช้ตามตารางที่ 5.6 แล้ว พบว่ายังมีชีวมวลอีกหลายชนิดที่ยังไม่นิยมนำมาใช้มากนัก เช่น ฟางข้าว ใบและยอดอ้อย ลำต้นข้าวโพด ลำต้นปาล์ม ฯลฯ ซึ่งยังมีสัดส่วนการใช้งานเพียงประมาณร้อยละ 10 เท่านั้น ส่วนชีวมวลที่มีการใช้งานเยอะได้แก่ แกลบ กากอ้อย กะลาปาล์มคิดเป็นสัดส่วนถึงกว่าร้อยละ 90 ซึ่งทั้งนี้อาจจะเนื่องมาจากปัญหาความไม่สะดวกของเกษตรกรหรือผู้ประกอบการในการรวบรวม และขนส่งชีวมวลเหล่านี้ในปริมาณทีละมากๆ ไปยัง

แหล่งใช้งานตลอดจนยังไม่มีผู้สนใจริเริ่มใช้งานมากนัก จึงยังไม่ค่อยเป็นที่นิยมในการนำมาใช้งานเชิงพาณิชย์ ชีวมวลเหล่านี้จึงถือว่ายังมีศักยภาพค่อนข้างมากในการนำมาใช้งานหากมีการส่งเสริมและมีขั้นตอนการจัดเก็บที่ถูกวิธีและเป็นระบบ

ตารางที่ 5.6 ศักยภาพการใช้งานชีวมวลในประเทศไทยปี 2552,

ชนิด	ชีวมวล	ปริมาณชีวมวล (ตันต่อปี)	สัดส่วนที่นำไปใช้งานแล้ว(ร้อยละ)	ศักยภาพทางความร้อน (GJ)	ศักยภาพเทียบน้ำมันดิบ (KTOE)
ข้าว	ฟางข้าว	10,724,326	10	118,631,366	2,816.50
	แกลบ	4,596,139	70-80	12,383,015	293.99
อ้อย	ใบและยอด	7,806,615	10	108,221,505	2,569.36
	กากอ้อย	12,857,955	100	170,277	4.04
มันสำปะหลัง	เหง้ามันสำปะหลัง	4,210,733	0	23,052,953	547.32
	กากมันสำปะหลัง	1,263,220	100	5,139	0.12
	เปลือกมันสำปะหลัง	5,895,027	100	0	0.00
ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	ลำต้นข้าวโพด	3,268,817	10	30,525,845	724.74
	ซังข้าวโพด	956,727	80-90	920,371	21.85
ถั่วเหลือง	ลำต้น เปลือกและใบถั่วเหลือง	197,498	5-10	3,045,123	72.30
ถั่วเขียว	ลำต้น เปลือกและใบถั่วเขียว	103,678	5-10	1,598,565	37.95
ถั่วลิสง	ลำต้น เปลือกและใบถั่วลิสง	33,962	5-10	523,648	12.43
ปาล์มน้ำมัน-ผลผลิต	ใบและทางปาล์ม	10,512,277	5-10	17,925,020	425.57
	ทะลายปาล์มเปล่า	2,385,765	50-60	7,026,405	166.82
	กะลาปาล์ม	298,221	100	705	0.02
	ใยปาล์ม	1,416,548	100	4,519	0.11
ปาล์มน้ำมัน-ต้น	ลำต้นปาล์ม	1,436,814	0	10,833,574	257.21
ยางพารา	รากไม้	817,094	10	4,905,880	116.47
	ขี้เลื่อย	490,256	80-90	37,527	0.89
	ปีกไม้	1,961,024	80-90	142,976	3.39
	ปลายไม้	1,961,024	80-90	142,976	3.39
				Total	8,074.47

(ที่มา ระบบรายงานศักยภาพชีวมวลในประเทศไทย, 2552 : online)

สถานการณ์การใช้ชีวมวลในประเทศไทยช่วงสองสามปีที่ผ่านมาถือว่ามีการใช้งานอย่างกว้างขวางและมีแนวโน้มการใช้งานที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้เนื่องมาจากนโยบายของรัฐบาลในการส่งเสริมการใช้พลังงานทางเลือก ประกอบกับราคาเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ผู้ประกอบการหลายรายได้ให้ความสนใจในการนำชีวมวลมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตมากขึ้น นอกจากนี้ยังมีการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก (SPP,VSPP) โดยใช้ชีวมวลที่สามารถหาได้ในท้องถิ่นเป็นวัตถุดิบป้อนเพื่อใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าใช้ภายในชุมชนหรือในโรงงาน ส่วนที่เหลือใช้จึงจำหน่ายให้กับการไฟฟ้า โรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กจึงกระจายอยู่ทั่วทุกภูมิภาคของประเทศไทย โดยจากข้อมูลของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน พบว่าปัจจุบันประเทศไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล [24] ทั้งสิ้น 882 MW โดยแบ่งเป็นโรงไฟฟ้าในภาคเหนือจำนวน 22 โรง มีกำลังการผลิตรวมทั้งสิ้น 139 MW โรงไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 48 โรง กำลังการผลิตรวม 430 MW โรงไฟฟ้าในภาคกลาง 35 โรง กำลังการผลิตรวม 258 MW และโรงไฟฟ้าในภาคใต้ 6 โรง กำลังการผลิตรวม 55 MW

เนื่องจากชีวมวลในประเทศไทยส่วนใหญ่จะถูกป้อนให้กับโรงไฟฟ้าขนาดเล็กในท้องถิ่น ที่ตั้งของโรงไฟฟ้าจึงมักอยู่ไม่ไกลจากแหล่งชีวมวลมากนักเพื่อให้สะดวกและลดค่าใช้จ่ายด้านการขนส่ง การจัดเก็บ โดยผู้ประกอบการมักจะเข้าไปติดต่อซื้อชีวมวลโดยตรงกับเกษตรกรก่อนการเก็บเกี่ยวผลผลิต จากนั้นเมื่อเกษตรกรเก็บเกี่ยวผลผลิตเสร็จแล้ว ผู้ประกอบการก็จะเข้าไปเก็บชีวมวลและขนส่งมายังโรงงาน ซึ่งส่วนหนึ่งจะป้อนเข้าสู่โรงงานโดยตรงและอีกส่วนหนึ่งจะเก็บไว้ในคลังเก็บเพื่อป้องกันการขาดแคลนวัตถุดิบในระยะยาว ปัญหาที่พบในการใช้ชีวมวลในปัจจุบัน คือปริมาณชีวมวลเริ่มไม่ค่อยจะเพียงพอต่อผู้ประกอบการและมีแนวโน้มราคาสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ปัญหาเรื่องเทคโนโลยีการผลิต ประสิทธิภาพการผลิตก็เป็นอีกปัญหาหนึ่งที่ยังต้องปรับปรุง เนื่องจากในปัจจุบันประเทศไทยยังขาดแคลนบุคลากรผู้เชี่ยวชาญด้านนี้อยู่เป็นจำนวนมาก หากมีการบูรณาการพัฒนาองค์ความรู้ด้านชีวมวลให้เป็นระบบมากขึ้น จะทำให้การใช้งานชีวมวลมีประสิทธิภาพและยั่งยืนต่อไป

5.2 เทคโนโลยีการผลิต DME ในปัจจุบัน

ปัจจุบันสามารถแบ่งเทคโนโลยีการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ (DME) ออกเป็นสองแบบคือ การสังเคราะห์แบบทางตรงและการสังเคราะห์ทางแบบอ้อมผ่านเมทานอล ซึ่งผู้พัฒนาเทคโนโลยีส่วนใหญ่จะกระจายตัวอยู่ตามภูมิภาคต่างๆของโลก เช่น Total, JFE, MGCC, KOGAS, VOLVO และ HALDOR TOPSOE แนวโน้มการพัฒนาจะแตกต่างกันออกไป เนื่องจาก DME สามารถทำการผลิตได้จากวัตถุดิบหลากหลายชนิด ผู้พัฒนาเทคโนโลยีแต่ละค่ายจึงมีความเชี่ยวชาญที่แตกต่างกันออกไปตามชนิดของวัตถุดิบที่สามารถหาได้ง่ายภายในภูมิภาคนั้นๆ โดยในช่วงแรกของการเริ่มผลิตจะเป็นการผลิตแบบสังเคราะห์ผ่านเมทานอล ด้วยวัตถุดิบพื้นฐานอย่างถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ จากนั้นจึงพัฒนาเทคโนโลยีให้เหมาะสมกับวัตถุดิบชนิดอื่นๆ อย่างไรก็ตามหากพิจารณาดูความพร้อมด้านวัตถุดิบของประเทศไทยแล้ว พบว่าประเทศไทยสามารถทำการผลิต DME ได้จากวัตถุดิบสามชนิดคือ ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ และชีวมวล ซึ่งสามารถหาได้ในประเทศ โดยในการศึกษานี้จะเน้นพิจารณาเฉพาะเทคโนโลยีการผลิตแบบสังเคราะห์ทางตรง เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่ไม่ยุ่งยากซับซ้อน กระบวนการผลิตใช้อุณหภูมิไม่สูง และมีการลงทุนที่ไม่สูงมากนักเมื่อเทียบกับวิธีการสังเคราะห์ทางอ้อมผ่านเมทานอล ซึ่งจะทำให้ DME ที่ได้มีราคาที่ถูกลงตามไปด้วย โดยในปัจจุบันพบว่าเทคโนโลยีการสังเคราะห์ DME แบบทางตรง มีผู้พัฒนาที่สำคัญอยู่ 4 ราย คือ JFE, Air Products and Chemical, Haldor Topsoe และ KOGAS

5.2.1 เทคโนโลยีของ JFE [25, 26]

เทคโนโลยีการผลิต DME ของ JFE ถูกพัฒนามาตั้งแต่ปี 1994 โดยพัฒนาร่วมกับ TOTAL วัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตที่เหมาะสมได้แก่ ถ่านหิน CBM ชีวมวลพวกเปลือกไม้ เศษไม้ ซังข้าวโพดและ

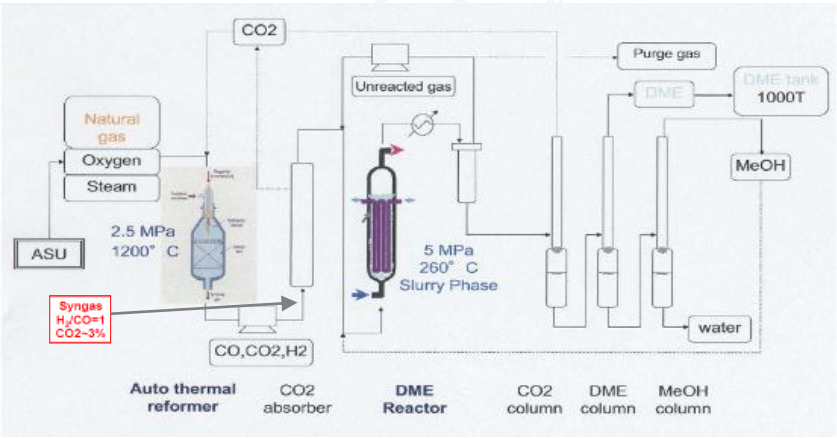
เศษวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรอื่นๆ โดยกระบวนการที่สำคัญของ JFE จะประกอบไปด้วย 3 ขั้นตอน คือกระบวนการผลิตก๊าซสังเคราะห์ กระบวนการสังเคราะห์ DME และ กระบวนการกำจัดสิ่งเจือปนต่างๆ โดยมีปฏิกิริยาเคมีดังสมการ

$2CH_4+O_2+CO2 \longrightarrow 3CO+3H_2+H_2O$ การผลิตก๊าซสังเคราะห์ (Auto-Thermal Reformer)

$3CO+3H_2 \longrightarrow CH_3OCH_3+CO_2$ การสังเคราะห์ DME (Slurry phase reactor, Catalyst)

$2CH_4+O_2 \longrightarrow CH_3OCH_3+H_2O$ ปฏิกิริยารวม

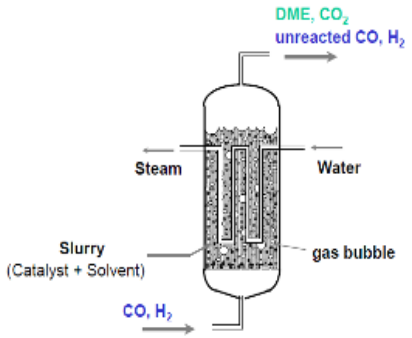
กระบวนการผลิต DME ของ JFE จะเริ่มจากการผลิตก๊าซสังเคราะห์ (H_2, CO) ด้วยการเผาวัตถุดิบร่วมกับอากาศ ไอน้ำ และคาร์บอนไดออกไซด์รีไซเคิลที่ได้จากขั้นตอนการสังเคราะห์ DME ในเตาเผาแบบ ATR (Auto-Thermal Reformer) ซึ่งพัฒนาโดย JFE เตาเผานี้มีลักษณะพิเศษคือออกแบบมาให้เผาไหม้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ให้อัตราการเกิดก๊าซสังเคราะห์ (H_2/CO) ที่ 1:1 ซึ่งจะช่วยให้ปฏิกรณ์สังเคราะห์ DME มีประสิทธิภาพสูงสุด ปฏิกิริยาการเกิดก๊าซสังเคราะห์จะเกิดที่อุณหภูมิประมาณ 230 ^{0}C ที่ความดัน 2.5 MPa จากนั้นจึงทำให้ก๊าซสังเคราะห์เย็นลงและส่งต่อไปยังปฏิกรณ์สังเคราะห์ DME ต่อไปที่ความดัน 5 MPa อุณหภูมิประมาณ 240-300 ^{0}C ก๊าซสังเคราะห์ที่ได้จะถูกส่งเข้าทางด้านล่างของปฏิกรณ์แบบ Slurry phase ผ่านสารละลายและตัวเร่งปฏิกิริยาออกไซด์ของโลหะแล้วจึงเปลี่ยนเป็น DME และผลิตภัณฑ์พลอยได้อื่นๆ เช่น ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เมทานอลและน้ำในปริมาณเล็กน้อยก่อนจะเข้าสู่หน่วยแยกต่อไป ซึ่งก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะถูกแยกเอาไปใช้ซ้ำยังกระบวนการผลิตก๊าซสังเคราะห์ต่อไป



รูปที่ 5.8 กระบวนการผลิต DME จากก๊าซธรรมชาติของ JFE (ที่มา DME handbook ,2007 : 165)

ข้อดีของกระบวนการผลิตของ JFE คือ ต้นทุนในการลงทุนน้อยกว่าการสังเคราะห์แบบทางอ้อม เพราะไม่ต้องทำการสังเคราะห์เมทานอลก่อน และใช้เวลาในการสังเคราะห์น้อย โดยใช้อุณหภูมิไม่สูงมากนัก สามารถควบคุมอุณหภูมิภายในปฏิกรณ์ช่วงการสังเคราะห์ DME ได้ดีจาก

ปฏิกิริยาคายความร้อน เนื่องจากเป็นปฏิกรณ์แบบ Slurry phase ที่ตัวเร่งปฏิกิริยามีความเป็นเนื้อเดียวกันและมีสารละลาย (Inert oil) ที่สามารถกระจายความร้อนได้ดี นอกจากนี้ยังสามารถใช้กับวัตถุดิบได้หลากหลายชนิดอีกด้วย ประสิทธิภาพของเปลี่ยนก๊าซสังเคราะห์ (H_2 และ CO) เป็น DME ขึ้นอยู่กับการควบคุมอุณหภูมิและความดันให้คงที่



รูปที่ 5.9 JFE Single-step synthesis slurry reactor
(ที่มา Kanniche et al., 2005)

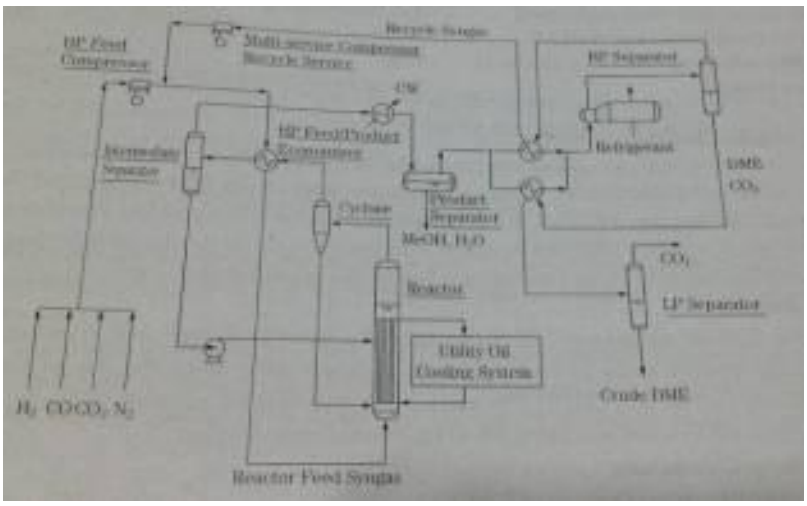
5.2.2 เทคโนโลยีของ Air Products and Chemical [27-30]

เทคโนโลยีของ Air Products เริ่มต้นใช้งานในปี 1986 และเริ่มทดลองทำการผลิตในช่วงระหว่างปี 1991-1999 โดยเป็นกระบวนการผลิตที่พัฒนามาจากกระบวนการสังเคราะห์เมทานอลภายใต้การสนับสนุนของหน่วยงานเอกชนและรัฐบาลสหรัฐอเมริกา กระบวนการสังเคราะห์ DME ของ Air Products จะใช้ถ่านหินเป็นวัตถุดิบหลักโดยจะประกอบไปด้วยขั้นตอนสำคัญสามขั้นตอนดังสมการเคมี คือ การสังเคราะห์เมทานอลด้วยตัวเร่งปฏิกิริยาชนิด Cu-based จากนั้นจะเป็นปฏิกิริยาการเปลี่ยนน้ำเป็นก๊าซไฮโดรเจน (Water gas shift reaction) ซึ่งจะได้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ออกมาเพื่อนำกลับไปใช้ซ้ำ จากนั้นจึงทำการแยกน้ำออกจากเมทานอลด้วยตัวเร่งปฏิกิริยาเช่น Alumina, Zeolites ได้เป็นผลิตภัณฑ์ DME ออกมา โดยปฏิกิริยาการสังเคราะห์ DME ทั้งหมดจะเกิดขึ้นในปฏิกรณ์ชนิด Slurry phase ซึ่งมีข้อดีในเรื่องของการระบายความร้อนและการเกิดปฏิกิริยาอย่างทั่วถึง สัดส่วนของ DME ที่ผลิตได้นั้นจะขึ้นอยู่กับอัตราส่วนของก๊าซสังเคราะห์ที่ผลิตได้

$2CO+4H_2 \longrightarrow 2CH_3OH$	Methanol synthesis reaction
$CO+H_2O \longrightarrow H_2+CO_2$	Water gas shift reaction
$2CH_3OH \longrightarrow CH_3OCH_3+H_2O$	Methanol dehydration reaction
$3CO+3H_2 \longrightarrow CH_3OCH_3+CO_2$	

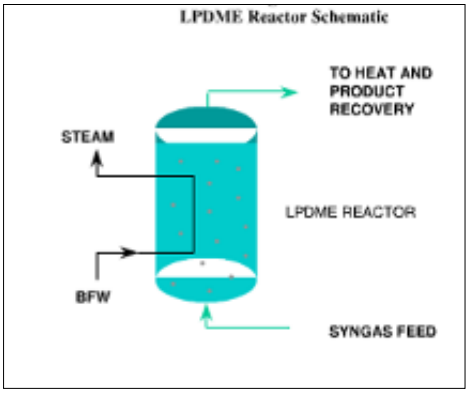
เดิมทีช่วงแรกนั้น Air Product เริ่มดำเนินการผลิต DME ในระดับอุตสาหกรรมร่วมกับการผลิตเมทานอลโดยขาย DME ในรูปแบบของสารขับดันในกระป๋องสเปรย์ ทั้งนี้เนื่องจาก DME ในรูปแบบเชื้อเพลิงยังไม่ค่อยเป็นที่รู้จักมากนัก ต่อมาเมื่อ DME เริ่มเป็นที่รู้จักมากขึ้นและมีการใช้งานในรูปแบบเชื้อเพลิงอย่างแพร่หลาย Air Product จึงได้เริ่มขายเทคโนโลยีการผลิตในชื่อของ LPDME^{TM}, LPMEOH^{TM} ตัวอย่างกระบวนการผลิตที่ประสบผลสำเร็จคือกระบวนการผลิตที่ทำร่วมกับ LaPorte Alternative Fuel Development (AFDU) ของรัฐบาลอเมริกาที่ Kingsport มลรัฐเทนเนสซี ปี 1997 ซึ่งเป็นกระบวนการผลิต DME จากถ่านหิน โดยก๊าซหลายชนิดที่ได้จากการเผาถ่านหิน (H_2, CO, N_2, CO_2) จะถูกส่งต่อมารวมกับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่เหลือจากการผลิตจากนั้นจะถูกส่งต่อเข้าทางด้านล่างเตาปฏิกรณ์แบบ slurry phase แล้วทำปฏิกิริยากับสารละลายโดยมีตัวเร่งปฏิกิริยาเกิดเป็นเมทานอลและ DME ในสถานะก๊าซขึ้น จากนั้นก๊าซและสิ่งเจือปนจะถูกส่งต่อเข้าไซโคลนเพื่อแยกเอาตัวเร่งปฏิกิริยาและสิ่งเจือบนที่เป็นของแข็งออก ก่อนจะลดอุณหภูมิกับเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนจนเหลืออุณหภูมิประมาณ 37 ^{o}C แล้วจึงทำการแยกเอาเมทานอลกับน้ำในรูปแบบของเหลวออก ส่วนก๊าซที่เหลือจะถูกส่งต่อไปลดอุณหภูมิให้เหลือประมาณ -18 ^{0}C เพื่อผลิต DME และ CO_2 ในรูปแบบของเหลวก่อนส่งเข้าคลังเก็บเพื่อรอจำหน่ายต่อไป ข้อดีของกระบวนการผลิตแบบ Air products คือสามารถรับก๊าซสังเคราะห์และสิ่งเจือปนที่เกิดจากการเผาไหม้ได้หลากหลายเนื่องจากมีหน่วยแยกที่ค่อนข้างดี นอกจากนี้ปฏิกรณ์แบบ Slurry phase ยังสามารถถ่ายเทความร้อนได้ดี ให้อัตราการเกิดผลิตภัณฑ์ที่ต่อเนื่อง และจุดเด่นของกระบวนการนี้ก็คือ Air products ได้ออกแบบให้สามารถทำการผลิตร่วมกับการผลิตกระแสไฟฟ้าได้อีกด้วย (IGCC)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

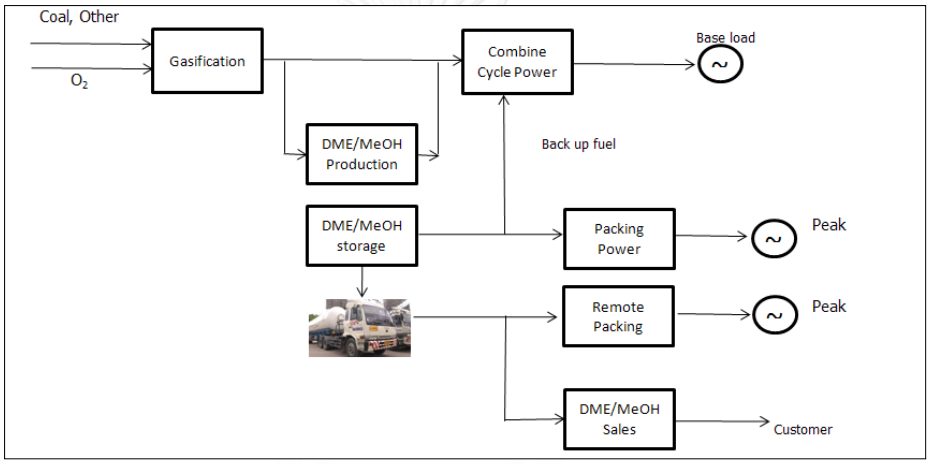


รูปที่ 5.10 กระบวนการผลิต DME และ เมทานอล ของ AFDU

(ที่มา JFE DME Handbook, 2007 : 169)



รูปที่ 5.11 Liquid Phase Dimethy Ether Reactor (LPDME^{TM})
(ที่มา Air product, 2002 : online)



รูปที่ 5.12 กระบวนการผลิต DME ร่วมกับการผลิตกระแสไฟฟ้า
(ที่มา JFE DME Handbook, 2007 : 168)

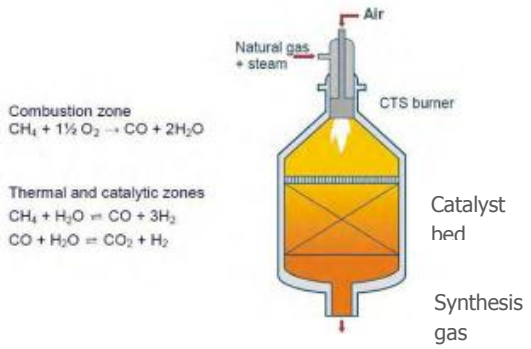
5.2.3 เทคโนโลยีของ Haldor Topsoe [31, 32]

หลังจากที่ Haldor Topsoe ประสบความสำเร็จในการสร้างโรงงานผลิตเมทานอลกำลังการผลิตขนาด 2,400 ตันต่อวัน ด้วยเทคโนโลยีปฏิกรณ์แบบ Auto Thermal reformer ของตัวเองเป็นครั้งแรกในปี 1998 ก็ได้มีการเผยแพร่และมีการวิจัยพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตก๊าซสังเคราะห์ในระดับอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง โดยวัตถุดิบที่เหมาะสมสำหรับกระบวนการผลิตของ Topsoe นั้นสามารถประยุกต์ใช้ได้อย่างหลากหลาย ขั้นตอนการผลิต DME ของ Topsoe สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ขั้นตอนหลักคือ การผลิตก๊าซสังเคราะห์ (CO, H_2) การสังเคราะห์ DME และการแยกสิ่งเจือปนออก ซึ่งกระบวนการผลิตจะเริ่มจากการผลิตก๊าซสังเคราะห์ด้วยเตาเผาแบบ ATR (Auto-Thermal Reformer) ที่ Topsoe ได้พัฒนาขึ้นเอง ก๊าซสังเคราะห์ที่ผลิตได้จะมีอุณหภูมิอยู่ในช่วงระหว่าง

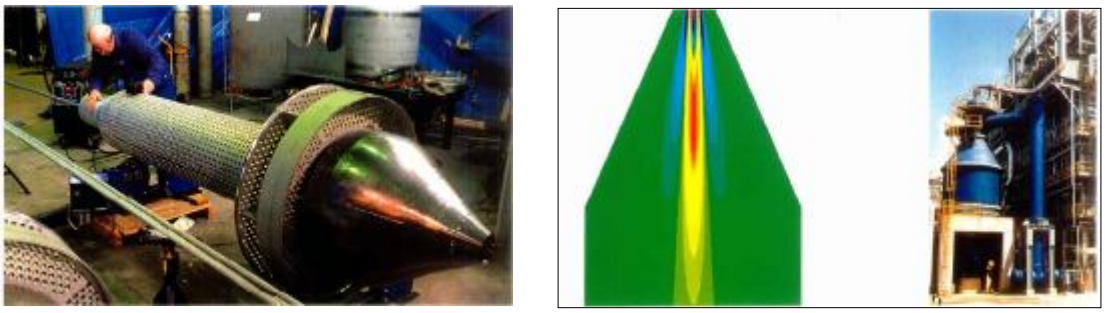
1000 – 1050 ^{0}C จากนั้นก๊าซสังเคราะห์จะถูกลดอุณหภูมิและส่งเข้าไปผลิต DME ในปฏิกรณ์แบบ Fixed bed ซึ่งภายในบรรจุตัวเร่งปฏิกิริยาสองชนิดสำหรับทำหน้าที่สังเคราะห์เมทานอลและเปลี่ยนเมทานอลมาเป็น DME ภายในปฏิกรณ์เดียวกัน ซึ่งตัวเร่งปฏิกิริยาที่นิยมใช้ได้แก่ $CuO/ZnO/Al_2O_3$ (CZA) สำหรับการสังเคราะห์เมทานอล และ γ-Al_2O_3, HZSM-5, HY สำหรับการเปลี่ยนเมทานอลไปเป็น DME จากนั้นจึงนำเข้าสู่กระบวนการแยกสิ่งเจือปนออกเพื่อให้ได้ DME บริสุทธิ์เป็นขั้นตอนสุดท้ายต่อไป โดยขั้นตอนต่างๆสามารถอธิบายได้ตามสมการเคมี [46]

$2CO+4H_2 \longrightarrow 2CH_3OH$	Methanol synthesis reaction
$CO+H_2O \longrightarrow H_2+CO_2$	Water gas shift reaction
$2CH_3OH \longrightarrow CH_3OCH_3+H_2O$	Methanol dehydration reaction

เทคโนโลยีการผลิตก๊าซสังเคราะห์ด้วย ATR ของ Topsoe มีจุดเด่นที่สำคัญคือ มีการลงทุนที่ค่อนข้างถูก สามารถใช้วัตถุดิบได้หลายชนิดและมีการออกแบบให้ปฏิกรณ์มีขนาดกะทัดรัดสามารถทำการผลิตก๊าซสังเคราะห์เพื่อผลิต DME ได้ถึง 5000 ตันต่อวัน [33] นอกจากนี้ยังมีการออกแบบให้การเผาไหม้กับการสังเคราะห์แยกส่วนกันซึ่งทำให้ปฏิกิริยาเกิดได้ดียิ่งขึ้น ดังรูป 5.13 จะเห็นได้ว่าตรงกลางปฏิกรณ์จะมีการใช้อิฐทนไฟ เป็นแนวกั้นกลางเพื่อแยกระหว่างพื้นที่การเผาไหม้และการสังเคราะห์ก๊าซอย่างชัดเจน โดยอัตราส่วนก๊าซสังเคราะห์ที่ได้จะขึ้นอยู่กับอัตราส่วนของไอน้ำกับคาร์บอนที่ใช้ในการป้อนโดยทั่วไปสัดส่วนที่เหมาะสมคือ 0.6 [33] นอกจากการออกแบบเตาแล้ว Topsoe ยังได้พัฒนาหัวเผาแบบ CTS (Cooling tip system burner) เพื่อใช้สำหรับการเผาไหม้อีกด้วยโดยจุดเด่นของหัวเผาแบบ CTS คือ การออกแบบให้การเผาไหม้ร่วมกันของอากาศ ไอน้ำและวัตถุดิบในห้องเผาไหม้มีการไหลเวียนเพื่อเพิ่มความเป็นเนื้อเดียวกันขณะเผาไหม้ซึ่งทำให้การเผาไหม้มีประสิทธิภาพมากขึ้น จากนั้นก๊าซที่ได้ก็จะถูกส่งต่อไปยัง Catalyst bed ที่ติดกันทันทีเพื่อเปลี่ยนเป็นก๊าซสังเคราะห์ต่อไป



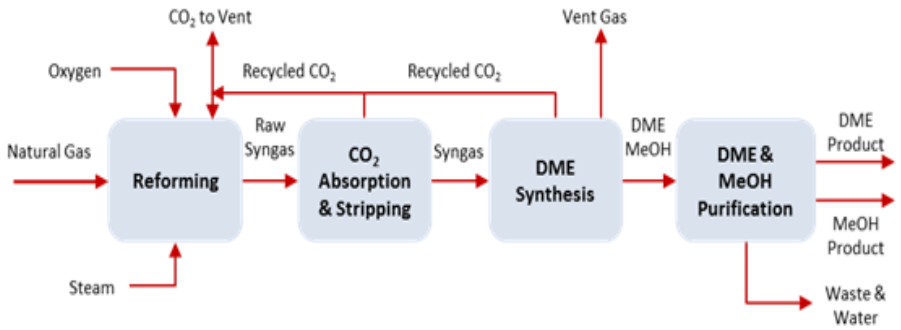
รูปที่ 5.13 ปฏิกรณ์แบบ ATR ของ Haldor Topsoe, (ที่มา IEAGHG , 2012 : online)



รูปที่ 5.14 หัวเผาแบบ CTS ลักษณะเปลวไฟที่เกิดจากการเผาไหม้และตัวอย่างการติดตั้งที่พัฒนาโดย Topsoe (ที่มา Topsoe burner technology, 1988)

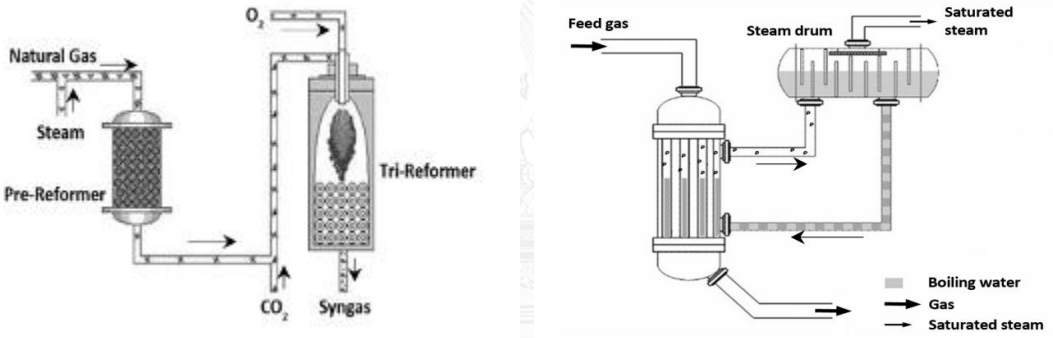
5.2.4 เทคโนโลยีของ KOGAS [3, 34]

KOGAS มีการพัฒนากระบวนการผลิต DME มาตั้งแต่ปี 2000 โดยในช่วงแรกๆของการผลิตเป็นการผลิตทางอ้อมร่วมกับเมทานอล ต่อมาจึงประสบความสำเร็จในการพัฒนาเทคโนโลยีการสังเคราะห์แบบทางตรง ในปี 2008 จึงได้เริ่มทำการผลิตในระดับอุตสาหกรรม โดยโรงงานต้นแบบแห่งแรกตั้งอยู่ที่ Incheon LNG terminal มีกำลังการผลิต 10 ตันต่อวัน ขณะนี้กำลังดำเนินการก่อสร้างโรงงานขนาดกำลังการผลิต 300,000 ตันต่อวันที่ซาอุดิอาระเบีย ซึ่งคาดว่าจะเปิดใช้ได้ในปี 2014 จุดเด่นของ KOGAS คือกระบวนการผลิตสามารถปรับใช้ได้กับวัตถุดิบหลากหลายชนิดเช่น ก๊าซธรรมชาติ ชีวมวล CBM ฯลฯ โดยเปลี่ยนอุปกรณ์บางชิ้นในช่วงเริ่มการสังเคราะห์ก๊าซ (CO, H_2) ขั้นตอนหลักในการผลิต DME ของ KOGAS จะประกอบไปด้วยสี่ขั้นตอนดังรูป 5.15 คือ การผลิตก๊าซสังเคราะห์ การกำจัดคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยวิธีการดูดซับ การสังเคราะห์ DME และการแยกสิ่งเจือปนออกเพื่อให้ได้ DME ที่บริสุทธิ์นอกจากนี้ยังมีกระบวนการการเปลี่ยนเมทานอลที่เหลือให้เปลี่ยนเป็น DME ในขั้นตอนสุดท้ายอีกด้วย



รูปที่ 5.15 กระบวนการสังเคราะห์ DME ทางตรงของ KOGAS
(ที่มา RES group Inc, 2011 : online)

KOGAS มีการพัฒนาปฏิกรณ์ผลิตก๊าซสังเคราะห์แบบ Auto transformer (ATR) ของตัวเอง ซึ่งรู้จักกันในชื่อของ KOGAS Tri-reformer กระบวนการผลิตของ KOGAS ดังรูป 5.16 จะเริ่มจากการเผาวัตถุดิบ ไอน้ำ อากาศและคาร์บอนไดออกไซด์ที่เหลือจากกระบวนการในขั้นตอนสังเคราะห์ร่วมกันใน Pre-reformer จากนั้นก๊าซจากการเผาไหม้จะถูกส่งผ่านท่อและเผาไหม้อีกครั้งร่วมกันในปฏิกรณ์แบบ Tri-reformer ทำให้ได้ก๊าซร้อนและไหลผ่านต่อไปยังตัวเร่งปฏิกิริยาในปฏิกรณ์เกิดเป็นก๊าซสังเคราะห์ (CO, H_2, CO_2) ออกมาเพื่อนำไปใช้ในกระบวนการสังเคราะห์ DME ต่อไป ส่วนปฏิกรณ์การผลิต DME นั้น KOGAS ได้ทำการออกแบบให้มีท่อด้านในเพื่อบรรจุตัวเร่งปฏิกิริยาแบบ Bifunctional หุ้มด้วยท่อน้ำหล่อเย็น เพื่อช่วยลดอุณหภูมิขณะเกิดปฏิกิริยาคายความร้อนในขั้นตอนการสังเคราะห์ DME ข้อดีของเทคโนโลยีของ KOGAS คือสามารถใช้วัตถุดิบได้หลากหลายโดยการเปลี่ยนอุปกรณ์บางตัวเท่านั้น มีอุปกรณ์การผลิตที่ไม่ยุ่งยากซับซ้อนและใช้เงินในการลงทุนไม่สูงมากนัก



รูปที่ 5.16 ปฏิกรณ์ผลิตก๊าซสังเคราะห์แบบ Auto transformer (ATR) และ multi-tubular type reactor ของ KOGAS (ที่มา Description of KOGAS DME process, 2011 : 926-928)

จากการศึกษาศักยภาพวัตถุดิบและเทคโนโลยีในการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ในประเทศไทยพบว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ (DME) จากวัตถุดิบภายในประเทศ โดยสามารถทำการผลิตได้จาก ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และชีวมวล ซึ่งวัตถุดิบเหล่านี้ได้กระจายตัวอยู่ตามภูมิภาคต่างๆ ของไทย และมีปริมาณสำรองที่แตกต่างกันออกไป หากจะพิจารณาศักยภาพด้านการจัดหาวัตถุดิบแล้ว พบว่าบางชนิดมีระบบการจัดหาค่อนข้างดี เช่น ระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติและปิโตรเลียม ระบบการจัดการถ่านหินในโรงไฟฟ้าต่างๆ เป็นต้น แต่บางชนิดก็ยังมีระบบการจัดการที่ยังไม่ค่อยดีนัก เช่น ชีวมวล เป็นต้น ทั้งนี้เนื่องจากเป็นวัตถุดิบที่ค่อนข้างจัดหาได้ในพื้นที่จำกัด และมักมีการใช้งานในรูปแบบเชื้อเพลิงภายในท้องถิ่นเป็นส่วนใหญ่ ด้านการประเมินทางเทคโนโลยีพบว่าส่วนใหญ่ประเทศผู้พัฒนาเทคโนโลยีจะกระจายตัวอยู่ตามภูมิภาคต่างๆของโลกและมีความเชี่ยวชาญการ

ผลิตจากวัตถุดิบที่แตกต่างกันออกไป ซึ่งเน้นความยั่งยืนในการจัดหาเป็นหลักดังตารางที่ 5.7 จะสังเกตได้จากการที่ผู้พัฒนาเทคโนโลยีแต่ละรายมักจะเลือกพัฒนากระบวนการการผลิตจากวัตถุดิบที่หาได้ง่ายในภูมิภาคนั้นๆ ซึ่งจากการศึกษาพบว่าประเทศไทยเหมาะสมกับการผลิตด้วยเทคโนโลยีการสังเคราะห์แบบทางตรงเนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่ไม่ซับซ้อนมากนักและมีการลงทุนน้อยกว่าแบบทางอ้อม อีกทั้งยังมีความยืดหยุ่นด้านชนิดของวัตถุดิบที่ป้อนอีกด้วย

ตารางที่ 5.7 เปรียบเทียบเทคโนโลยีการผลิตไดเมทิลอีเทอร์แบบการสังเคราะห์ทางตรง

Inventor	JFE (Japan)	Air Products and Chemical (USA)	Haldor Topsoe (Denmark)	KOGAS (Korea)
Raw Materials	Coal,CBM, Biomass, Natural gas	Coal	Natural Gas,Coal,Biomass	CBM,Natural Gas
Synthetic Gas content (H2/CO) Ratrio	1	0.7	2	1-1.2
Type of Reactor	Slurry Bed	Slurry Bed	Fixed Bed	Fixed Bed
Reaction Conditions				
Temperature (℃)	250 - 280	250 - 280	210 - 290	200 - 300
Pressure (Kg/cm2)	30 - 70	50 - 100	70 - 80	30 - 60
Catalizer	Methanol Synthetic+ Dewater+ SHIFT	Methanol Synthetic+ Dewater	Methanol Synthetic+ Dewater	Methanol Synthetic+ Dewater+ SHIFT
DME Synthetic Reaction	3CO+ 3H2 → CH3OCH3+ CO2	2CO+ 4H2 → CH3OCH3+ H2O	2CO+ 4H2 → CH3OCH3+ H2O	3CO+ 3H2 → CH3OCH3+ CO2
DME Selective Ratio	90%	30 - 80%	60 - 70%	67 - 80
Refining	Easy	Much Energy Consumption	Much Energy Consumption	Easy but much energy consumption
Development history (Capacity)	1989~ : 1kg/d Beaker 1995~ : 50kg/d Bench 1997~ : 5t/d Bench 2002- : 100t/d demo	1986~ : Beaker 1991~ : 4t/d Pilot	1993~ : 50kg/d Bench	2000-2003~ Lab scale 2003-2005 ~ 50 kg/d pilot 2004-2009 ~ 10t/d plant
Source	DME direct synthesis technology development, Japan DME forum	DME hand book Page 117	www.Topsoe.com	R & D Division, Korea Gas Corporation

โดยสามารถเลือกเทคโนโลยีการผลิตจากผู้ผลิตรายใดก็ได้ แต่อย่างไรก็ตามการจะเลือกเทคโนโลยีการผลิตที่เหมาะสมนั้นจำเป็นต้องมีข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์ประกอบการตัดสินใจด้วย เช่นรูปแบบการนำมาใช้งาน ราคาของวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตรวมไปถึงราคาขายปลีกสุดท้ายหากทำการใช้งาน DME ในรูปแบบของก๊าซผสม LPG - DME ที่อัตราส่วนต่างๆ ด้วย ซึ่งจะได้ทำการศึกษาในบทต่อไป

บทที่ 6
การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

จากการศึกษาความเหมาะสมทางเทคนิคในบทที่ 5 พบว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ (DME) ภายในประเทศด้วยเทคโนโลยีการสังเคราะห์ทางตรงจากวัตถุดิบคือ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และชีวมวล โดยสามารถเลือกเทคโนโลยีการผลิตจากผู้พัฒนารายใดก็ได้ แต่อย่างไรก็ตามในการตัดสินใจใช้งานไดเมทิลอีเทอร์เพื่อทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวนั้นจำเป็นต้องวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ด้วย ในบทนี้จึงจะทำการศึกษาถึงความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการนำไดเมทิลอีเทอร์เข้ามาใช้เพื่อทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย ตลอดจนศึกษาถึงราคาของก๊าซผสม LPG – DME ที่ได้ ทั้งในกรณีทำการผลิตเองภายในประเทศและการนำเข้ามาจากต่างประเทศ นอกจากนี้ยังจะทำการวิเคราะห์ถึงผลของระบบการกำหนดราคาที่มีต่อก๊าซผสมอีกด้วย ผลการศึกษาจะทำให้สามารถประเมินแนวทางการใช้งานและระบบการกำหนดราคาของก๊าซผสม LPG – DME ที่เหมาะสมกับประเทศไทยต่อไป

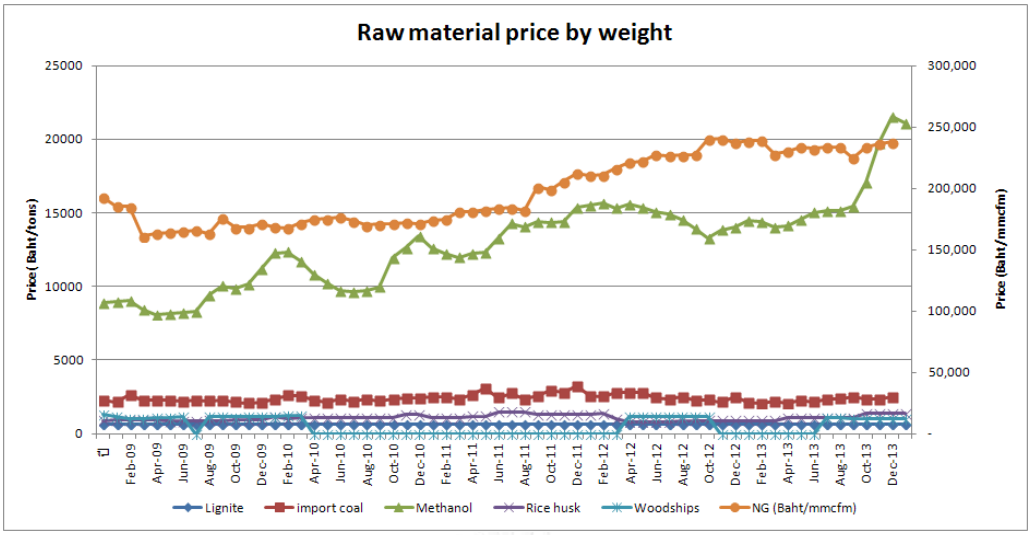
6.1 การศึกษากรณีทำการผลิตเองจากวัตถุดิบในประเทศ

เนื่องจาก DME สามารถทำการผลิตได้จากวัตถุดิบหลายชนิด ต้นทุนการผลิตส่วนใหญ่จึงขึ้นอยู่กับราคาของวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิต ในหัวข้อนี้จึงจะทำการศึกษาถึงราคาของวัตถุดิบแต่ละชนิดตลอดจนราคาสุดท้ายของ DME ที่ผลิตได้โดยเทคโนโลยีการสังเคราะห์แบบทางตรง เพื่อใช้วิเคราะห์หาราคา DME เบื้องต้นที่ได้จากการผลิตในประเทศ

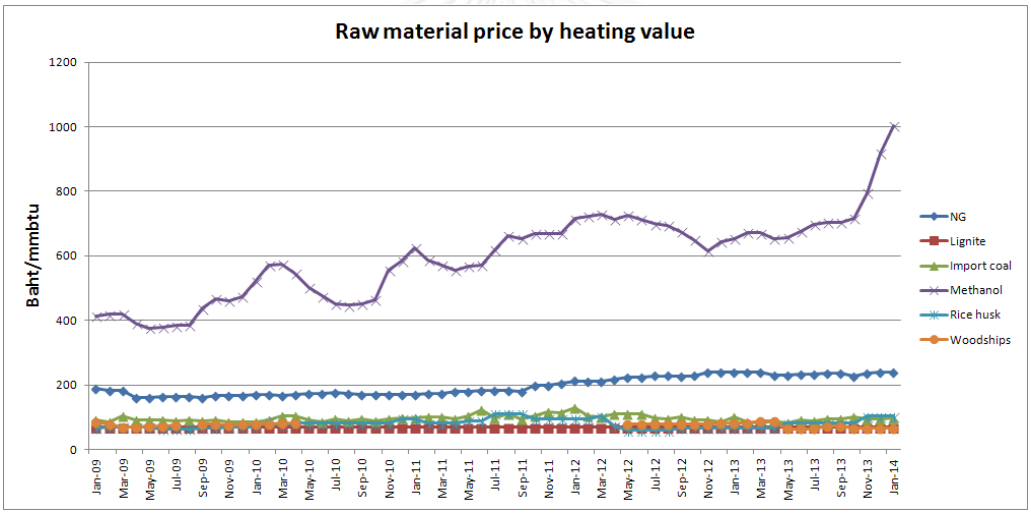
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

6.1.1 ราคาของวัตถุดิบภายในประเทศ

จากการพิจารณาศักยภาพของวัตถุดิบชนิดต่างๆ ในบทที่ 5 พบว่าประเทศไทยมีวัตถุดิบที่มีศักยภาพในการนำมาใช้เพื่อผลิตไดเมทิลอีเทอร์ 3 ชนิดหลักได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินและชีวมวลเหลือทิ้งจากการเกษตร โดยจากข้อมูลราคาวัตถุดิบแต่ละชนิดย้อนหลังเป็นระยะเวลา 5 ปี ตามรูป 6.1 พบว่าราคาของถ่านหินและชีวมวลจะมีราคาถูกที่สุด โดยถ่านหินลิกไนต์จากแหล่งภายในประเทศมีราคาอยู่ที่ 600 – 700 บาทต่อตัน ราคาแกลบ 900 - 1,500 บาทต่อตัน และเศษไม้มีราคาอยู่ที่ประมาณตันละ 1,000 – 1,300 บาท ตามลำดับ



รูปที่ 6.1 ราคาวัตถุดิบที่ใช้ผลิตไดเมทิลอีเทอร์ตามหน่วยน้ำหนัก



รูปที่ 6.2 ราคาวัตถุดิบที่ใช้ผลิตไดเมทิลอีเทอร์ตามค่าความร้อน

เมื่อพิจารณาราคาของวัตถุดิบตามค่าความร้อนดังรูป 6.2 พบว่าราคาของถ่านหินลิกไนต์ในประเทศมีความผันผวนและราคาต่อค่าความร้อนถูกที่สุด โดยมีราคาอยู่ที่ 68.04 บาทต่อล้านบีทียู รองลงมาคือเศษไม้และแกลบมีราคาอยู่ที่ประมาณ 62.27 – 102 บาทต่อล้านบีทียู แต่ราคาค่อนข้างผันผวนเนื่องจากปริมาณสำรองและความต้องการของตลาดไม่ค่อยแน่นอน ส่วนถ่านหินนำเข้าคุณภาพ Steam coal จากต่างประเทศมีราคาอยู่ที่ 80-110 บาทต่อล้านบีทียูตามลำดับ

6.1.2 ราคาของไดเมทิลอีเทอร์ที่ผลิตได้ในประเทศ

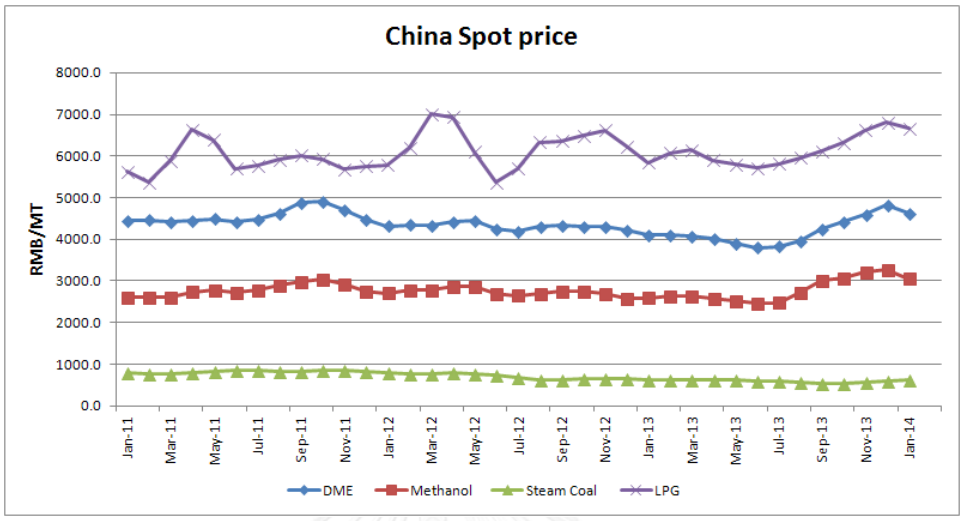
จากผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ในประเทศไทยโดยใช้เทคโนโลยีทางตรง ของมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม [35] พบว่าราคาของไดเมทิลอีเทอร์ที่ทำการผลิตจากถ่านหิน จะมีราคาถูกที่สุดโดยหากเป็นถ่านหินลิกไนต์จะตกอยู่ที่ประมาณตันละ 8,794 บาท หากเป็นถ่านหินนำเข้าจะตกอยู่ที่ประมาณตันละ 9,677 บาท รองลงมาคือการผลิตไดเมทิลอีเทอร์จากก๊าซธรรมชาติและชีวมวลตามลำดับ ซึ่งจากข้อมูลข้างต้นจึงสามารถสรุปได้ว่าถ่านหิน เหมาะสมที่จะใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ภายในประเทศมากที่สุดรองลงมาคือ ก๊าซธรรมชาติและชีวมวล โดยอาจจะเป็นถ่านหินนำเข้า หรือถ่านหินจากแหล่งในประเทศก็ยังคงเหมาะสมเนื่องจากมีราคาถูก โดยสามารถทำการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ได้ที่ประมาณตันละ 8000 – 9000 บาท

อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าผลการศึกษาทางเศรษฐศาสตร์จะสอดคล้องกับการศึกษาในบทที่ 5 ซึ่งพบว่าประเทศไทยมีทรัพยากรถ่านหินในประเทศอยู่พอสมควรและมีศักยภาพที่จะนำมาใช้เป็นวัตถุดิบเพื่อทำการผลิต DME ได้ แต่จากอดีตที่ผ่านมาพบว่าการใช้งานถ่านหินในประเทศนั้น ยังประสบปัญหาในด้านความเชื่อมั่นของประชาชนอยู่ การนำถ่านหินออกมาใช้งานในโครงการใหญ่ๆ จึงเป็นเรื่องยากพอสมควร การนำเข้าไดเมทิลอีเทอร์มาใช้งานจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งซึ่งจะได้ทำวิเคราะห์ความเหมาะสมต่อไป

6.2 การศึกษากรณีนำเข้าจากต่างประเทศ

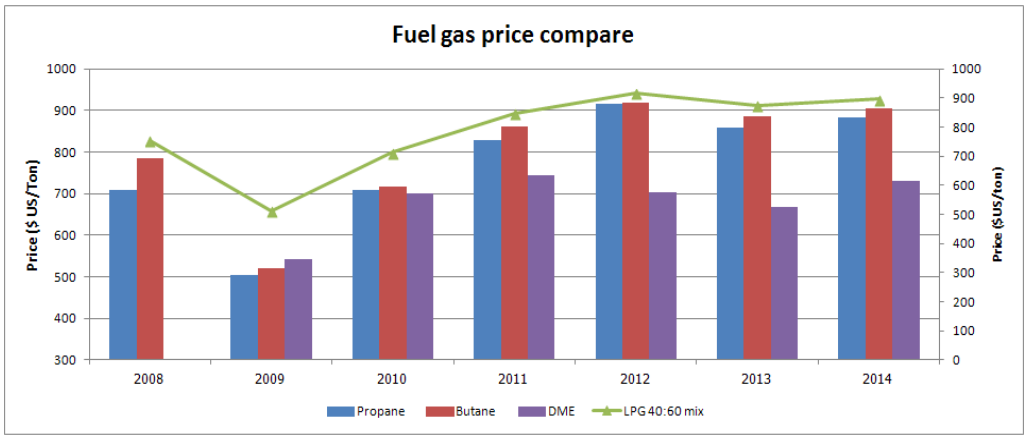
เนื่องจากไดเมทิลอีเทอร์ (DME) กำลังอยู่ในขั้นตอนการพัฒนาเพื่อนำมาใช้ในรูปแบบของเชื้อเพลิงอย่างเต็มรูปแบบ หลายๆ ประเทศ จึงยังคงเน้นการผลิตเองเพื่อใช้ภายในประเทศก่อน โดยมีรูปแบบและวัตถุประสงค์การใช้งานที่แตกต่างกันออกไปตามนโยบายของประเทศนั้นๆ การผลิตในปัจจุบันจึงเป็นการผลิตในระดับกลางถึงใหญ่โดยใช้วัตถุดิบที่สามารถหาได้ภายในประเทศเป็นหลัก ปัจจุบันประเทศที่มีการผลิตเชิงพาณิชย์มากที่สุดคือประเทศจีน โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อใช้ในการผสมกับก๊าซปิโตรเลียมเหลวเพื่อใช้ในครัวเรือนแถบท้องถิ่นชนบทที่ห่างไกลนอกจากนี้ยังนิยมใช้เป็นเชื้อเพลิงในยานพาหนะ อีกด้วย ประเทศจีนจึงมีการกำหนดราคาซื้อขายของ DME เพื่อเผยแพร่ให้ผู้ซื้อได้รับทราบโดยทั่วไป ซึ่งมีทั้งราคาล่วงหน้าและราคาสปอต [36, 37] โดยราคาดังกล่าวจะไม่อิงกับค่าความร้อน จากรูป 6.3 พบว่าราคา DME ในประเทศจีนมีแนวโน้มสอดคล้องกับราคาเมทานอล ทั้งนี้เนื่องจากกระบวนการผลิตในประเทศจีนทำการผลิต DME ร่วมกับการผลิตเมทานอลจากถ่านหิน โดย DME ในประเทศจีนมีราคาขายเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 4,600 หยวน หรือประมาณ 25,369 บาทต่อตัน ในขณะที่ราคาก๊าซ LPG ในประเทศจีนมีราคาอยู่ที่ 5,300-7,000 หยวน หรือประมาณ 29,000–36,000 บาทต่อตัน (ณ.วันที่ 14 ม.ค 57) ซึ่งจะเห็นได้ว่า DME ในประเทศจีนมีราคาถูกกว่าก๊าซ LPG

ถึงประมาณสามพันกว่าบาทเลยทีเดียว ทำให้ในช่วงหลายปีที่ผ่านมาประเทศจีนจึงมีการส่งเสริมให้ประชาชนใช้งาน DME กันอย่างแพร่หลายโดยเฉพาะการใช้งานในรูปแบบของการทดแทนก๊าซ LPG

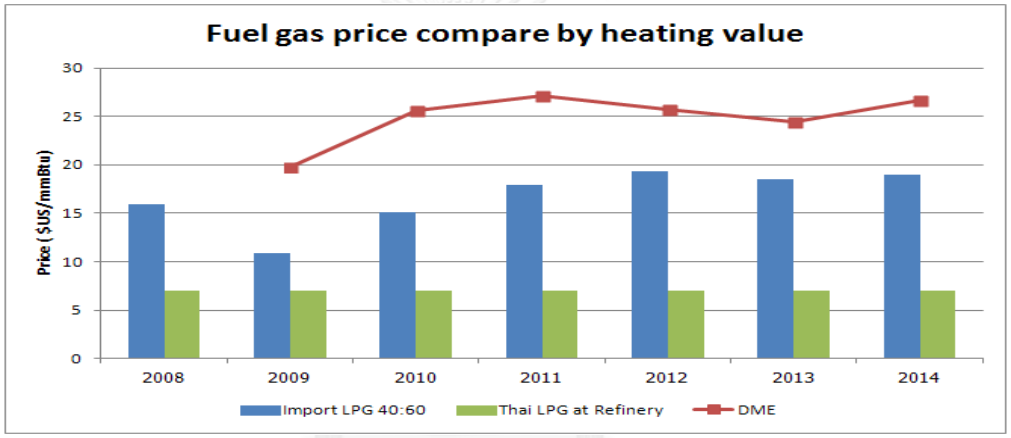


รูปที่ 6.3 ราคาวัตถุดิบที่ใช้ผลิตไดเมทิลอีเทอร์ในประเทศจีน, (www.sunsirs.com)

หากพิจารณาการซื้อขายก๊าซ LPG ในตลาดโลกแล้วจะพบว่ามีลักษณะการซื้อขายแยกกันระหว่างก๊าซโพรเพนและบิวเทน จากนั้นจะทำการขนส่งทางเรือแล้วนำไปผสมในอัตราส่วนที่ต้องการยังประเทศปลายทางเพื่อให้ได้ก๊าซ LPG ตามที่ต้องการ ยกเว้นบางครั้งที่มีการซื้อขายในรูปแบบของ LPG โดยตรง ซึ่งจะมีการอ้างอิงราคาเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนักตามสัดส่วนการผสม โดยประเทศไทยใช้การอ้างอิงราคาก๊าซ LPG จากประเทศออสเตรเลียซึ่งใช้ราคา CP ของ Saudi Aramco LPG Prices (ใช้สัดส่วนการผสม โพรเพน 40:60 บิวเทน) เมื่อทดลองทำการเปรียบเทียบราคา CP ของก๊าซเชื้อเพลิงในตลาดโลกตามรูป 6.4 แล้ว พบว่าแนวโน้มของราคา DME มีราคาถูกกว่า ก๊าซโพรเพนและบิวเทน โดยราคา DME นำเข้า ไม่รวมค่าขนส่งจะอยู่ในช่วงระหว่าง 600-700 เหรียญฯต่อตัน ในขณะที่ราคาก๊าซ LPG สัดส่วนผสม 40:60 จะมีราคาอยู่ที่ประมาณ 800-900 เหรียญฯต่อตัน ทั้งนี้เนื่องจาก DME ผลิตจากถ่านหิน ซึ่งเป็นวัตถุดิบที่มีราคาถูกอีกทั้งยังมีการพัฒนาเทคโนโลยีและต้นทุนการผลิตอย่างต่อเนื่องจึงส่งผลให้ DME มีราคาถูกกว่าก๊าซเชื้อเพลิงอื่นๆ



รูปที่ 6.4 เปรียบเทียบราคาก๊าซเชื้อเพลิงตามน้ำหนักซื้อขาย, Saudi Aramco LPG Price



รูปที่ 6.5 เปรียบเทียบราคาก๊าซเชื้อเพลิงตามค่าความร้อน, Saudi Aramco LPG Prices

หมายเหตุ : LPG 50:50 ค่าความร้อน 47,283 Btu/Kg, DME ค่าความร้อน 27,379.2 Btu/Kg, ราคา LPG ในประเทศหน้าโรงกลั่นควบคุมราคา 332 $/ton

แต่อย่างไรก็ตามเมื่อลองพิจารณาราคาของ DME ตามค่าความร้อนดังรูป 6.5 แล้ว จะพบว่า DME มีราคาแพงกว่าก๊าซ LPG โดย DME จะมีราคาอยู่ที่ 19.77 - 27.17 เหรียญต่อล้านบีทียู ในขณะที่ LPG นำเข้ามีราคาที่ประมาณ 10.85 - 19.39 เหรียญต่อล้านบีทียู ทั้งนี้เนื่องจาก DME มีค่าความร้อนน้อยกว่าก๊าซ LPG นั่นเอง (ค่าความร้อนของก๊าซ LPG 1Kg เทียบเท่า DME ประมาณ 1.6 kg) แต่หากนำ DME ไปใช้ในงานที่ไม่ต้องการความร้อนสูงมากนักหรือใช้ในรูปแบบของการผสมในเชื้อเพลิงอื่นๆ เพื่อลดปริมาณการใช้งานเชื้อเพลิงหลักลงถือว่า DME ยังมีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นอยู่พอสมควร

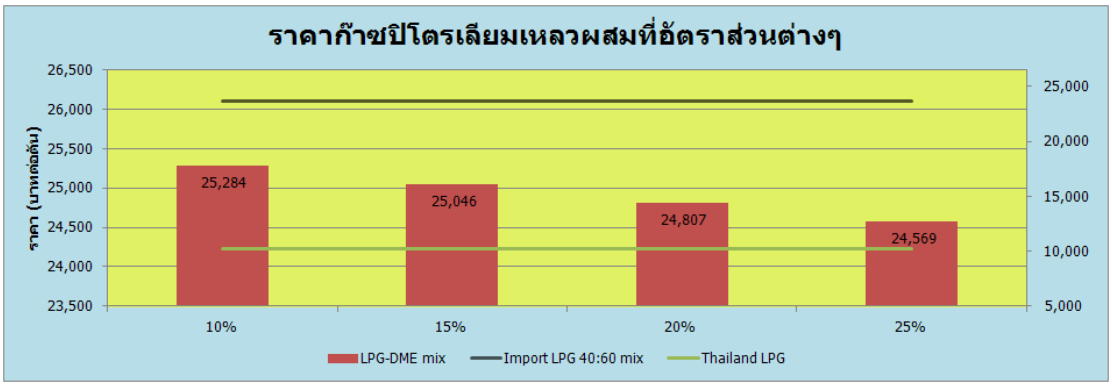
6.2.1 ผลการศึกษาราคาของไดเมทิลอีเทอร์กรณีนำเข้ามาผสมที่อัตราส่วนต่างๆ

เนื่องจากก๊าซปิโตรเลียมเหลวเป็นก๊าซที่ได้จากการผสมกันระหว่างก๊าซโพรเพนและบิวเทนที่อัตราส่วนต่างๆ ให้เหมาะสมกับการใช้งาน โดยจากการศึกษาข้อมูลการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย พบว่าก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยมีสัดส่วนการผสมระหว่างก๊าซโพรเพนและบิวเทนในอัตราส่วน 30:70 เพื่อให้ได้ค่าความร้อนที่สูงและประหยัดเวลาในการใช้งาน ในส่วนของไดเมทิลอีเทอร์นั้นได้มีนักวิจัยหลายๆ ประเทศได้ทดลองผสมกับก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่อัตราส่วนต่างๆ กัน เพื่อใช้เป็นก๊าซเชื้อเพลิงให้ความร้อน ต่างให้ความเห็นตรงกันว่าการผสมไดเมทิลอีเทอร์ที่อัตราส่วน 10-30% ลงไปในก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการหุงต้มในครัวเรือนได้โดยไม่ต้องมีการเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ใดๆ [38, 39] แต่สัดส่วนที่เหมาะสมที่สุดในการใช้งานเพื่อการหุงต้มหรือให้ความร้อนภายในบ้านนั้นควรจะอยู่ที่ประมาณ 15-20% [14, 38] เมื่อทำการจำลองการผสมไดเมทิลอีเทอร์ที่อัตราส่วนต่างๆ ลงในก๊าซปิโตรเลียมเหลว จากรูปที่ 6.6 พบว่าจากเดิมที่ประเทศไทยต้องใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวนำเข้าที่ราคาประมาณตันละ 26,109 บาท หากทำการผสมไดเมทิลอีเทอร์ลงไปที่อัตราส่วนต่างๆ จะทำให้ราคาก๊าซผสมที่ได้ลดลงเหลือประมาณราคาตันละ 24,569 – 25,284 หรือลดลงเฉลี่ยประมาณ 3-6% ขึ้นอยู่กับสัดส่วนการผสม โดยแนวโน้มราคาจะลดลงเมื่อสัดส่วนผสม DME ใน LPG เพิ่มมากขึ้น (เฉลี่ยลดลง 0.69 -1.48 บาทต่อกิโลกรัม) ซึ่งราคาก๊าซผสมนี้ถือว่าเป็นราคาหน้าโรงผลิตจึงส่งผลโดยตรงต่อราคาขายปลีกในท้องตลาดทั่วไปให้ลดลงตามไปด้วย

ตารางที่ 6.1 ราคาของก๊าซเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ

บาทต่อตัน

Mix DME & LPG	10%	15%	20%	25%	30%
LPG-DME mix	25,372	25,176	24,981	24,786	24,591
Thailand LPG	10,232	10,232	10,232	10,232	10,232
Import LPG 40:60 mix	26,109	26,109	26,109	26,109	26,109
โพรเพนเฉลี่ยปี 2010-2014	25,762	25,762	25,762	25,762	25,762
DME เฉลี่ยปี 2010-2014	21,860	21,860	21,860	21,860	21,860
LPG ในประเทศ ผสม 30:70	26,167	26,167	26,167	26,167	26,167



รูปที่ 6.6 ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวผสมที่อัตราส่วนต่างๆ

6.3 ปัจจัยของระบบการกำหนดราคาต่อราคาขายปลีกก๊าซ LPG ในประเทศไทย

จากผลการศึกษาในหัวข้อ 6.2 ทำให้เราทราบว่าการนำเข้า DME มาผสมในก๊าซ LPG นั้นจะส่งผลทำให้ราคาของก๊าซผสม LPG - DME มีราคาลดลงจากราคาขาย LPG ตลาดโลกเฉลี่ยประมาณ ตันละ 3-6% หรือ 0.69 -1.48 บาทต่อกิโลกรัมตามสัดส่วนผสม ซึ่งจะส่งผลให้ราคาขายปลีกก๊าซ LPG ลดลงตามไปด้วย แต่ก็ไม่มากนัก ปัจจัยที่สำคัญอีกประการหนึ่งที่กำหนดราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยคือระบบการกำหนดราคา ซึ่งมีการปรับเปลี่ยนมาแล้วหลายครั้งเพื่อให้ใกล้เคียงและสอดคล้องกับราคาตลาดโลก ในหัวข้อนี้จึงจะทำการศึกษาผลของปัจจัยด้านระบบราคา โดยจะทำการเปรียบเทียบแบบจำลองราคาของก๊าซ LPG กับก๊าซผสม LPG – DME ที่อัตราส่วนต่างๆ ภายใต้ระบบราคาแบบกึ่งอุดหนุนซึ่งเป็นระบบราคาในปัจจุบัน ระบบราคาแบบลอยตัว และระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนัก ซึ่งผลการวิเคราะห์จะทำให้เห็นถึงผลของระบบราคาที่มีต่อราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศ ซึ่งจะทำให้สามารถพิจารณากำหนดนโยบายการใช้งานไดเมทิลอีเทอร์ร่วมกับก๊าซปิโตรเลียมเหลว เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดกับระบบเศรษฐกิจ และผู้มีส่วนได้เสีย ในภาคส่วนต่างๆได้

6.3.1 วิธีการวิเคราะห์

ปัจจุบันประเทศไทยมีการกำหนดราคาของก๊าซปิโตรเลียมเหลวสำหรับภาคครัวเรือนเป็นแบบกึ่งลอยตัว คือมีการควบคุมราคาหน้าโรงกลั่นให้อยู่ที่ระดับราคา 333 เหรียญฯต่อตัน มาตั้งแต่ปี 2551 ซึ่งทำให้ผู้ใช้งานสามารถซื้อก๊าซปิโตรเลียมเหลวได้ในราคาที่ถูกกว่าตลาดโลก หากพิจารณาโครงสร้างราคาขายปลีกของก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยตามตารางที่ 6.2 แล้วจะพบว่าองค์ประกอบภายในโครงสร้างบางอย่างเช่น ภาษีต่างๆ ควรจะคงอัตราเหล่านี้ไว้ในการสร้างแบบจำลอง เนื่องจากผู้ประกอบการและประชาชนทั่วไปมีหน้าที่ต้องเสียภาษีส่วนนี้ให้แก่ภาครัฐเป็นปกติอยู่แล้ว แต่ในการศึกษาจะเลือกไม่นำเอากองทุนน้ำมันมาพิจารณาในระบบราคาแบบลอยตัวและแบบถ่วงน้ำหนักทั้งนี้เพราะกองทุนน้ำมันเป็นการจัดเก็บเพื่อชดเชยส่วนต่างราคาและไม่สะท้อนราคาจริงในตลาดโลก ซึ่งจำเป็นต้องยกเลิกหรือจัดเก็บให้น้อยลงตามเป้าหมายในระยะยาว อย่างไรก็ตามไม่ว่าจะเป็นโครงสร้างราคาแบบใดต่างมีองค์ประกอบที่สำคัญดังนี้

1. ราคาหน้าโรงกลั่น โรงแยกก๊าซ เป็นราคาที่สะท้อนถึงต้นทุนการผลิตโดยตรงของผู้ผลิต และเป็นราคาที่กำหนดตลาดโดยภาพรวม กล่าวคือเป็นราคาที่สะท้อนถึงภาพรวมการผลิตในตลาดโลก มีการ

เคลื่อนไหวขึ้นลงตามต้นทุนการผลิต ในระบบราคาแบบลอยตัวจะปล่อยให้ราคาหน้าโรงกลั่นสามารถขึ้นลงสะท้อนต้นทุนการผลิตโดยตรง แต่ในระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักจะเป็นการคิดราคาโดยเฉลี่ยจากสัดส่วนการผลิตและการนำเข้าของผู้ใช้งาน

2. ภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล เป็นภาษีที่จัดเก็บเพื่อเป็นรายได้ของรัฐบาลและท้องถิ่น ปัจจุบันกำหนดการจัดเก็บภาษีสรรพสามิตที่อัตราคงที่ 2.17 บาทต่อกิโลกรัม ภาษีเทศบาลจะจัดเก็บที่ 10 เปอร์เซ็นต์ของภาษีสรรพสามิตหรือ 0.1217 บาทต่อกิโลกรัม

3. กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เป็นการจัดเก็บเพื่อเป็นกองทุนสำหรับใช้ในการรักษาระดับราคาขายส่งและราคาขายปลีกภายในประเทศให้คงที่หรืออยู่ในระดับราคาที่รัฐตั้งไว้เพื่อแบ่งเบาภาระผู้บริโภคไม่ว่าราคาตลาดโลกจะเปลี่ยนแปลงไปอย่างไร รัฐบาลจะใช้วิธีจัดเก็บจากผู้ผลิตโดยตรงและอัตราการจัดเก็บจะถูกกำหนดโดยรัฐบาล (ปัจจุบันตรึงราคาขายส่งไว้ที่ 13.6863 บาทต่อกิโลกรัม)

4. ราคาขายส่ง ปัจจุบันกำหนดราคาขายส่งไว้ที่ 13.683 บาทต่อกิโลกรัม ซึ่งราคาขายส่งนี้จะต้องไปบวกกับภาษีมูลค่าเพิ่มอีก 7% เพื่อเป็นราคาขายหน้าคลังก๊าซ

5. ค่าการตลาด เป็นอัตราที่จัดเก็บเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของผู้ประกอบการค้าก๊าซ โดยปัจจุบันคงอัตราการจัดเก็บไว้ที่ 3.2566 บาทต่อกิโลกรัม

6. ราคาขายปลีก เป็นราคาขายทั่วไปในตลาด โดยในปัจจุบันรัฐบาลได้กำหนดราคาขายปลีกสำหรับภาคครัวเรือนที่มีรายได้น้อยไว้ที่ 18.13 บาทต่อกิโลกรัม และสำหรับการประกอบอาหารทั่วไปที่ 24.16 บาทต่อกิโลกรัม (ราคาขายปลีกในงานวิจัยนี้ เป็นราคาขายปลีกในจังหวัดที่มีคลังก๊าซตั้งอยู่เท่านั้น ไม่รวมถึงจังหวัดอื่นๆ เนื่องจากมีอัตราค่าขนส่งและค่าการตลาดเพิ่มเติมในส่วนภูมิภาค)

ตารางที่ 6.2 แสดงโครงสร้างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ใช้ศึกษา

		ระบบราคาในปัจจุบัน ปี 2556	ระบบราคาลอยตัวเต็มที่	ระบบราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก
1	ราคาหน้าโรงกลั่น	กำหนดให้ควบคุมราคาไว้ที่ 333.847 $/ton	ตลาดโลก	คิดราคาตามสัดส่วนการผลิตและนำเข้า
2	ภาษีสรรพสามิต	กำหนดไว้ 2.17บาทต่อกิโลกรัม	กำหนดไว้ 2.17บาทต่อกิโลกรัม	กำหนดไว้ 2.17บาทต่อกิโลกรัม
3	ภาษีเทศบาล (10%ของภาษีสรรพสามิต)	กำหนดไว้ 0.217 บาทต่อกิโลกรัม	กำหนดไว้ 0.217บาทต่อกิโลกรัม	กำหนดไว้ 0.217บาทต่อกิโลกรัม
4	กองทุนน้ำมันเพื่อควบคุมราคาขายส่ง	อุดหนุนหรือส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันเพื่อควบคุมราคาขายส่งที่ 13.6863 บาทต่อกิโลกรัม	ยกเลิกการอุดหนุนราคา	ยกเลิกการอุดหนุนราคา
5	ราคาขายส่ง			
6	ภาษีมูลค่าเพิ่ม	จัดเก็บที่ 7% ของราคาขายส่ง	จัดเก็บที่ 7% ของราคาขายส่ง	จัดเก็บที่ 7% ของราคาขายส่ง
7	ราคาหน้าคลัง			
8	กองทุนน้ำมันเพื่อชดเชยส่วนต่างโรงกลั่นและราคาตลาดโลก	จัดเก็บเพิ่มเติมเพื่อแยกประเภทการใช้งาน	ยกเลิกการจัดเก็บ	ยกเลิกการจัดเก็บ
9	ค่าการตลาด	จัดเก็บที่ 3.2566 บาทต่อกิโลกรัม	จัดเก็บที่ 3.2566 บาทต่อกิโลกรัม	จัดเก็บที่ 3.2566 บาทต่อกิโลกรัม
10	ภาษีมูลค่าเพิ่มจากค่าการตลาด	จัดเก็บที่ 7% ของค่าการตลาด	จัดเก็บที่ 7% ของค่าการตลาด	จัดเก็บที่ 7% ของค่าการตลาด
11	ราคาขายปลีก			

การวิเคราะห์ในงานวิจัยนี้จะทำการประเมินราคาขายปลีกสุดท้ายของผู้ใช้ก๊าซ LPG เพื่อใช้ในการหุงต้มประกอบอาหารเป็นหลัก โดยใช้ระบบโครงสร้างราคาในปัจจุบันเป็นฐานเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบกับระบบโครงสร้างราคาแบบลอยตัวและระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักตามตารางที่ 6.2 ซึ่งระบบราคาแบบลอยตัวถือเป็นระบบโครงสร้างราคาที่สะท้อนต้นทุนตามราคาตลาดโลกมากที่สุด ส่วนระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักนั้นถือเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจ เนื่องจากมีการเฉลี่ยต้นทุนตามสัดส่วนการผลิตและการนำเข้า ซึ่งมีลักษณะคล้ายคลึงกับประเทศไทยในปัจจุบัน โดยผู้วิจัยจะใช้สัดส่วนการผลิตและการนำเข้าก๊าซปิโตรเลียมเหลวของประเทศไทยในปี 2013 [6] เป็นปีฐานในการเปรียบเทียบ ซึ่งพบว่าในปี 2013 ประเทศไทยมีการจัดหาก๊าซปิโตรเลียมเหลวมาจาก 3 แหล่งใหญ่คือ จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติประมาณ 50% จากโรงกลั่นซึ่งนำเข้าน้ำมันดิบจากต่างประเทศมาผ่านกระบวนการกลั่น 25% และจากการนำเข้าอีกประมาณ 25% ซึ่งแต่ละแหล่งจะมีต้นทุนการผลิตที่แตกต่างกันตามตารางที่ 6.3 ผู้ทำการวิจัยได้ทำการปรับราคาต้นทุนการผลิตจากข้อมูลของสำนักนโยบายและแผนพลังงานโดยใช้ดัชนีราคาผู้บริโภค [40] ปี 2554 เป็นปีฐาน และใช้ปี 2556 เป็นปีปัจจุบัน ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ [41] ในกรุงเทพปี 2013 และให้ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวเป็นราคา Contract price [42] เฉลี่ยของปี 2013 สมมติฐานในการสร้างแบบจำลองตามระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักสรุปได้ดังตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 ต้นทุนการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ใช้วิเคราะห์ในระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนัก

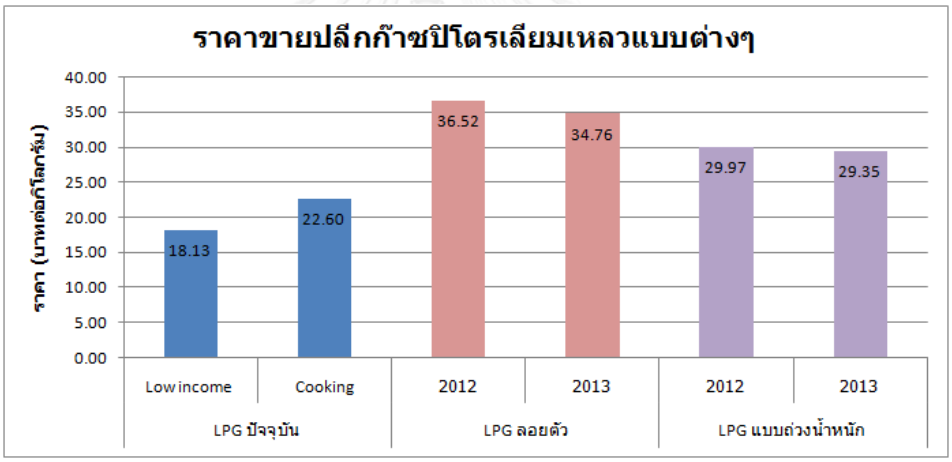
สัดส่วนการผลิต LPG ของประเทศไทยปี 2013 (%)		ต้นทุนการผลิต (USD/Ton)	หมายเหตุ
โรงแยกก๊าซ	50	578.96	ปรับจาก ราคาปี 2554 เป็นฐาน โดย สนพ
โรงกลั่น	25	804.23	ปรับจาก ราคาปี 2554 เป็นฐาน โดย สนพ
นำเข้า	25	873.35	ราคา Contract price เฉลี่ยปี 2013

แบบจำลองราคาขายปลีกในงานวิจัยนี้แบ่งระบบราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวการออกเป็น 3 ระบบได้แก่

1. ระบบราคาแบบกึ่งลอยตัว เป็นระบบราคาแบบอุดหนุนที่ประเทศไทยใช้อยู่ในปัจจุบัน มีการควบคุมราคาหน้าโรงกลั่นและราคาหน้าคลังก๊าซ โดยใช้กองทุนน้ำมันเป็นเครื่องมือในการชดเชยราคา ซึ่งรัฐบาลเป็นผู้ดำเนินการจัดเก็บ และให้สถาบันบริหารกองทุนน้ำมันเป็นผู้บริหารงาน
2. ระบบราคาแบบลอยตัว เป็นระบบการคิดราคาตามกลไกตลาดโลก ไม่มีการเข้าควบคุมราคาและชดเชยราคา
3. ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักเป็นระบบการคิดราคาที่อ้างอิงราคาร่วมกับสัดส่วนการผลิต การนำเข้า ระบบนี้ค่อนข้างจะเป็นที่ยอมรับและมีความแม่นยำพอสมควรเนื่องจากเป็นการเฉลี่ยราคาจากการสัดส่วนการผลิตและการนำเข้า ซึ่งถือว่าเป็นไปตามกลไกลตลาดและสามารถปรับเปลี่ยนได้ตามสถานการณ์ อีกทั้งยังสามารถสะท้อนถึงต้นทุนการผลิตได้ใกล้เคียงความเป็นจริงที่สุด

6.3.2 ผลการศึกษา

จากผลการศึกษาตามรูป 6.7 พบว่าปัจจัยด้านระบบการกำหนดราคามีผลโดยตรงต่อราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยพบว่าหากใช้ระบบราคาแบบลอยตัวราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวสำหรับการหุงต้ม ประกอบอาหารจะมีราคาสูงเพิ่มมากขึ้นเฉลี่ยประมาณกิโลกรัมละ 34.76 - 36.52 บาท เมื่อเทียบกับราคาที่รัฐบาลควบคุมอยู่ปัจจุบันที่ประมาณ 18.13 – 21.86 บาทต่อกิโลกรัม ทั้งนี้เพราะราคาหน้าโรงกลั่นขึ้นอยู่กับราคาตลาดโลกเป็นหลัก ส่วนราคาแบบถ่วงน้ำหนักนั้นพบว่าจะมีราคาที่ถูกกว่าราคาลอยตัวลงมาอยู่ที่ประมาณกิโลกรัมละ 29.35 - 29.97 บาท หรือถูกกว่าประมาณ 6-7 บาทต่อกิโลกรัม ทั้งนี้เนื่องจากมีสัดส่วนในการผลิต การนำเข้ามาเกี่ยวข้องจึงทำให้ราคาถูกลงแต่อย่างไรก็ตาม จะเห็นได้ว่ายังคงมีราคาแพงกว่าราคาปัจจุบันอยู่ค่อนข้างมากซึ่งสะท้อนให้เห็นว่าราคาหน้าโรงกลั่นในปัจจุบันไม่สอดคล้องกับราคาตลาดโลกและต้นทุนการผลิต ผู้ผลิตจึงมีโอกาสขาดทุนและรัฐบาลต้องใช้เม็ดเงินค่อนข้างมากจากกองทุนน้ำมันในการเข้าไปอุดหนุนในส่วนนี้



รูปที่ 6.7 เปรียบเทียบราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวตามระบบราคาแบบต่างๆ

นอกจากนี้ถึงแม้ว่าในระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักจะทำให้ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวมีราคาถูกลงค่อนข้างมาก แต่เมื่อพิจารณาถึงสัดส่วนการผลิต การนำเข้าที่ใช้ในการคำนวณจะพบว่าประเทศไทยมีสัดส่วนการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากก๊าซธรรมชาติถึง 50 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งถือว่าค่อนข้างสูง หากในอนาคตก๊าซธรรมชาติในประเทศเริ่มลดน้อยลงจึงเป็นความเสี่ยงที่อาจจะต้องนำเข้าเพิ่มขึ้นและอาจส่งผลให้ราคาขายปลีกเพิ่มสูงขึ้นอย่างกะทันหัน จึงควรที่จะพิจารณาการกระจายสัดส่วนการผลิตการนำเข้าให้เหมาะสมกับการใช้งานทรัพยากรภายในประเทศในระยะยาวด้วย

ตารางที่ 6.4 ราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวตามระบบราคาแบบต่างๆ

	LPG ปัจจุบัน		LPG ลอยตัว		LPG แบบถ่วงน้ำหนัก	
	Low income	Cooking	2012	2013	2012	2013
ราคาหน้าโรงกลั่น	10.2578	10.2578	28.4903	26.8468	22.37	21.78
สรรพสามิต	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17
ภาษีเทศบาล	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217
กองทุนน้ำมันเพื่อควบคุมราคาขายส่ง	1.042	1.042	-	-	-	-
ราคาขายส่ง	13.6863	13.6863	30.88	29.23	24.76	24.17
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	0.9580	0.9580	2.1614	2.0464	1.7330	1.6920
ราคาหน้าคลัง	14.64	14.64	33.04	31.28	26.49	25.86
กองทุนน้ำมันเพื่อชดเชยส่วนต่างโรงกลั่นและราคาตลาดโลก	-	4.2056	-	-	-	-
ค่าการตลาด	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566
ภาษีมูลค่าเพิ่มจากค่าการตลาด	0.228	0.488	0.228	0.228	0.228	0.228
ราคาขายปลีก	18.13	22.60	36.52	34.76	29.97	29.35

หมายเหตุ

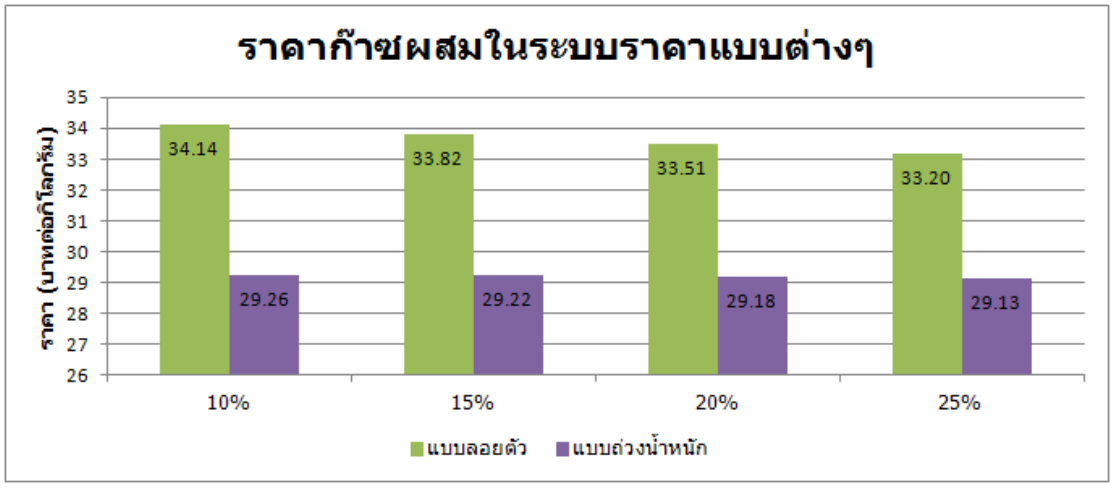
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยปี 2013	30.726	Baht/USD	ธนาคารแห่งประเทศไทย
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยปี 2012	31.083	Baht/USD	
ราคา LPG ตลาดโลกเฉลี่ยปี 2012	916.58	USD/ton	
ราคา LPG ตลาดโลกเฉลี่ยปี 2013	873.75	USD/ton	
ต้นทุนโรงกลั่นปรับตาม CPI	804.23	USD/ton	
ต้นทุนโรงแยกปรับตาม CPI	578.96	USD/ton	

ประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 76/2557 กำหนดที่ 333.847 USD/ton

6.4 การศึกษาทางเลือกของนโยบายการกำหนดราคาก๊าซผสมในประเทศไทย

6.4.1 ราคาของก๊าซผสม LPG-DME ตามโครงสร้างราคาปัจจุบัน

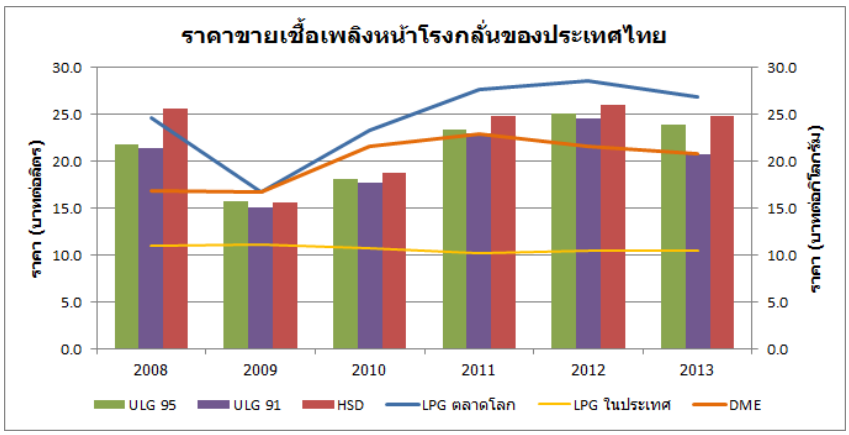
จากการศึกษาในหัวข้อ 6.3 พบว่าการใช้ DME ผสมในก๊าซ LPG จะทำให้ราคาของก๊าซผสมถูกลงและเมื่อประยุกต์ใช้ระบบราคาแบบลอยตัวและแบบถ่วงน้ำหนักในก๊าซผสม LPG-DME ที่อัตราส่วนต่างๆ ตามโครงสร้างราคาปัจจุบัน ดังรูป 6.8 พบว่าราคาขายปลีกของก๊าซปิโตรเลียมเหลวมีแนวโน้มลดลงตามสัดส่วนการผสม DME ที่เพิ่มมากขึ้นสอดคล้องกับผลการวิเคราะห์ในหัวข้อ 6.3 ซึ่งพบว่าปัจจัยด้านระบบการกำหนดราคามีผลต่อราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย โดยก๊าซผสมที่ใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนัก จะมีราคาขายปลีกอยู่ที่ประมาณ 29.13 – 29.26 บาทต่อกิโลกรัม ในขณะที่หากใช้ระบบราคาแบบลอยตัวร่วมกับการผสม DME จะทำให้ราคาลดลงเหลือประมาณกิโลกรัมละ 33.20 – 34.14 บาท จากราคาก๊าซ LPG ลอยตัวที่ 34.76 - 36.52 บาทต่อกิโลกรัม ซึ่งถือว่าการใช้ระบบราคาแบบลอยตัวในก๊าซผสมทำให้ราคาแตกต่างกับราคาก๊าซ LPG ในตลาดโลกไม่มากนัก การใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักในก๊าซผสม LPG - DME จึงถือเป็นทางเลือกที่เหมาะสมของนโยบายการกำหนดราคาก๊าซผสมในประเทศไทย แต่อย่างไรก็ตามควรพิจารณาปรับสัดส่วนการผลิตให้เหมาะสมด้วย ทั้งนี้เพราะถึงแม้ว่าการใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักจะทำให้ราคาก๊าซผสมมีราคาถูกลงมากแต่ในขณะเดียวกันก็มีความเสี่ยงในอนาคตหากปริมาณสำรองแหล่งผลิตในประเทศลดน้อยลง ในระยะยาวจึงควรมุ่งที่ระบบราคาแบบลอยตัวเป็นหลัก



รูปที่ 6.8 เปรียบเทียบราคาขายปลีกก๊าซผสมตามระบบราคาแบบต่างๆ

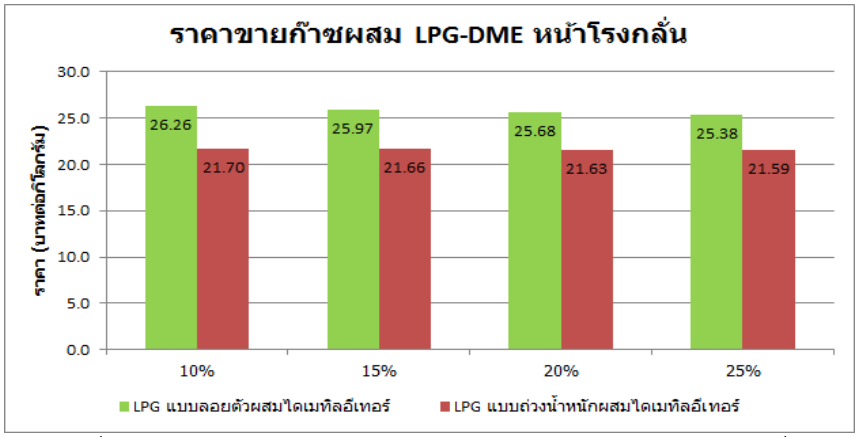
6.4.2 ราคาของก๊าซผสม LPG-DME ตามโครงสร้างราคาไม่รวมภาษีต่างๆ

จากผลการศึกษาในหัวข้อ 6.4.1 ถึงแม้ว่าการใช้งานก๊าซผสม LPG-DME ตามระบบราคาแบบลอยตัวและแบบถ่วงน้ำหนักจะทำให้ผู้ใช้งานก๊าซ LPG สามารถใช้งานก๊าซได้ในราคาที่ถูกลง แต่ปัจจัยสำคัญอีกประการหนึ่งซึ่งมีผลโดยตรงต่อราคาขายปลีกแก่ผู้บริโภคทั่วไป คืออัตราการจัดเก็บภาษีต่างๆ ในโครงสร้างราคาซึ่งสามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามความเหมาะสมในแต่ละช่วงเวลาเพื่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์ต่างๆ ในหัวข้อนี้จึงจะศึกษาถึงราคาของก๊าซผสม LPG-DME ที่ได้จากการผลิตหรือที่รู้จักโดยทั่วไปว่า ราคาหน้าโรงกลั่น ซึ่งผลการศึกษาจะทำให้สามารถวิเคราะห์การใช้งานก๊าซผสมได้ ในกรณีที่นโยบายด้านการจัดเก็บภาษีในโครงสร้างราคาเปลี่ยนแปลงไป โดยจากรูป 6.7 พบว่าก๊าซ LPG ในตลาดโลกจะมีราคาขายอยู่ที่ 16.69 – 28.49 บาทต่อกิโลกรัม ซึ่งมีแนวโน้มสอดคล้องกับราคาขายเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ ภายในประเทศ ในขณะที่ราคาก๊าซ LPG หน้าโรงกลั่นและโรงแยกในประเทศไทยมีราคาอยู่ที่ประมาณกิโลกรัมละ 10.1 -11 บาท ซึ่งถือว่ายังต่ำกว่าความเป็นจริงค่อนข้างมากทั้งนี้เนื่องจากประเทศไทยได้ดำเนินนโยบายควบคุมราคาหน้าโรงกลั่นให้อยู่ที่ 333 เหรียญฯ ต่อตัน มาตั้งแต่ปี 2008 เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระของผู้ใช้งานและส่งเสริมให้ประชาชนทั่วไปสามารถเข้าถึงพลังงานขั้นพื้นฐานได้อย่างทั่วถึง ราคาขายหน้าโรงกลั่นจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลงมากนัก (เปลี่ยนแปลงตามอัตราแลกเปลี่ยนเท่านั้น) ซึ่งผลกระทบที่เกิดจากการดำเนินนโยบายดังกล่าวกลับทำให้ภาระในการชดเชยราคาของรัฐบาลเพิ่มสูงขึ้นทุกปี



รูปที่ 6.9 ราคาขายเชื้อเพลิงชนิดต่างๆหน้าโรงกลั่นของประเทศไทย

หากพิจารณาราคาของ DME นำเข้า จะพบว่ามีราคาอยู่ในช่วงระหว่าง 16.64 – 22.86 บาทต่อกิโลกรัม ซึ่งถือว่ามีราคาถูกกว่าก๊าซ LPG ในตลาดโลก การนำ DME มาใช้งานเพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนในการหุงต้มประกอบอาหารในภาคครัวเรือนเพื่อทดแทนก๊าซ LPG จึงถือเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจในการนำเข้ามาใช้ในประเทศไทย นอกจากนี้หากพิจารณานำ DME มาผสมในก๊าซ LPG ในอัตราส่วนต่างๆ ตามรูป 6.8 ภายใต้ระบบราคาแบบลอยตัวและแบบถ่วงน้ำหนัก จะพบว่าราคาหน้าโรงกลั่นของก๊าซผสม LPG-DME จะมีราคาถูกลงจากเดิมเฉลี่ยกิโลกรัมละ 0.2 - 1.46 บาท (จากราคาก๊าซ LPG เฉลี่ยปี 2013) นอกจากนี้ยังพบว่าการใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักตามสัดส่วนการผลิต การนำเข้าของไทยจะทำให้ราคาของก๊าซ LPG หน้าโรงกลั่นมีราคาถูกที่สุด โดยมีราคาอยู่ที่ 21.59 – 21.70 บาทต่อกิโลกรัม ในขณะที่ก๊าซผสมที่ใช้ระบบราคาแบบลอยตัวจะมีราคาอยู่ที่ 25.38 - 26.26 บาทต่อกิโลกรัม ซึ่งจากข้อมูลดังกล่าวจึงสามารถสรุปได้ว่าการใช้ DME ช่วยให้ราคาของก๊าซ LPG หน้าโรงกลั่นมีราคาถูกลง โดยราคาที่ถูกลงนี้จะส่งผลโดยตรงต่อราคาขายปลีกทั่วไปด้วย



รูปที่ 6.10 เปรียบเทียบราคาขายก๊าซผสม LPG – DME หน้าโรงกลั่น

จากการศึกษาข้างต้นจึงสามารถสรุปได้ว่าวัตถุดิบที่เหมาะสมสำหรับการผลิต DME ในประเทศไทยคือ ถ่านหินทั้งนี้อาจจะเป็นถ่านหินภายในประเทศหรือนำเข้าจากต่างประเทศก็ได้ เนื่องจากมีราคาถูกโดยถ่านหินในประเทศจะมีราคาอยู่ที่ประมาณตันละ 600 – 2,300 บาท หากเป็นถ่านหินนำเข้าจะมีราคาตันละ 2,045 – 3,200 บาทต่อตัน โดยผลการศึกษาสอดคล้องกับการศึกษาในบทที่ 5 ซึ่งพบว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิต DME จากวัตถุดิบถ่านหิน แต่อย่างไรก็ตามในอดีตที่ผ่านมาพบว่าการนำถ่านหินออกมาใช้งานในโครงการใหญ่ๆ ยังคงมีการต่อต้านและไม่ได้รับการยอมรับจากประชาชน เนื่องจากส่วนใหญ่ยังขาดความเชื่อมั่นในเรื่องผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม จึงยังเป็นเรื่องยากพอสมควรที่จะทำการผลิต DME จากถ่านหินภายในประเทศ การนำเข้า DME มาใช้งานจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจ ซึ่งจากการศึกษาพบว่า DME ในตลาดโลกมีราคาถูกกว่าก๊าซ LPG นำเข้าโดยราคา DME นำเข้าจะอยู่ช่วงระหว่าง 600-700 เหรียญต่อตัน ในขณะที่ราคาก๊าซ LPG สัดส่วนผสม 40:60 จะมีราคาอยู่ที่ประมาณ 800-900 เหรียญต่อตัน นอกจากนี้เมื่อทำการจำลองการผสม DME ที่อัตราส่วนต่างๆ กับก๊าซ LPG พบว่าจากเดิมที่ประเทศไทยต้องใช้งานก๊าซ LPG นำเข้าประมาณตันละ 26,109 บาท หากทำการผสม DME ลงไปที่อัตราส่วนต่างๆ จะทำให้ราคาลดลงเหลือประมาณตันละ 24,573 – 25,365 บาท หรือลดลงเฉลี่ยประมาณ 3-6% ขึ้นอยู่กับสัดส่วนการผสม การผสม DME ลงในก๊าซ LPG จึงถือเป็นแนวทางที่น่าสนใจในการนำมาใช้ในประเทศไทย อย่างไรก็ตามปัจจัยเรื่องระบบการกำหนดราคาถือว่ามีความสำคัญและส่งผลโดยตรงต่อราคาขายปลีก ผู้วิจัยจึงได้ทำการจำลองราคาขายปลีกตามระบบราคาแบบต่างๆในประเทศไทยโดยใช้ระบบราคาปัจจุบันเป็นฐานในการเปรียบเทียบและพบว่าจากราคาก๊าซ LPG ลอยตัวในตลาดโลกที่กิโลกรัมละ 34.76 - 36.52 บาท การใช้ DME ผสมลงในก๊าซ LPG ที่สัดส่วน 10-25% โดยใช้ระบบราคาแบบลอยตัว ก๊าซผสมจะมีราคาอยู่ที่ประมาณกิโลกรัมละ 33.20 – 34.14 บาท หากใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักจะมีราคาอยู่ที่กิโลกรัมละ 29.13 – 29.36 บาท นอกจากนี้เนื่องจากโครงสร้างราคาก๊าซ LPG ในปัจจุบันมีการจัดเก็บภาษีอื่นๆ เพิ่มเติมเพื่อเป็นรายได้ของภาครัฐซึ่งภาษีเหล่านี้สามารถปรับเปลี่ยนได้ตลอดเวลาเพื่อให้เหมาะสมกับสภาวการณ์ต่างๆ ผู้วิจัยจึงได้ศึกษาเพิ่มเติมถึงราคาของก๊าซผสมเมื่อไม่รวมภาษีต่างๆ ซึ่งถือเป็นราคาหน้าโรงกลั่นหรือโรงผลิต จากการศึกษาพบว่าราคาของก๊าซผสมเมื่อไม่รวมภาษีต่างๆ ในระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักจะอยู่ที่ 21.59 – 21.70 บาทต่อกิโลกรัม ในขณะที่การการใช้ระบบราคาแบบลอยตัวก๊าซผสม LPG-DME จะมีราคาอยู่ที่ 25.38 - 26.26 บาทต่อกิโลกรัม การใช้ DME ผสมลงในก๊าซ LPG ร่วมกับการใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนัก หรือการใช้ DME ทดแทนการใช้งานก๊าซ LPG สำหรับการหุงต้มประกอบอาหารและให้ความร้อนทั่วไปจึงเป็นทางเลือกที่เหมาะสมกับประเทศไทย ซึ่งนอกจากจะช่วยแบ่งกลุ่มผู้บริโภคและแก้ไขปัญหาผลกระทบจากการอุดหนุนราคาก๊าซ LPG แล้ว ก๊าซผสม LPG – DME ที่ได้ยังมีราคาขายปลีกที่ถูกกว่าก๊าซ LPG ปกติอีกด้วยซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อผู้บริโภคทั่วไป

บทที่ 7
สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

จากการศึกษาการนำไดเมทิลอีเทอร์ (DME) มาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในประเทศไทยสามารถสรุปผลการศึกษาออกเป็น 4 ส่วนได้แก่ สรุปผลการศึกษานโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวและผลกระทบที่เกิดขึ้น สรุปผลการศึกษาการนำ DME เข้ามาใช้ทดแทนก๊าซ LPG ในประเทศไทย สรุปผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเทคนิคและสรุปผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

7.1 สรุปผลการศึกษานโยบายการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวและผลกระทบ

จากการศึกษาพบว่าประเทศไทยมีนโยบายอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวมาตั้งแต่ปี 2522 จนถึงปัจจุบัน โดยใช้กองทุนน้ำมันเป็นเครื่องมือในการเข้าชดเชยราคาส่วนต่าง ซึ่งผลจากการดำเนินนโยบายดังกล่าวก่อให้เกิดปัญหาและผลกระทบมากมายทั้งทางตรงและทางอ้อม เช่น การใช้งานผิดประเภท การลักลอบนำก๊าซในประเทศไทยไปขายยังประเทศเพื่อนบ้านเพื่อทำกำไรส่วนต่าง ฯลฯ ถึงแม้ว่ารัฐบาลหรือผู้ที่เกี่ยวข้องจะมีความพยายามในการปรับโครงสร้างราคามาแล้วหลายครั้ง เพื่อลดภาระหนี้ของกองทุนชดเชยและผลกระทบด้านต่างๆ ลง แต่ก็ไม่ประสบผลสำเร็จมากนัก ซึ่งจากการศึกษาพบว่าสาเหตุที่ปัญหาดังกล่าวไม่สามารถทำการแก้ไขได้อย่างเด็ดขาดและต้องสูญเสียงบประมาณเป็นจำนวนมาก ทั้งนี้เนื่องจากรัฐบาลหรือผู้ใช้นโยบายไม่สามารถแยกกลุ่มผู้บริโภคออกจากกันได้อย่างชัดเจน ทำให้การเข้าช่วยเหลืออุดหนุนราคาที่ผ่านมาเป็นไปในรูปแบบของการได้รับการอุดหนุนเท่ากันหมด ซึ่งทำให้ต้องใช้เงินอุดหนุนเป็นจำนวนมาก และไม่ตรงตามวัตถุประสงค์ในการเข้าชดเชยราคาเพื่อช่วยเหลือผู้ที่ได้รับผลกระทบจริงๆ แนวทางในการแก้ไขปัญหาดังกล่าวต้องพยายามหามาตรการเพื่อแบ่งแยกกลุ่มผู้บริโภคออกจากกันให้ชัดเจนและเข้าทำการช่วยเหลือให้ตรงกลุ่ม จึงจะเป็นสามารถแก้ไขปัญหาดังกล่าวได้ในระยะยาว

7.2 สรุปผลการศึกษาการนำ DME เข้ามาใช้ทดแทนก๊าซ LPG ในประเทศไทย

จากผลการศึกษาพบว่า DME สามารถใช้งานในรูปแบบของเชื้อเพลิงได้อย่างหลากหลายเช่น ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการหุงต้ม ใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ใช้เป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมการผลิต ฯลฯ ซึ่งปัจจุบันมีการใช้งานแล้วในหลายๆ ประเทศ เช่น จีน สหรัฐอเมริกา เกาหลีใต้ ญี่ปุ่น ฯลฯ สำหรับประเทศไทยสามารถใช้งาน DME ในรูปแบบของการผสมใน LPG ที่อัตราส่วน 10-25% โดยน้ำหนัก ซึ่งจากงานวิจัยหลายๆ งานพบว่าการผสมที่อัตราส่วนดังกล่าวไม่จำเป็นต้องเปลี่ยนแปลง

อุปกรณ์ใดๆ แต่จะมีผลทำให้ค่าความร้อนของก๊าซผสม LPG-DME ลดลงตามสัดส่วนการผสม DME จากเดิมเล็กน้อยเท่านั้น ซึ่งหากนำก๊าซผสมไปใช้กับงานที่ไม่ต้องการความร้อนสูงมากนัก เช่น การใช้งานหุงต้มประกอบอาหารทั่วไป ถือว่าเหมาะสมแต่ก๊าซผสมจะไม่เหมาะสำหรับงานที่ต้องการความร้อนสูง เช่น การใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ การใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตอื่นๆ เป็นต้น ซึ่งการใช้งานก๊าซผสมดังกล่าวนอกจากจะสามารถช่วยแบ่งแยกกลุ่มผู้บริโภคออกจากกันได้อย่างชัดเจน ช่วยแก้ไขปัญหาการใช้งานผิดประเภท การลักลอบใช้งานข้ามกลุ่มแล้ว ยังเป็นการช่วยลดการใช้งานก๊าซ LPG ซึ่งมีแนวโน้มราคาสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องอีกด้วย นอกจากนี้จากการศึกษายังพบว่าการเติม DME ที่อัตราส่วนต่างๆ จะช่วยให้ภาระการชดเชยราคาก๊าซ LPG ของรัฐบาลลดลงอีกด้วย โดยจากเดิมที่รัฐต้องเข้าชดเชยราคาก๊าซ LPG ที่กิโลกรัมละ 8-10 บาท สำหรับภาคครัวเรือนและผู้มีรายได้น้อย เพื่อตรึงราคาขายปลีกที่กิโลกรัมละ 18.13 บาท หากทำการผสม DME ลงไปจะทำให้เงินชดเชยเหลือ 3-7 บาทต่อกิโลกรัมตามสัดส่วนผสม ทำให้ภาระการอุดหนุนราคาก๊าซ LPG ของรัฐบาลประมาณ 41,000 ล้านบาทต่อปี ลดลงเหลือประมาณ 23,000 – 27,000 ล้านบาทต่อปีตามไปด้วย (หรือคิดเป็นส่วนต่างประมาณ 17,000 ล้านบาทต่อปี) ซึ่งจากข้อดีดังกล่าวทำให้การใช้ DME ผสมในก๊าซ LPG จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจในการแก้ไขปัญหาการอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวและลดภาระหนี้จากการเข้าชดเชยราคาก๊าซ LPG ของไทยลง อย่างไรก็ตามพบว่าประเทศที่ใช้งาน DME ส่วนใหญ่จะทำการผลิตจากวัตถุดิบในประเทศและใช้เองเป็นหลัก หากประเทศไทยจะนำมาใช้จึงควรจะพิจารณาวิเคราะห์ความพร้อมดังกล่าวด้วย รวมถึงพิจารณาแนวทางการกำหนดราคาและการใช้งาน DME เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อผู้มีส่วนได้เสียทั้งหมด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

7.3 สรุปผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเทคนิค

จากการศึกษาศักยภาพวัตถุดิบและเทคโนโลยีในการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ในประเทศไทย พบว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ (DME) จากวัตถุดิบภายในประเทศ โดยสามารถทำการผลิตได้จาก ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และชีวมวล ซึ่งวัตถุดิบเหล่านี้ได้กระจายตัวอยู่ตามภูมิภาคของไทยและมีปริมาณสำรองที่แตกต่างกันออกไป ซึ่งการเลือกใช้วัตถุดิบแต่ละชนิดจำเป็นต้องคำนึงถึงความเหมาะสมด้านปริมาณสำรองและความพร้อมด้านการจัดหาด้วย ด้านการประเมินทางเทคโนโลยีพบว่าส่วนใหญ่ประเทศผู้พัฒนาเทคโนโลยีจะกระจายตัวอยู่ตามภูมิภาคต่างๆของโลก และมีความเชี่ยวชาญการผลิตจากวัตถุดิบที่แตกต่างกันออกไป ซึ่งเน้นความยั่งยืนในด้านการจัดหาวัตถุดิบเป็นหลัก โดยสังเกตได้จากการที่ผู้พัฒนาเทคโนโลยีแต่ละรายมักจะเลือกพัฒนาการผลิตจากวัตถุดิบที่หาได้ง่ายในภูมิภาคนั้นๆ นอกจากนี้ยังพบว่าประเทศไทยเหมาะสมกับการผลิตด้วยเทคโนโลยีการสังเคราะห์แบบทางตรงเนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่ไม่ซับซ้อนมากนักและมีการลงทุนน้อยกว่าแบบ

ทางอ้อม อีกทั้งยังมีความยืดหยุ่นด้านชนิดของวัตถุดิบที่ป้อนอีกด้วย โดยสามารถเลือกเทคโนโลยีการผลิตจากผู้พัฒนารายใดก็ได้ อย่างไรก็ตามการจะดำเนินการผลิตนั้นจำเป็นต้องมีข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์ประกอบการตัดสินใจด้วย เช่น รูปแบบการนำ DME มาใช้งานจะต้องนำเข้า หรือผลิตเอง ตลอดจนนโยบายด้านการกำหนดราคาซึ่งจะส่งผลโดยตรงต่อราคาขายปลีกทั่วไป

7.4 สรุปผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

7.4.1 กรณีประเทศไทยทำการผลิตเอง

จากการศึกษาพบว่าหากประเทศไทยทำการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ (DME) เอง วัตถุดิบที่เหมาะสมที่สุดคือถ่านหินทั้งจากแหล่งภายในประเทศและการนำเข้า รองลงมาได้แก่ ชีวมวล และก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้เนื่องจากถ่านหินมีราคาถูกและมีความผันผวนของราคาค่อนข้างน้อยเมื่อเทียบกับวัตถุดิบชนิดอื่นๆ จากรายงานผลการศึกษาของมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม [49] พบว่าการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ในประเทศไทยมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยราคาของไดเมทิลอีเทอร์ที่ทำการผลิตโดยเทคโนโลยีทางตรงจากถ่านหินลิกไนต์จะอยู่ที่ประมาณตันละ 8,794 บาท หากเป็นถ่านหินนำเข้าราคาของไดเมทิลอีเทอร์จะอยู่ที่ประมาณตันละ 9,677 บาท ซึ่งผลการศึกษาสอดคล้องกับการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเทคนิคของประเทศไทยที่พบว่าถ่านหินมีความเหมาะสมที่จะเป็นวัตถุดิบเพื่อใช้ผลิตไดเมทิลอีเทอร์ในประเทศเนื่องจากมีปริมาณสำรองค่อนข้างมากและมีราคาถูก แต่อย่างไรก็ตามช่วงหลายปีที่ผ่านมาพบว่าการนำถ่านหินออกมาใช้งานในโครงการใหญ่ๆ ในประเทศไทยเป็นเรื่องที่ค่อนข้างยาก เนื่องจากประชาชนยังขาดความเชื่อมั่นในเรื่องความปลอดภัยและผลกระทบกับสิ่งแวดล้อม การนำเข้า DME เพื่อมาใช้งานจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจเพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าว

7.4.2 กรณีประเทศไทยนำเข้าจากต่างประเทศ

จากผลการศึกษาพบว่าเมื่อทำการเปรียบเทียบราคา Contract price ของไดเมทิลอีเทอร์ (DME) กับราคาของก๊าซเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ พบว่าไดเมทิลอีเทอร์มีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ ประมาณ 10-20 เปอร์เซ็นต์ ทั้งนี้เนื่องจากมีต้นทุนในเรื่องของวัตถุดิบในการผลิตที่ถูกกว่า โดยหากนำเข้าไดเมทิลอีเทอร์จากต่างประเทศจะมีราคาอยู่ที่ระหว่าง 600-700 เหรียญฯต่อตัน ในขณะที่ราคาก๊าซ LPG สัดส่วนผสม 40:60 จะมีราคาอยู่ที่ประมาณ 800-900 เหรียญฯต่อตัน เมื่อทำการจำลองการใช้งานไดเมทิลอีเทอร์ในรูปแบบของการผสมในก๊าซ LPG ที่อัตราส่วนต่างๆ พบว่าราคาของก๊าซผสม LPG – DME มีแนวโน้มราคาถูกลง 3-6 เปอร์เซ็นต์ตามสัดส่วนผสม ซึ่งทำให้จากเดิมที่ผู้บริโภคต้องใช้ก๊าซ LPG นำเข้าราคาตันละ 26,109 บาท หากทำการผสม DME ลงไปราคาจะเหลือประมาณ

ตันละ 24,573 – 25,365 บาท อย่างไรก็ตามเนื่องจากไดเมทิลอีเทอร์มีค่าความร้อนน้อยกว่าก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG 1Kg. เทียบเท่า DME 1.6 Kg.) การเติมในสัดส่วนที่มากเกินไปจะทำให้ความร้อนที่ได้น้อยลงและผู้ใช้งานต้องปรับเปลี่ยนอุปกรณ์บางส่วนให้เหมาะสมกับก๊าซผสมด้วย โดยจากงานวิจัยหลายๆ งาน และการใช้งานจริงต่างให้ความเห็นว่าสัดส่วนที่เหมาะสมกับการใช้งานให้ความร้อนทั่วไปในการหุงต้ม หรือใช้ภายในบ้านโดยไม่ต้องเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ใดๆอยู่ที่ประมาณ 15-20 เปอร์เซ็นต์ โดยน้ำหนัก

ปัจจัยสำคัญอีกประการหนึ่งที่ส่งผลโดยตรงต่อราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยคือ ระบบการกำหนดราคาซึ่งจากการศึกษาพบว่าหากใช้ระบบราคาแบบลอยตัวตามตลาดโลก ก๊าซ LPG จะมีราคาอยู่ที่ 34.76 - 36.52 บาทต่อกิโลกรัมและมีความผันผวนค่อนข้างมาก แต่หากใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักจะทำให้ราคาก๊าซ LPG ถูกลงเหลือประมาณกิโลกรัมละ 29.35- 29.97 บาท ทั้งนี้เนื่องจากมีสัดส่วนในการผลิต การนำเข้า มาเกี่ยวข้อง นอกจากนี้เมื่อประยุกต์ใช้ระบบราคากับก๊าซผสม LPG - DME ที่สัดส่วน 10-25% พบว่าก๊าซผสมที่ใช้ระบบราคาแบบลอยตัวราคาจะอยู่ที่กิโลกรัมละ33.20 – 34.14 บาท ส่วนระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักราคาจะลดลงเหลือประมาณกิโลกรัมละ 29.13 – 29.36 บาท จึงสามารถสรุปได้ว่าปัจจัยด้านระบบการกำหนดราคามีผลโดยตรงต่อราคาขายปลีกก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยหากปล่อยให้ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวลอยตัวตามราคาตลาดโลกจะมีราคาที่ค่อนข้างสูง แต่หากใช้วิธีคิดราคาแบบถ่วงน้ำหนักตามสัดส่วนการผลิต การนำเข้า ราคาของก๊าซปิโตรเลียมเหลวจะลดลง อย่างไรก็ตามการใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักมีความเสี่ยงในเรื่องของปริมาณสำรองและนโยบายการผลิตของผู้ผลิต ส่วนการปล่อยให้ราคาเป็นระบบราคาแบบลอยตัวก็มีความเสี่ยงที่ราคาจะสูงเกินไป อันจะทำให้ผู้บริโภคโดยเฉพาะผู้มีรายได้น้อยได้รับผลกระทบอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ การใช้ไดเมทิลอีเทอร์ควบคู่กับการกำหนดระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักจึงเป็นอีกตัวเลือกหนึ่งที่น่าสนใจในการนำมาใช้เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระของผู้บริโภคและลดปัญหาอื่นๆที่เกิดจากการดำเนินโยบายอุดหนุนราคา

7.5 ข้อเสนอแนะ

7.5.1 การนำไดเมทิลอีเทอร์เข้ามาใช้ทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทย

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาเบื้องต้นถึงการนำไดเมทิลอีเทอร์มาใช้ในประเทศไทย ซึ่งได้จำลองแนวทางการใช้งานไดเมทิลอีเทอร์ในรูปแบบของการผสมในก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่อัตราส่วนต่างๆ และศึกษาผลกระทบของระบบราคาต่อก๊าซผสมที่ได้ โดยไม่ได้ลงรายละเอียดในการวิเคราะห์ทางการเงินและการลงทุน หากผู้สนใจต้องการลงทุนหรือต้องการทราบถึงความเป็นไปได้ในระดับการผลิตจำเป็นต้องนำข้อมูลทางการเงิน การลงทุน ระบบโครงสร้างพื้นฐาน ตลอดจนกฎหมายที่เกี่ยวข้อง มา

วิเคราะห์ประกอบด้วยเพื่อให้สามารถเห็นภาพได้ชัดเจนยิ่งขึ้น ในส่วนของราคาก๊าซผสม LPG-DME นั้นถึงแม้ว่าจะมีราคาถูกลงแต่ค่าความร้อนที่ได้ก็จะลดลงตามไปด้วยซึ่งเหมาะสมกับการใช้งานบางประเภทเท่านั้น เช่นการให้ความร้อนสำหรับการหุงต้ม การประกอบอาหาร หากต้องการนำไปใช้เพื่อวัตถุประสงค์อื่น จำเป็นต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมในด้านเทคนิคและปรับปรุงคุณสมบัติของก๊าซผสม LPG – DME ต่อไป นอกจากนี้ยังไม่ได้ศึกษาถึงเงื่อนไขการนำเข้าและระบบภาษีศุลกากรต่างๆ ซึ่งล้วนมีผลต่อราคาสุดท้ายของ DME ทั้งสิ้น

7.5.2 ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการใช้งานก๊าซผสมในประเทศไทย

จากการที่ประเทศไทยมีนโยบายการเข้าอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) มาเป็นระยะเวลานาน ทำให้เกิดปัญหาและผลกระทบตามมามากมาย ซึ่งจากการศึกษาเป็นที่น่าสังเกตว่า วิธีการอุดหนุนราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ผ่านมา จะใช้วิธีการกำหนดให้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวทุกกิโลกรัมที่ใช้งาน ไม่ว่าจะเพื่อการหุงต้ม เพื่อใช้ในรถยนต์ หรือเพื่อใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม ต่างได้รับเงินอุดหนุนชดเชยด้วยกันทั้งหมด ซึ่งเป็นการดำเนินการที่ผิดวัตถุประสงค์ ทั้งนี้เพราะวัตถุประสงค์หลักของการอุดหนุนราคาคือการเข้าอุดหนุนเพื่อช่วยเหลือผู้ใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่มีรายได้น้อยและเพื่อใช้ในการหุงต้มเท่านั้น ผู้ทำการวิจัยเห็นว่าสาเหตุที่แท้จริงของปัญหาราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวในประเทศไทยคือในทางปฏิบัติภาครัฐไม่สามารถแยกตลาดผู้บริโภคก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ใช้ในการหุงต้ม ออกจากตลาดของการใช้งานประเภทอื่นๆ ได้อย่างชัดเจน โดยเฉพาะอย่างยิ่งการใช้ในรถยนต์ จึงก่อให้เกิดปัญหาตามมามากมาย เช่น การใช้งานผิดประเภท การลักลอบนำเอาออกไปขายยังประเทศเพื่อนบ้านเนื่องจากมีราคาที่ถูกกว่า เป็นต้น นอกจากนี้ผลจากการเข้าอุดหนุนราคาทำให้รัฐบาลต้องแบกรับภาระการชดเชยปีละหลายพันล้านบาท ซึ่งในความเป็นจริงแล้วรัฐบาลควรจะปล่อยให้ราคาลอยตัวและเป็นไปตามตลาดโลก ซึ่งจะสามารถสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ทำให้เกิดการผลิต การแข่งขันและการบริโภคที่มีประสิทธิภาพขึ้น อย่างไรก็ตามจากการวิเคราะห์รูปแบบของการกำหนดราคาพบว่าหากปล่อยให้ราคาลอยตัวและยกเลิกการจัดเก็บกองทุนน้ำมันจะทำให้ราคาก๊าซ LPG สูงขึ้นและมีความผันผวนค่อนข้างมาก ที่ผ่านมาจึงไม่มีรัฐบาลและผู้เกี่ยวข้องคนใดที่จะผลักดันเรื่องนโยบายลอยตัวนี้อย่างจริงจัง แต่อย่างไรก็ตามผู้วิจัยเชื่อว่าระบบราคาแบบลอยตัวยังคงเป็นระบบราคาที่เหมาะสมที่สุดและควรจะเป็นเป้าหมายในระยะยาว ส่วนระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักถือว่าเป็นระบบราคาที่ค่อนข้างน่าสนใจ เนื่องจากอ้างอิงต้นทุนและสัดส่วนการผลิต จึงทำให้ราคาของ LPG ถูกลง แต่ก็มีความเสี่ยงในเรื่องของปริมาณสำรองและต้องคำนึงถึงสัดส่วนการผลิตให้เหมาะสมด้วย การนำไดเมทิลอีเทอร์เข้ามาใช้ผสมในก๊าซปิโตรเลียมเหลวจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจในการช่วยลดราคา

ขายปลีกลงได้ อีกทั้งยังสามารถช่วยแยกลุ่มผู้บริโภคออกจากกันและลดปัญหาการใช้งานผิดประเภทได้อีกด้วย โดยทางเลือกของดำเนินการควรจะเป็นดังนี้

- ใช้ไดเมทิลอีเทอร์ (DME) ผสมลงในก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ที่อัตราส่วนต่างๆ เพื่อเป็นเครื่องมือในการแยกกลุ่มผู้ใช้งานก๊าซปิโตรเลียมเหลว หรือใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับกลุ่มผู้บริโภคที่ไม่ต้องการความร้อนสูงมากนัก ซึ่งจะทำให้ภาครัฐเห็นกลุ่มผู้บริโภคที่ชัดเจนขึ้นและสามารถเข้าควบคุมราคาเพื่อช่วยเหลือกลุ่มผู้ใช้งานที่ต้องการความช่วยเหลือจริงๆ ได้ตลอดจนลดการใช้งานผิดประเภทและการลักลอบขายออกนอกประเทศ ซึ่งภาคส่วนที่สามารถดำเนินการได้เลยคือภาคครัวเรือนผู้มีรายได้น้อยและภาคประกอบอาหารเนื่องจากไม่จำเป็นต้องใช้ความร้อนที่สูงมากนัก โดยสามารถใช้ได้ในรูปแบบของก๊าซผสม LPG-DME หรือ DME เพียงชนิดเดียว
- การนำไดเมทิลอีเทอร์มาใช้งาน หากไม่สามารถดำเนินการผลิตได้เองภายในประเทศ อาจพิจารณาดำเนินการนำเข้าจากต่างประเทศทดแทนการนำเข้า LPG ทั้งหมดหรือบางส่วนแล้วมาทำการผสมภายในประเทศที่อัตราส่วนต่างๆ โดยในช่วงแรกของการลงทุนระบบโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ เช่นถังเก็บ การผสม การประชาสัมพันธ์ รัฐบาลควรจะดำเนินการร่วมกับภาคเอกชนผู้สนใจ เพื่อให้ประชาชนมีความมั่นใจในการใช้งานมากขึ้น
- ในระยะสั้น (3-5 ปี) การกำหนดนโยบายราคาก๊าซผสม (LPG – DME) ควรจะใช้ระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนักไปก่อนเพื่อให้ราคาหน้าโรงกลั่นไม่สูงมากนัก ซึ่งจะส่งผลให้ราคาขายปลีกมีราคาถูกลงตามไปด้วย แต่ในระยะยาวควรปรับสัดส่วนการผลิต การนำเข้าให้เหมาะสมและมุ่งสู่เป้าหมายที่ระบบราคาแบบลอยตัวเป็นหลัก
- รัฐบาลอาจจะพิจารณาให้คงการจัดเก็บกองทุนน้ำมันหรือกองทุนอนุรักษ์พลังงานเอาไว้ เพื่อใช้ลดความผันผวนของราคาในตลาดโลก แต่ไม่ควรจัดเก็บในอัตราที่สูงมากเพราะจะส่งผลกระทบต่อราคาขายปลีก นอกจากนี้ควรจะใช้เพื่อช่วยเหลือผู้ได้รับผลกระทบจริงๆ เท่านั้น
- จากการศึกษาพบว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไดเมทิลอีเทอร์ได้เองจากวัตถุดิบภายในประเทศและมีความคุ้มค่าในทางเศรษฐศาสตร์ แต่เนื่องจากวัตถุดิบที่เหมาะสมคือถ่านหิน ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่ประชาชนยังคงไม่มีความเชื่อมั่นและหวั่นเกรงผลกระทบเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อม จึงควรมีการประชาสัมพันธ์และทำความเข้าใจกับประชาชนในเรื่องการใช้งานถ่านหินภายในประเทศให้มากขึ้น เพื่อให้สามารถนำทรัพยากรออกมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด
- ปัจจุบันประเทศไทยมีโรงไฟฟ้าจากถ่านหินและชีวมวลอยู่แล้ว หลังจากการเผาไหม้และให้ความร้อนสำหรับการผลิตกระแสไฟแล้ว ก๊าซร้อนจะถูกบำบัดและปล่อยออกสู่บรรยากาศ

โดยเปล่าประโยชน์ จึงควรจะประยุกต์เอาก๊าซที่เกิดจากการเผาไหม้ไปผลิตเป็นไดเมทิลอีเทอร์หรือเชื้อเพลิงอื่นๆ เพื่อนำมาใช้งาน นอกจากนี้ควรส่งเสริมให้เกิดการวิจัยและพัฒนาการผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์จากวัตถุดิบภายในประเทศให้มากขึ้น เพื่อใช้เป็นพลังงานทางเลือกและกระจายความเสี่ยงด้านพลังงานภายในประเทศในระยะยาวต่อไป

- ไดเมทิลอีเทอร์สามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนได้หลายรูปแบบและสามารถทำการผลิตได้จากวัตถุดิบหลายชนิด ตลอดจนเป็นที่ยอมรับกันโดยทั่วไปว่าเป็นเชื้อเพลิงสะอาด รัฐบาลจึงควรส่งเสริมให้เกิดการวิจัยพัฒนาอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้เกิดองค์ความรู้และการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิต การใช้งาน ความปลอดภัย การลงทุน ฯลฯ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รายการอ้างอิง

1. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, นโยบายการปรับราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว. 2554. 34 p.
2. กลุ่มพัฒนามาตรฐานน้ำมันเชื้อเพลิง. ความรู้เกี่ยวกับไดเมทิลอีเทอร์ (*Dimethyl Ether)* พฤศจิกายน 2554; Available from: http://www.doeb.go.th/v3/knowledge/data/1Dimethyl_Ether.pdf.
3. Cho, W. *Introduction of KOGAS's Activities on DME*. *KOGAS R&D Division, DME Project*. 2010. Stockholm, Sweden.
4. Ohno, Y. *New Clean Fuel DME*. *DeWitt Asia Pacific Global Methanol & MTBE Conference*. 2008. Ho Chi Minh City, Vietnam.
5. Fleisch, T. *DME: Global Developments – Opportunities and Challenges*. *Mega Methanol Conference*. 2006. International DME Association.
6. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. ข้อมูลทางสถิติ. Available from: www.eppo.go.th.
7. พรายพล คุ้มทรัพย์, ภูริ สิรสุนทร., ณพล สุกใส, , ตลาดก๊าซปิโตรเลียมเหลว, นโยบายราคาและแนวทางเลือกของประเทศไทย 2553, ศูนย์บริการวิชาการเศรษฐศาสตร์ คณะเศรษฐศาสตร์, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.
8. อุษณีย์ ไทยาพงศ์สกุล, การศึกษาความยืดหยุ่นอุปสงค์ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (*LPG)*, เศรษฐศาสตร์มหาบัณฑิต. 2547, มหาวิทยาลัยรามคำแหง.
9. Trippe, F., et al., *Comprehensive techno-economic assessment of dimethyl ether (DME) synthesis and Fischer–Tropsch synthesis as alternative process steps within biomass-to-liquid production.* Fuel Processing Technology, 2013. 106(0): p. 577-586.
10. OKADA, E. *Dimethyl Ether (DME) Future Alternative Energy*. 10*th Biomass-Asia Workshop*. 2013.
11. วาทิต ตั้งพิสิฐโยธิน, การประยุกต์ใช้เชื้อเพลิง *DME* ผสมปาล์มไบโอดีเซลในเครื่องยนต์ดีเซลชนิดห้องเผาไหม้ส่วนหน้า, ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล. 2551, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
12. Nakamura, K. *DME– An alternate fuel to Diesel for Power generation in the Caribbean*. *Carilec Conference in Trinidad & Tobago*. July 28-31st 2013.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

13. Taupy, J.-A. *DME Industry and Association Overview*. 4*th International DME Conference* 2010. Stockholm, Sweden.
14. Marchionna, M.e.a., *Fundamental investigations on di-methyl ether (DME) as LPG substitute or make-up for domestic uses.* Fuel Processing Technology, 2008. 89(12): p. 1255-1261.
15. Park, S.-E., *KOGAS DME Process*, I.U. Lab. of Nano-Green Catalysis, Editor. 2012, : Incheon, Korea.
16. Chesko, J. *Methanol industry outlook*. May 2014; Available from: file:///C:/Users/Admin/Downloads/09-Methanol_Industry_Outlook-Jason_CheskoMay2014f.pdf.
17. Zheng, H. *Present situation and trend of Chinese DME industry*. 16*th IMPCA* 2013 *Asian Methanol conference*. Oct 2013 China.
18. WLPGA, J.W.G.o.t.I.a.t. *Recommendations for the Blending of Dimethyl Ether with LPG*. 2011; Available from: http://www.aboutdme.org/aboutdme/files/ccLibraryFiles/Filename/000000002001/IDA_DME_LPG_Blend_Recommendation.pdf.
19. หน่วยงานสารสนเทศโรงไฟฟ้าแม่เมาะ. คุณภาพถ่านหินออกแบบของโรงไฟฟ้าเหมืองแม่เมาะ. Available from: http://maemoh.egat.com/index_maemoh.php?content=technical.
20. บริษัท บ้านปู จำกัด (มหาชน), แบบรายงานระจำปี 2555. p. 31-44.
21. บ. เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต, ย้อนรอยปิโตรเลียมไทย. Available from: http://www.chevronthailand.com/business/knowledge/history.asp.
22. บ. ปตท.จำกัด(มหาชน), ระบบลอจิสติกปิโตรเลียม, สาราณุกรมเปิดโลกปิโตรเลียมและพลังงานทดแทน, Editor. 2553, มีเดีย เอกซ์เพอร์ทีส อินเตอร์เนชั่นแนล (ประเทศไทย) จำกัด. p. 112 - 157.
23. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. ระบบรายงานศักยภาพชีวมวลในประเทศไทย. Available from: http://biomass.dede.go.th.
24. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและการอนุรักษ์พลังงาน. ภูมิสารสนเทศสถิติพลังงานทดแทน. Available from: http://www.dede.go.th

25. Hubert de Mestier du Bourg, *FUTURE PROSPECTIVE OF DME*, 23*rd World Gas Conference*. 2006: Amsterdam, Netherland.
26. JDF, *Reaction of Direct process*, *DME Handbook*, J.D. forum, Editor. 2007, Ohmsha,Ltd: Japan. p. 151.
27. Bhatt, B.L., Toseland, B.A., Peng, X. D. and Heydonrn, *Catalyst and Process Development for Liquid Phase DME synthesis*, in *Symposium on " Chemical "*17*th Annual International Pittsburgh Coal conference*, P.E. Institute, Editor. 2008: Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
28. Air Product and Chemical Inc., *Development of Alternative Fuel from Coal Derived syngas*,*Topical report DOE/PC/*90018-*T7*. June 1989.
29. Air Product and Chemical Inc., *Kinetic Understanding of the Syngas to DME Reaction System and its Implications to Process and Economics*, *Topical report Prepare for DOE*. December 2002
30. Air Product and Chemicals, Inc., *Market Outlook for Dimethy Ether (DME).* . January 2002
31. A/S, H.T., *Hydrocarbon Process* 1988. p. 67:77.
32. Jehad Abu-Dahrieh, D.R., *One Step DME Synthesis over Bifunctional Catalyst.*
33. JDF, *Topsoe Process*, *DME Hand book*, J.D. forum, Editor. 2007, Ohmsha,Ltd: Japan. p. 186.
34. Wonjun Cho, *Production of DME from CBM by KOGAS DME Process.* Transactions of the Korean hydrogen and new energy society. 22(6): p. 925-933.
35. มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม. สรุปผลการศึกษาโครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้ไดเมทิลอีเทอร์เพื่อทดแทนก๊าซปิโตรเลียมเหลว. 2556. โรงแรมพูลแมนบางกอก คิงพาวเวอร์ กรุงเทพมหานคร.
36. Kidder, C., *DME Alternative Fuel Executive Briefing*, I.D. Association, Editor. 2013: Washington, D.C.
37. Taupy, J.-A. *DME Industry and Association Overview*. 4*th International DME Conference* 2010. Stockholm, Sweden.
38. Bollon, F. *DME Characteristics & DME Standardization*. *WLPG Conference*. September 2008.

39. Rockall, J., et al. *DME Opportunities in LP Gas Markets*. in 2*nd International DME Conference*. 17th May, 2006 London.

40. สำนักดัชนีเศรษฐกิจการค้า. ข้อมูลดัชนีผู้บริโภคทั่วไป. Available from: http://www.price.moc.go.th/Default5.aspx.

41. ธนาคารแห่งประเทศไทย. อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ในกรุงเทพ. 2557; Available from: http://www.bot.or.th.

42. Gas Energy Australia, *Saudi Aramco LPG Prices*. 2009-2014; Available from: http://gasenergyaustralia.asn.au/reports-and-submissions/saudi-aramco-lpg-prices-per-metric-tonne-mt/.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ก

ตาราง ก 1 อัตราชดเชยก๊าซ LPG แต่ละภาคส่วนของประเทศไทย

อัตราชดเชยก๊าซ LPG แต่ละภาคส่วนของประเทศไทย บาทต่อกิโลกรัม

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
LPG (Low income household)					8.72	9.11
LPG (COOKING)	-2.37	3.80	7.93	10.03	8.44	5.61
LPG (AUTOMOBILE)	-2.37	3.80	7.93	7.41	5.47	5.86
LPG (INDUSTRY)	-2.37	3.80	5.68	-0.54	-2.85	-2.89

ตาราง ก 2 อัตราการใช้งานก๊าซ LPG แต่ละภาคส่วนของประเทศไทย

อัตราการใช้งาน LPG หน่วย 1000 ตัน

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
COOKING	2,231	2,435	2,656	3,047	2,409	756.01
AUTOMOBILE	666	680	920	1,061	1,775	216.30
INDUSTRY	593	778	718	614	601	631.06
FEED STOCK	1,056	1,527	2,113	1,613	1,632	612.46
OWN USED	662	567	483	1,051	1,108	260.98

ตาราง ก 3 จำนวนเงินชดเชยก๊าซ LPG แต่ละภาคส่วนของประเทศไทย

จำนวนเงินชดเชย LPG แต่ละภาคส่วน หน่วย ล้านบาท

	2009	2010	2011	2012	2013
LPG (Low income household)					
LPG (COOKING)	5287	-9243	-21052	-30571	-41336
LPG (AUTOMOBILE)	1579	-2581	-7291	-7857	-9701
LPG (INDUSTRY)	1405	-2953	-4073	334	1715

ตาราง ก 4 อัตราการชดเชยก๊าซ กรณีใช้ DME ผสมที่อัตราส่วนต่างๆ

อัตราชดเชยก๊าซ LPG (บาท/กิโลกรัม)	2012	2013	2014	ผสม DME				
				10%	15%	20%	25%	30%
LPG (Low income household)		8.72	9.11	7.49	7.28	7.07	6.85	6.64
LPG (COOKING)	10.03	8.44	5.61	3.99	3.78	3.57	3.35	3.14
LPG (AUTOMOBILE)	7.41	5.47	5.86	4.24	4.03	3.82	3.60	3.39
LPG (INDUSTRY)	-0.54	-2.85	-2.89	-4.51	-4.72	-4.93	-5.15	-5.36

ตาราง ก 5 คุณภาพถ่านหินออกแบบโรงไฟฟ้าแม่เมาะ

คุณภาพถ่านหินออกแบบของโรงไฟฟ้าเหมืองแม่เมาะ

องค์ประกอบ	เครื่องที่ 4-7	เครื่องที่ 8-13
LHV(kcal/kg)	2,011-3,299	2,000-3,100
Moisture(%)	25.0-38.9	25.0-36.0
Ash(%)	6.9-35.0	11.0-36.0
Sulphur(%)	1.32-4.00	0.94-3.35

คุณภาพถ่านในเหมือง : LHV 1,300-3,600 kcal/kg เฉลี่ย 2,790 kcal/kg , Sulphur Content > 1.2% เฉลี่ย 2.88%

เครื่อง 1-3 ใช้สแปร์ 75 MW

ที่มา http://maemoh.egat.com/index_maemoh.php?content=technical

ภาคผนวก ข

1. การคำนวณมูลค่าปัจจุบัน

Current item price = (Base year price) * (Current CPI) / (Base year CPI)

$$\frac{CPI_n}{CPI_{Base}} = \frac{Price_n}{Price_{Base}}$$

ตาราง ข 1 ค่าอ้างอิงที่ใช้คำนวณ

ค่าที่ใช้อ้างอิงการคำนวณ		ราคา	หน่วย	ราคาปรับตาม CPI	สัดส่วนการใช้งาน
ราคาตลาดโลก	2012	916.58	USD/ton	916.58	25%
	2013	873.75	USD/ton	873.75	
ต้นทุนโรงกลั่น	สนพ	764	USD/ton	804.23	25%
ต้นทุนโรงแยก	สนพ	550	USD/ton	578.96	50%

ดัชนีผู้บริโภคเฉลี่ย ปี 2554 = 100.003 ดัชนีผู้บริโภคเฉลี่ย ปี 2556 = 105.26

ตาราง ข 2 อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ในกรุงเทพมหานคร ปี 2556

หน่วย : บาท ต่อ 1 ดอลลาร์ USD

	ชื่อตั๋วเงิน	ชื่อเงินโอน	ขาย	อัตรากลาง
ธ.ค. 2556	32.1091	32.2074	32.4805	32.344
พ.ย. 2556	31.3948	31.4921	31.7697	31.6309
ต.ค. 2556	30.9793	31.0765	31.3535	31.215
ก.ย. 2556	31.4733	31.5717	31.8486	31.7102
ส.ค. 2556	31.3656	31.4644	31.7394	31.6019
ก.ค. 2556	30.8884	30.9872	31.2624	31.1248
มิ.ย. 2556	30.5898	30.688	30.9679	30.828
พ.ค. 2556	29.5444	29.6431	29.918	29.7806
เม.ย. 2556	28.8329	28.9309	29.2085	29.0697
มี.ค. 2556	29.2787	29.377	29.6567	29.5169
ก.พ. 2556	29.5842	29.6827	29.9635	29.8232
ม.ค. 2556	29.829	29.9274	30.2055	30.0664

ตาราง ข 3 ราคาสินค้าโภคภัณฑ์ชนิดต่างๆในประเทศจีน (หน่วย หยวนต่อตัน)

Month	DME	Methanol	Steam Coal	LPG
Jan-11	4445.5	2612.5	787.5	5628.8
Feb-11	4466.0	2615.6	777.5	5373.8
Mar-11	4429.5	2611.9	775.0	5882.3
Apr-11	4454.5	2736.9	792.5	6636.3
May-11	4493.7	2773.1	821.3	6391.8
Jun-11	4418.1	2715.0	843.8	5694.7
Jul-11	4474.1	2772.5	842.5	5771.2
Aug-11	4634.4	2900.0	833.8	5921.8
Sep-11	4881.3	2991.3	835.0	6013.1
Oct-11	4910.0	3045.0	847.5	5929.0
Nov-11	4710.6	2933.8	852.5	5691.3
Dec-11	4480.3	2743.8	827.5	5762.7
Jan-12	4320.9	2706.9	797.5	5788.7
Feb-12	4349.7	2778.8	778.8	6203.3
Mar-12	4332.2	2788.1	775.0	7007.0
Apr-12	4410.3	2878.8	782.5	6939.7
May-12	4457.8	2865.6	780.0	6103.6
Jun-12	4254.4	2701.9	737.3	5370.6
Jul-12	4201.6	2650.7	666.5	5703.3
Aug-12	4316.9	2693.8	626.5	6335.7
Sep-12	4335.9	2744.4	631.0	6357.7
Oct-12	4310.9	2763.1	639.0	6496.3
Nov-12	4305.0	2698.8	641.5	6623.7
Dec-12	4214.1	2589.4	637.0	6228.2
Jan-13	4107.2	2591.3	631.0	5848.0
Feb-13	4097.2	2647.5	626.0	6074.3
Mar-13	4080.9	2645.0	621.0	6148.7
Apr-13	4023.1	2590.6	615.5	5898.3
May-13	3909.1	2520.3	611.5	5806.0
Jun-13	3802.8	2458.4	606.5	5720.0
Jul-13	3831.3	2477.5	590.5	5819.3
Aug-13	3963.8	2711.3	558.0	5961.7
Sep-13	4257.8	3011.3	538.5	6124.3
Oct-13	4416.3	3060.0	534.0	6312.4
Nov-13	4596.6	3211.5	556.5	6618.2
Dec-13	4826.3	3268.0	603.5	6800.6
Jan-14	4629.7	3055.5	611.0	6670.9

ตาราง ข 4 แสดงราคาวัตถุดิบในประเทศไทย (หน่วย บาทต่อตัน)

ปี	NG (Baht/mmcfm)	Lignite	import coal	Methanol	Rice husk	Woodships
Jan-09	192,653	674.96	2253	8914	900	1300
Feb-09	185,392	674.96	2159	9000	950	1180
Mar-09	185,069	674.96	2636	9045	950	1050
Apr-09	160,917	674.96	2258	8432	950	1050
May-09	163,200	674.96	2298	8101	950	1080
Jun-09	164,351	674.96	2251	8159	850	1080
Jul-09	165,204	674.96	2186	8250	850	1150
Aug-09	165,774	674.96	2259	8302	850	0
Sep-09	162,972	674.96	2242	9406	900	1200
Oct-09	175,925	674.96	2256	10052	900	1180
Nov-09	168,116	674.96	2157	9887	950	1130
Dec-09	168,051	674.96	2095	10183	950	1180
Jan-10	171,055	674.96	2153	11183	950	1180
Feb-10	168,777	674.96	2323	12276	1150	1200
Mar-10	167,831	674.96	2602	12356	1000	1250
Apr-10	171,695	674.96	2577	11727	1100	1250
May-10	174,578	674.96	2268	10806	1100	0
Jun-10	175,295	674.96	2109	10216	1100	0
Jul-10	176,229	674.96	2344	9735	1100	0
Aug-10	173,382	674.96	2192	9610	1100	0
Sep-10	169,924	674.96	2349	9696	1100	0
Oct-10	170,757	674.96	2240	9968	1100	0
Nov-10	170,900	674.96	2324	11931	1100	0
Dec-10	171,926	674.96	2429	12591	1300	0
Jan-11	171,438	674.96	2402	13423	1300	0
Feb-11	174,203	674.96	2500	12615	1100	0
Mar-11	174,928	674.96	2502	12263	1100	0
Apr-11	181,289	674.96	2338	11980	1100	0
May-11	180,998	674.96	2637	12218	1200	0
Jun-11	182,340	674.96	3084	12291	1200	0
Jul-11	183,944	674.96	2455	13280	1500	0
Aug-11	184,120	674.96	2764	14290	1500	0
Sep-11	181,905	674.96	2338	14063	1500	0
Oct-11	201,172	674.96	2567	14392	1300	0
Nov-11	199,022	674.96	2953	14367	1300	0
Dec-11	205,509	674.96	2806	14406	1300	0
Jan-12	212,088	674.96	3269	15380	1300	0
Feb-12	210,353	674.96	2574	15543	1300	0
Mar-12	210,961	674.96	2528	15673	1400	0
Apr-12	216,207	674.96	2785	15331	1000	0
May-12	220,901	674.96	2774	15618	800	1180
Jun-12	222,294	674.96	2778	15360	800	1180
Jul-12	227,548	674.96	2462	15041	800	1180
Aug-12	226,604	674.96	2369	14920	800	1180
Sep-12	226,915	674.96	2511	14520	900	1200
Oct-12	227,615	674.96	2264	13975	900	1200
Nov-12	240,149	674.96	2310	13255	900	1200
Dec-12	240,470	674.96	2165	13838	900	1200-1300
Jan-13	236,922	674.96	2483	14051	900	1,200-1,300
Feb-13	238,598	674.96	2113	14457	900	1,200-1,300
Mar-13	239,194	674.96	2078	14430	900	1,300-1,400
Apr-13	227,862	674.96	2226	14047	900	1,300-1,400
May-13	230,060	674.96	2045	14144	1100	950-1,000
Jun-13	233,752	674.96	2298	14558	1100	950-1,000
Jul-13	232,256	674.96	2168	15027	1100	950-1,000
Aug-13	233,730	674.96	2368	15165	1100	1100
Sep-13	233,729	674.96	2377	15167	1100	1100
Oct-13	224,602	674.96	2483	15436	1100	1000
Nov-13	233,950	674.96	2350	17093	1400	1000
Dec-13	236,618	674.96	2356	19784	1400	1000
Jan-14	237,791	674.96	2474	21572	1400	1000
Feb-14		674.96		21093	1400	1000

ตาราง ข 5 แสดงราคาก๊าซโพรเพนและบิวเทนในตลาดโลก

Saudi Aramco LPG Prices per Metric Tonne (MT)

Unit: Metric tons and US

		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Propane	2008	870	80	820	805	845	895	905	860	800	790	490	340
Butane		875	805	825	815	860	920	950	890	840	810	490	335
Propane	2009	380	505	470	395	380	395	500	490	565	575	660	720
Butane		380	505	450	405	400	455	540	520	595	595	660	730
Propane	2010	740	735	730	725	725	670	615	575	630	680	770	905
Butane		735	735	715	715	715	670	625	595	650	705	800	945
Propane	2011	935	820	820	875	945	855	815	835	790	735	750	770
Butane		820	810	860	890	995	925	855	865	865	815	810	820
Propane	2012	850	1010	1230	990	810	680	575	775	970	1025	1050	1010
Butane		910	1040	1180	995	895	765	620	775	930	965	990	950
Propane	2013	955	910	895	790	735	745	795	820	850	820	875	1100
Butane		955	910	895	835	775	770	790	820	875	850	915	1225
Propane	2014	1010	970	855	770	810	835						
Butane		1020	970	870	845	825	835						

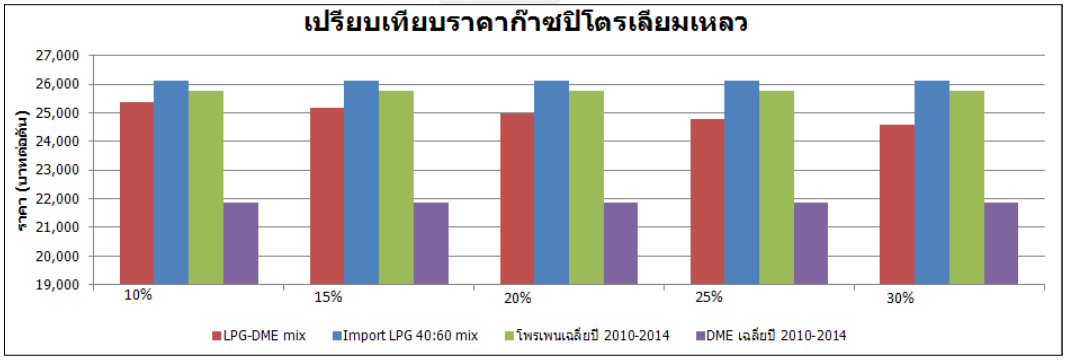
ตาราง ข 6 แสดงราคาก๊าซเชื้อเพลิงในตลาดโลก

Fuel gas price yearly compare

Unit USD/Ton

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Propane	708	503	708	829	915	858	875
Butane	785	520	717	861	918	885	894
LPG 40:60 mix	754	513	714	848	917	874	887
LPG 30:70 mix	762	515	714	851	917	876	888
DME		541	701	744	704	668	731
Thailand LPG	332	332	332	332	332	332	332

ตาราง ข 7 เปรียบเทียบราคาก๊าซ LPG เมื่อผสม DME ที่อัตราส่วนต่างๆ



Propane เฉลี่ยปี 2010-2014 (ถึงเดือน พ.ค) เท่ากับ 838.43 US/Ton

DME เฉลี่ยปี 2010-2014 (ถึงเดือน พ.ค) เท่ากับ 709.47 US/Ton

ก๊าซผสมคิดราคาแบบถ่วงน้ำหนัก, อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยของธนาคารแห่งประเทศไทยของปี 2556 เท่ากับ 30.726 บาทต่อ 1 US dollar

ตาราง ข 8 แสดงโครงสร้างราคาก๊าซ LPG ในประเทศไทย

PRICE STRUCTURE OF PETROLEUM PRODUCT IN BANGKOK

30-May-14

UNIT:BAHT/KILO	EX-REFIN. (AVG)	TAX B./KILO	M. TAX B./KILO	OIL FUND (1)	CONSV. FUND	WHOLESALE PRICE(WS)	VAT	WS&VAT	OIL FUND (2)	MARKETING MARGIN	VAT	RETAIL
LPG (Low income household)	10.8000	2.1700	0.2170	0.4993	0.0000	13.6863	0.9580	14.6443		3.2566	0.2280	18.13
LPG (COOKING)	10.8000	2.1700	0.2170	0.4993	0.0000	13.6863	0.9580	14.6443	4.2056	3.2566	0.5224	22.63
LPG (AUTOMOBILE)	10.8000	2.1700	0.2170	0.4993	0.0000	13.6863	0.9580	14.6443	3.0374	3.2566	0.4406	21.38
LPG (INDUSTRY)	10.8000	2.1700	0.2170	0.4993	0.0000	13.6863	0.9580	14.6443	11.2200	3.2566	1.0134	30.13

Exchange Rate = 32.8526 BAHT/$

ตาราง ข 9 เปรียบเทียบราคาก๊าซผสมในระบบราคาแบบต่างๆ

เปรียบเทียบราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวตามโครงสร้างราคา

	LPG ปัจจุบัน		LPG ลอยตัว		LPG แบบถ่วงน้ำหนัก	
	Low income	Cooking	2012	2013	2012	2013
ราคาหน้าโรงกลั่น	10.2578	10.2578	28.4903	26.8468	22.37	21.78
สรรพสามิต	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17
ภาษีเทศบาล	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217
กองทุนน้ำมันเพื่อควบคุมราคาขายส่ง	1.042	1.042	-	-	-	-
ราคาขายส่ง	13.6863	13.6863	30.88	29.23	24.76	24.17
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	0.9580	0.9580	2.1614	2.0464	1.7330	1.6920
ราคาหน้าคลัง	14.64	14.64	33.04	31.28	26.49	25.86
กองทุนน้ำมันเพื่อชดเชยส่วนต่างโรงกลั่นและราคาตลาดโลก	-	4.2056	-	-	-	-
ค่าการตลาด	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566
ภาษีมูลค่าเพิ่มจากค่าการตลาด	0.228	0.488	0.228	0.228	0.228	0.228
ราคาขายปลีก	18.13	22.60	36.52	34.76	29.97	29.35

หมายเหตุ

อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยปี 2013	30.726	Baht/USD	ธนาคารแห่งประเทศไทย
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยปี 2012	31.083	Baht/USD	
ราคา LPG ตลาดโลกเฉลี่ยปี 2012	916.58	USD/ton	
ราคา LPG ตลาดโลกเฉลี่ยปี 2013	873.75	USD/ton	
ต้นทุนโรงกลั่นปรับตาม CPI	804.23	USD/ton	
ต้นทุนโรงแยกปรับตาม CPI	578.96	USD/ton	

ประกาศคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 76/2557 กำหนดที่ 333.847 USD/ton

ตาราง ข 10 เปรียบเทียบราคาก๊าซผสมในระบบราคาแบบลอยตัว

ราคาก๊าซผสมตามโครงสร้างราคาแบบลอยตัว

	LPG ปัจจุบัน		LPG ลอยตัว		LPG แบบลอยตัวผสมไดเมทิลอีเทอร์			
	Low income	Cooking	2012	2013	10%	15%	20%	25%
ราคาหน้าโรงกลั่น	10.2578	10.2578	28.4903	26.8468	26.3481	26.0988	25.8494	25.6001
สรรพสามิต	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17
ภาษีเทศบาล	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217
กองทุนน้ำมันเพื่อควบคุมราคาขายส่ง	1.042	1.042	-	-	-	-	-	-
ราคาขายส่ง	13.6863	13.6863	30.88	29.23	28.74	28.49	28.24	27.99
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	0.9580	0.9580	2.1614	2.0464	2.0115	1.9940	1.9765	1.9591
ราคาหน้าคลัง	14.64	14.64	33.04	31.28	30.75	30.48	30.21	29.95
กองทุนน้ำมันเพื่อชดเชยส่วนต่างโรงกลั่นและราคาตลาดโลก	-	4.2056	-	-	-	-	-	-
ค่าการตลาด	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566
ภาษีมูลค่าเพิ่มจากค่าการตลาด	0.228	0.488	0.228	0.228	0.228	0.228	0.228	0.228
ราคาขายปลีก	18.13	22.60	36.52	34.76	34.23	33.96	33.70	33.43

ตาราง ข 11 เปรียบเทียบราคาก๊าซผสมในระบบราคาแบบถ่วงน้ำหนัก

ราคาก๊าซผสมตามโครงสร้างราคาแบบถ่วงน้ำหนัก

	LPG ปัจจุบัน		LPG แบบถ่วงน้ำหนัก		LPG แบบถ่วงน้ำหนักผสมไดเมทิลอีเทอร์			
	Low income	Cooking	2012	2013	10%	15%	20%	25%
ราคาหน้าโรงกลั่น	10.2578	10.2578	22.3700	21.7840	21.79	21.80	21.80	21.80
สรรพสามิต	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17
ภาษีเทศบาล	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217	0.217
กองทุนน้ำมันเพื่อควบคุมราคาขายส่ง	1.042	1.042	-	-	-	-	-	-
ราคาขายส่ง	13.6863	13.6863	24.76	24.17	24.18	24.18	24.19	24.19
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	0.9580	0.9580	1.7330	1.6920	1.6925	1.6928	1.6930	1.6933
ราคาหน้าคลัง	14.64	14.64	26.49	25.86	25.87	25.88	25.88	25.88
กองทุนน้ำมันเพื่อชดเชยส่วนต่างโรงกลั่นและราคาตลาดโลก	-	4.2056	-	-	-	-	-	-
ค่าการตลาด	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566	3.2566
ภาษีมูลค่าเพิ่มจากค่าการตลาด	0.228	0.488	0.228	0.228	0.228	0.228	0.228	0.228
ราคาขายปลีก	18.13	22.60	29.97	29.35	29.36	29.36	29.36	29.37

ภาคผนวก ค

1.ค่าการแปลงหน่วย

ตาราง ค 1 ปริมาณพลังงานของเชื้อเพลิง (ค่าความร้อนสุทธิ)

ประเภท (หน่วย)	กิโลแคลอรี/หน่วย kcal/UNIT	ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ/ล้านหน่วย toe/10^6UNIT	เมกะจูล/หน่วย MJ/UNIT	พันบีทียู/หน่วย 10^3Btu/UNIT	TYPE (UNIT)
พลังงานเชิงพาณิชย์					COMMERCIAL ENERGY
1. น้ำมันดิบ (ลิตร)	8680	860.00	36.33	34.44	1. CRUDE OIL (litre)
2. คอนเดนเสท (ลิตร)	7900	782.72	33.07	31.35	2. CONDENSATE (litre)
3. ก๊าซธรรมชาติ					3. NATURAL GAS
3.1 ชื้น (ลูกบาศก์ฟุต)	248	24.57	1.04	0.98	3.1 WET (scf.)
3.2 แห้ง (ลูกบาศก์ฟุต)	244	24.18	1.02	0.97	3.2 DRY (scf.)
4. ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม					4. PETROLEUM PRODUCTS
4.1 ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (ลิตร)	6360	630.14	26.62	25.24	4.1 LPG (litre)
4.2 น้ำมันเบนซิน (ลิตร)	7520	745.07	31.48	29.84	4.2 GASOLINE (litre)
4.3 น้ำมันเครื่องบิน (ลิตร)	8250	817.40	34.53	32.74	4.3 JET FUEL (litre)
4.4 น้ำมันก๊าด (ลิตร)	8250	817.40	34.53	32.74	4.4 KEROSENE (litre)
4.5 น้ำมันดีเซล (ลิตร)	8700	861.98	36.42	34.52	4.5 DIESEL (litre)
4.6 น้ำมันเตา (ลิตร)	9500	941.24	39.77	37.70	4.6 FUEL OIL (litre)
4.7 ยางมะตอย (ลิตร)	9840	974.93	41.19	39.05	4.7 BITUMEN (litre)
4.8 ปิโตรเลียมโค้ก (กก.)	8400	832.26	35.16	33.33	4.8 PETROLEUM COKE (litre)
5. ไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	860	85.21	3.60	3.41	5. ELECTRICITY (kWh)
6. ไฟฟ้าพลังน้ำ (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	2236	221.54	9.36	8.87	6. HYDROELECTRIC (kWh)
7. พลังงานความร้อนใต้พิภพ (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	9500	941.24	39.77	37.70	7. GEOTHERMAL (kWh)
8. ถ่านหินนำเข้า (กก.)	6300	624.19	26.37	25.00	8. COAL IMPORT (kg.)
9. ถ่านโค้ก (กก.)	6600	653.92	27.63	26.19	9. COKE (kg.)
10. แอนทราไซต์ (กก.)	7500	743.09	31.40	29.76	10. ANTHRACITE (kg.)
11. อีเทน (กก.)	11203	1110.05	46.89	44.45	11. ETHANE (kg.)
12. โปรเพน (กก.)	11256	1115.34	47.11	44.67	12. PROPANE (kg.)
13. ลิกไนต์					13. LIGNITE
13.1 ลี้ (กก.)	4400	435.94	18.42	17.46	13.1 LI (kg.)
13.2 กระบี่ (กก.)	2600	257.60	10.88	10.32	13.2 KRABI (kg.)
13.3 แม่เมาะ (กก.)	2500	247.70	10.47	9.92	13.3 MAE MOH (kg.)
13.4 แจ้คอน (กก.)	3610	357.67	15.11	14.32	13.4 CHAE KHON (kg.)

ประเภท (หน่วย)	กิโลแคลอรี/หน่วย kcal/UNIT	ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ/ล้านหน่วย toe/10^6UNIT	เมกะจูล/หน่วย MJ/UNIT	พันบีทียู/หน่วย 10^3Btu/UNIT	TYPE (UNIT)
พลังงานใหม่และหมุนเวียน					NEW & RENEWABLE ENERGY
1. ฟืน (กก.)	3820	378.48	15.99	15.16	1. FUEL WOOD (kg.)
2. ถ่าน (กก.)	6900	683.64	28.88	27.38	2. CHARCOAL (kg.)
3. แกลบ (กก.)	3440	340.83	14.40	13.65	3. PADDY HUSK (kg.)
4. กากอ้อย (กก.)	1800	178.34	7.53	7.14	4. BAGASSE (kg.)
5. ขยะ (กก.)	1160	114.93	4.86	4.60	5. GARBAGE (kg.)
6. ขี้เลื่อย (กก.)	2600	257.60	10.88	10.32	6. SAW DUST (kg.)
7. วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร (กก.)	3030	300.21	12.68	12.02	7. AGRICULTURAL WASTE (kg.)
8. ก๊าซชีวภาพ (ลูกบาศก์เมตร)	5000	495.39	20.93	19.84	8. BIOGAS (m^3)

1 กิโลแคลอรี (kcal)	= 4186	จูล (joules)
	= 3.968	บีทียู (Btu)
1 ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (toe)	= 10.093	จิกะแคลอรี (Gcal)
	= 42.244	จิกะจูล (GJ)
	= 40.047×10^6	บีทียู (Btu)
1 บาร์เรล (barrel)	= 158.99	ลิตร (litres)
1 ลูกบาศก์เมตรของไม้ (cu.m. of solid wood)	= 600	กิโลกรัม (kg.)
1 ลูกบาศก์เมตรของถ่าน (kg. of charcoal)	= 250	กิโลกรัม (kg.)
5 กิโลกรัมของฟืน (kg. of fuel wood)	= 1 กิโลกรัมของถ่าน (kg. of charcoal product)	
1 ลิตรของก๊าซปิโตรเลียมเหลว (litre of LPG)	= 0.54	กิโลกรัม (kg.)

2. ก๊าซผสม LPG-DME

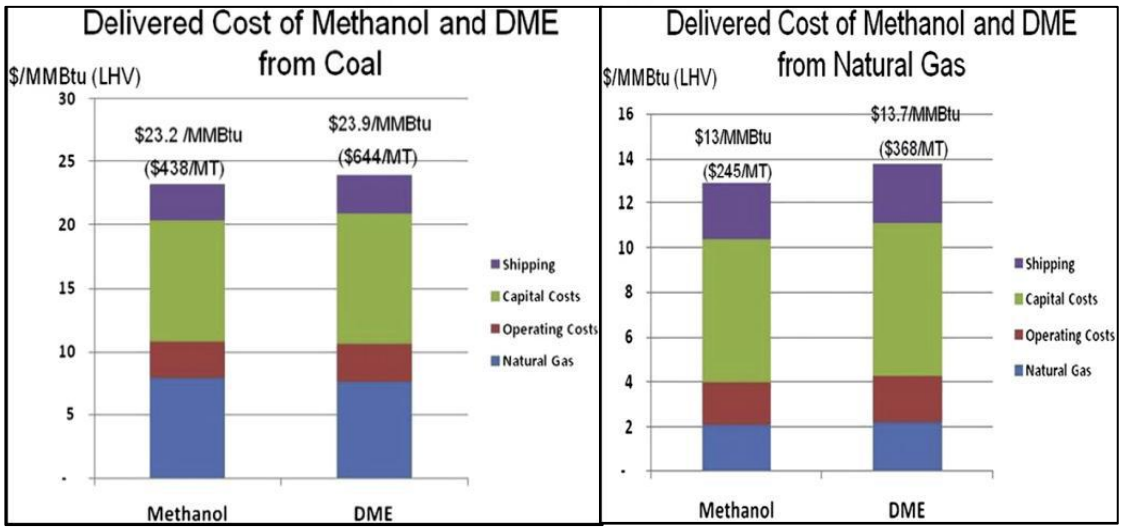
สัดส่วนการผสม DME ในก๊าซ LPG ที่ใช้ในประเทศเกาหลีใต้

Item		LPG fuel spec. (in Korea[1])			Draft for DME-LPG blends		
		LPG No. 1 (for domestic)	LPG No. 2 (for automotive fuel)		LPG No. 1 (for domestic)	LPG No. 2 (for automotive fuel)	
			summer	Winter[2]		summer	winter
Composition (mol%)	C_3 Hydrocarbon	>90	≤10	25~35	>75	≤10	25~35
	C_4 Hydrocarbon	-	≥85	≥60	-	≥80	≥55
	DME	-	-	-	≤19.3	≤5	≤5
	Butadiene	≤0.5	≤0.5	≤0.5	≤1[3]	≤0.5	≤0.5
Sulfur[4] (mg/kg)		≤40	≤40		≤40	≤40	
Vapor pressure (40 °C, MPa)		≤1.53	≤1.27		≤1.43	≤1.27	
Density (15 °C, kg/m^3)		-	500~620		-	500~620	
Residue (mL)		≤0.05	≤0.05		≤0.05	≤0.05	
Copper corrosion (40 °C, 1 h)		No. 1	No. 1		No. 1	No. 1	
Water		pass	-		≤0.04 wt%	-	

1. Petroleum and Petroleum Substitute Fuel Business Act, Safety Control and Business of Liquefied Petroleum Gas Act
2. From November to March
3. Including butadiene as well as other hydrocarbons (methanol, CO_2, methyl formate etc.)
4. After adding odorant

ที่มา Youn Jumin, DME blend specification, 2013 : 14)

3. ต้นทุนการผลิต DME จากเมทานอลและ DME จากถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ โดยการสังเคราะห์ทางอ้อม



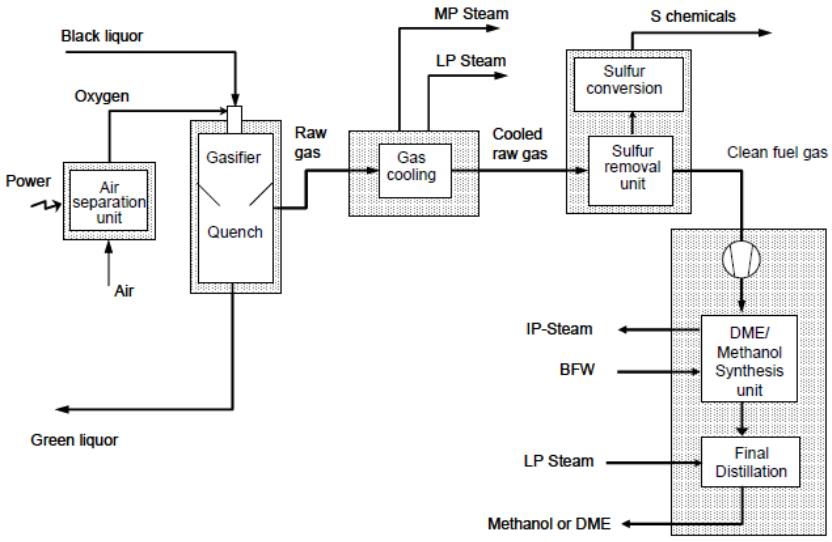
ที่มา T.H. Fleisch, et al., 2012: online

4. KOGAS 3,000 Metric tons/Year demonstration plant cost estimate (ที่มา Wonjun Cho, et al., 2011)

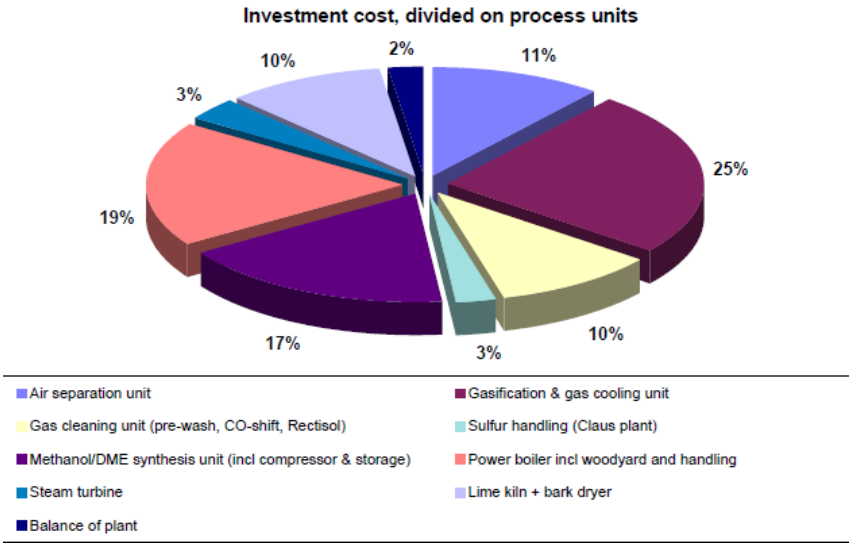
Total Investment		
Total Fixed Capital	$	333,310,000
Startup Costs	$	49,997,000
Total Investment	$	383,307,000
Revenue [US$/Year]		
DME Sales	$	195,000,000
Transportation Cost	$	11,700,000
Net Revenue	$	183,300,000
Gross Margin	$	154,466,000
Cash Cost of Production	$	76,822,000
Gross Profit	$	106,478,000
Corporate Income Tax	$	21,296,000
Net Profit	$	85,183,000
Project Evaluation Input Parameters		
Project Lifespan [Years]		25
Depreciation Schedule		10 Year Straight Line
Income Tax Rate 0/10+Yr		0/20.0%
Finance Rate		10.0%
Re-investment Rate		12.0%
Project Evaluation Criteria		
Payback Time [Years]		5
Pre-Tax ROI		27.8%
NPV @ Finance Rate		$335,037,000
IRR		21.3%
MIRR		14.7%
PI		1.87
Plant Total Fixed Capital		
ISBL Equipment Cost	**$**	**85,794,000**
Commodities Cost	**$**	**61,772,000**
Craft Labor Cost	$	30,886,000
Indirects	$	30,028,000
Total Construction	**$**	**60,914,000**
Equip. + Comm. + Constr.	**$**	**208,480,000**
Engineering Cost	$	13,727,000
K-DME ISBL	$	222,207,000
TOTAL TFC (ISBL)	**$**	**222,207,000**
Total TFC (OSBL)	**$**	**111,103,000**
Total Fixed Capital (ISBL + OSBL)	**$**	**333,310,000**

5. Black Liquor Gasification with Methanol/DME Production feasibility in Sweden (ที่มา Tomas Ekbom, et al., 2003)

5.1 กระบวนการผลิต DME จากยางไม้ดำ



5.2 สัดส่วนการลงทุนในกระบวนการผลิต DME จากยางไม้ดำ



5.3 Summary of investment costs.

Investment cost estimate		*Reference Mill, Recovery Boiler*	*BLGMF Methanol*	*BLGM DME*
Recovery boiler[a]	M EUR	93.1	--	--
Air separation unit[b]	M EUR	3.9	27.6	27.6
Gasification & gas cooling unit[c]	M EUR	--	63.1	63.1
Gas cleaning unit (pre-wash, CO-shift, Rectisol)[d]	M EUR	--	26.3	26.3
Sulphur handling (Claus plant)[e]	M EUR	--	6.6	6.6
Methanol/DME synthesis unit (incl compressor & storage)[f]	M EUR	--	44.6	54.4
Power boiler incl woodyard and handling[g]	M EUR	--	47.3	49.0
Steam turbine[h]	M EUR	20.4	8.6	8.9
Lime kiln + bark dryer[h]	M EUR	21.0	25.9	25.9
Balance of plant[i]	M EUR	--	5.5	5.5
Equipment and assembly	***M EUR***	***138.3***	***255.5***	***267.4***
Site costs incl owner's cost[j]	M EUR	0.9	5.2	5.2
Interest During Construction (IDC)[k]	M EUR	7.7	17.9	18.7
Unspecified costs[l]	M EUR	6.9	25.6	26.7
Total investment cost	***M EUR***	***153.9***	***304.1***	***318.0***
Incremental BLGMF investment	***M EUR***		***150.3***	***164.2***

Notes:

[a] Based on published recent Swedish investment costs for recovery boiler at pulp mills Gruvön and Värö, recalculated.

[b] Based on quotation from Air Products and Chemicals, January 2000, recalculated.

[c] Based on quotation from Chemrec, January 2003, recalculated.

[d] Based on quotation from Linde, 1995, recalculated.

[e] Based on estimation from Ortloff Engineers, January 2000, recalculated.

[f] Based on quotation from Haldor Topsoe, September 2003, storage from Midroc Engineering, November 2003 and KFB, the Swedish Transport and Communications Research Board [31].

[g] Based on quotation from Kvaerner Power, September 2003 plus in-house estimates on woodyard and handling unit as 5% of total quotation cost.

[h] Based on in-house estimates and recalculated.

[i] Based on in-house estimates.

[j] Site costs including foundation based on price estimates and owner's costs estimated.

[k] Construction time assumed 24 months (Ref Mill) and 30 months (BLGMF) with half cost as credits and calculated with used debt interest rate.

[l] Incl engineering, spare parts, licensing fees, start-up. Calculated generally as 5% (Ref Mill), 10% (BLGMF, general 5% and additional 5% for excluded costs) of Equipment and assembly.

5.4 Summary of operating costs and benefits.

Operating costs/benefits		*Reference Mill, Recovery Boiler*	*BLGMF Methanol*	*BLGMF DME*
Methanol/DME[a]	M EUR/year	--	94.7	97.6
Biomass	M EUR/year	2.3	-11.8	-11.5
Electricity	M EUR/year	16.4	-20.6	-20.3
Chemicals, water etc[b]	M EUR/year	--	-2.6	-2.7
Operation, incremental labour[c]	M EUR/year	--	-1.4	-1.4
Maintenance, insurance, etc[d]	M EUR/year	-3.5	-6.4	-6.7
Total operating benefit	***M EUR/year***	***15.3***	***51.9***	***55.0***
Incremental BLGMF operating benefit	***M EUR/year***		***36.7***	***39.8***

Notes:

[a] Based on Swedish prices (see below in this chapter calculation of petrol and diesel consumer prices and petrol/diesel equivalent prices for methanol and DME).

[b] Calculated as 1.0% of Equipment and assembly.

[c] Based on four *additional* operators to the normal staff, five shifts, and a person salary of SEK 30 000 per month plus social benefits of 50% and an overhead of 20%.

[d] Calculated as 2.5% of Equipment and assembly.

5.5 Summary of production costs

Production costs		*BLGMF Methanol*	*BLGMF DME*
Total incremental capital cost	M EUR/year	16.7	18.2
Total incremental operating cost	M EUR/year	58.1	57.9
Total incremental cost	M EUR/year	74.8	76.1
Production cost	***EUR ¢/kWh***	***3.3***	***3.3***
Production cost	***EUR/tonne***	***182***	***266***
Production cost, petrol/diesel eq. litre[a]	***EUR ¢/equivalent litre***	***28.7***	***31.8***
Production cost, petrol/diesel eq. litre[a]	***SEK/equivalent litre***	***2.6***	***2.9***

Notes:

[a] The methanol production cost was recalculated for the cost of one equivalent litre of petrol, using fuel properties for the specified methanol/DME fuel and petrol properties of 11.626 MWh/tonne, 750 kg/m^3 at 20 °C. Similarly, the DME production cost was recalculated for diesel with properties of 11.750 MWh/tonne, 815 kg/m^3 at 20 °C.

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นาย ธวัชชัย จอมแสง เกิดเมื่อวันที่ 9 มิถุนายน พ.ศ 2529 สำเร็จการศึกษาปริญญาตรีวิทยาศาสตรบัณฑิต (เคมีอุตสาหกรรม) มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ในปีการศึกษา 2552 ประสบการณ์การทำงาน

2552 - 2556 วิศวกรฝ่ายผลิต ที่บริษัท กระจกไทยอาซาฮี จำกัด (มหาชน)

2556 – ปัจจุบัน วิศวกรฝ่ายผลิตอาวุโส ที่บริษัท ผาแดงอินดัสทรีส์ จำกัด (มหาชน)

และเข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อ พ.ศ 2555

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University