

### 3. การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

#### 3.1 การประกอบธุรกิจ

##### ธุรกิจหลัก

โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ เป็นโรงกลั่นน้ำมันชั้นนำที่จำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันปิโตรเลียมสำเร็จรูปโดยเป็นโรงกลั่นน้ำมันเดี่ยว (Single-Site) ที่ใหญ่ที่สุดในประเทศ และเป็นโรงกลั่นน้ำมันแบบคอมเพล็กซ์ (Complex Refinery) ที่สุดแห่งหนึ่งในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก โดยมีกำลังการกลั่นน้ำมันและวัตถุดิบอื่น ๆ ได้ประมาณ 220,000 บาร์เรลต่อวัน คิดเป็นประมาณร้อยละ 21 ของกำลังการกลั่นน้ำมันทั้งหมดในประเทศ นอกจากนี้ธุรกิจการกลั่นน้ำมันแล้ว บริษัทฯ ยังได้ขยายการประกอบธุรกิจในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า การผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี ธุรกิจการขนส่งน้ำมันและผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีต่าง ๆ อีกด้วยเพื่อเป็นการกระจายความเสี่ยงและเพื่อเพิ่มเสถียรภาพด้านรายได้ของบริษัทฯ โดยลงทุนในบริษัทย่อยและบริษัทต่าง ๆ ซึ่งได้แก่ บจ. ไทยออยล์เพาเวอร์ บจ. ผลิตไฟฟ้าอิสระ บจ. ไทยออยล์มารีน บจ.ไทยพาราไซลีน บมจ.ไทยลูบเบส และ บจ. ท่อส่งปิโตรเลียมไทย

##### การกลั่นน้ำมัน

บริษัทฯ เป็นผู้กลั่นน้ำมันหลักของบมจ. ปตท. โดยในปี 2546 บมจ. ปตท. ซื้อผลิตภัณฑ์ของบริษัทฯ เป็นจำนวนร้อยละ 44 ของปริมาณการจำหน่ายของบริษัทฯ เพื่อจำหน่ายในประเทศ ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนใหญ่ของปริมาณความต้องการผลิตภัณฑ์ของ บมจ. ปตท. นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังได้รับการสนับสนุนทางด้านเทคโนโลยีการผลิตจากบริษัทให้คำปรึกษาทางเทคนิคชั้นนำของโลก คือ SGSI ผลิตภัณฑ์ของบริษัทฯ เป็นผลิตภัณฑ์น้ำมันปิโตรเลียมสำเร็จรูปประเภทเบา (Light) กลาง (Middle) และหนัก (Heavy)

ตารางข้างล่างนี้ แสดงรายละเอียดของชนิดและปริมาณของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่บริษัทฯ จำหน่ายและเทียบเป็นอัตราร้อยละของปริมาณการจำหน่ายทั้งหมดของบริษัทฯ

ผลิตภัณฑ์	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						หน่วย: ล้านลิตรยกวันอัตราร้อยละ	
							รอบหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2547	
	2544		2545		2546			
	ปริมาณการจำหน่าย <sup>(1)</sup>	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย <sup>(1)</sup>	ปริมาณการจำหน่าย <sup>(1)</sup>	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย <sup>(1)</sup>	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว. ....	616	6	571	5	649	5	359	5
น้ำมันเบนซินไร้สารตะกั่ว.....	2,547	23	2,631	22	2,923	22	1,613	24
มิกซ์โซลีนส์.....	391	3	438	4	459	4	264	4
Isomate/ Reformate .....	0	0	21	0	63	1	0	0
น้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องบิน/ น้ำมันก๊าด .....	1,800	16	2,095	18	2,039	15	922	14
ดีเซลหมุนช้า (Diesel)/ ดีเซลหมุนเร็ว (Gas Oil).....	4,507	41	4,896	41	5,553	42	2,792	42
น้ำมันเตา .....	1,130	10	1,078	9	1,308	10	701	11
ลอม เรสิดิว (Long Residue) .....	0	0	0	0	186	1	0	0

หน่วย: ล้านลิตรยกวันอัตราร้อยละ

ผลิตภัณฑ์	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						รอบหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2544		2545		2546		2547	
	ปริมาณการจำหน่าย <sup>(1)</sup>	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย <sup>(1)</sup>	ปริมาณการจำหน่าย <sup>(1)</sup>	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย <sup>(1)</sup>	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย
กัมมะถัน .....	24	0	21	0	26	0	14	0
ยางมะตอย <sup>(2)</sup> .....	103	1	94	1	19	0	0	0
รวม	11,118	100	11,845	100	13,225	100	6,665	100

## หมายเหตุ:

- (1) รวมปริมาณการจำหน่ายตามสัญญาบริการรับจ้างกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมกับ บมจ. ปตท.  
 (2) หยุดการผลิตยางมะตอยตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2546

## การผลิตไฟฟ้า

บจ. ไทยออยล์เพาเวอร์ ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้นอยู่ร้อยละ 55 เป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแบบโคเจนเนอเรชัน โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (Combined-Cycle Co-generation Power Plant) ด้วยกำลังการผลิตไฟฟ้า 118 เมกะวัตต์ และไอน้ำ 168 ตันต่อชั่วโมง โดยบจ. ไทยออยล์เพาเวอร์จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. จำนวน 41 เมกะวัตต์ และจำหน่ายไฟฟ้าส่วนที่เหลือและไอน้ำให้แก่บริษัทฯ บจ.ไทยพาราไซลีน และบมจ. ไทยลูบเบส โดยมีมูลค่าขายสุทธิคิดเป็นร้อยละ 75 จากการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ บมจ. ไทยลูบเบส บจ.ไทยพาราไซลีน และบริษัทฯ ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำระยะยาว และอีกร้อยละ 25 จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีระยะเวลา 25 ปี สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของบจ. ไทยออยล์เพาเวอร์ ช่วยรักษาความมั่นคงทางรายได้ให้แก่บริษัทเป็นอย่างยิ่ง โดยมีข้อตกลงที่ลูกค้าจะต้องชำระค่าไฟฟ้าให้บริษัทตามปริมาณไฟฟ้าขั้นต่ำที่กำหนด (Take-or-Pay) สำหรับไฟฟ้าเฉลี่ยที่ร้อยละ 70 และไอน้ำเฉลี่ยที่ร้อยละ 85 นอกจากนี้ ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. กฟผ. ตกลงชำระค่ากำลังการผลิต (Capacity Payment) ให้แก่ บจ. ไทยออยล์เพาเวอร์ เพื่อครอบคลุมต้นทุนคงที่ ภาระหนี้สินและผลตอบแทนแก่บริษัท และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ตามสูตรคำนวณที่ระบุไว้ในสัญญา ในปี 2546 และงวดหกเดือนแรกของปี 2547 บจ. ไทยออยล์เพาเวอร์ มียอดขายสุทธิจำนวน 2,782 ล้านบาท และ 1,438 ล้านบาทตามลำดับ อนึ่ง ในด้านการบริหารงานบริษัทฯ เป็นผู้ดูแลบริหารงานให้ บจ. ไทยออยล์เพาเวอร์ เนื่องจากบจ. ไทยออยล์เพาเวอร์ ไม่มีพนักงานเป็นของตนเอง

ในส่วนของบริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าอิสระ ซึ่งบจ. ไทยออยล์เพาเวอร์ ถือหุ้นอยู่ร้อยละ 56 นั้น เป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมโดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (Natural Gas-fired Combined-Cycle Power Plant) ด้วยกำลังการผลิตไฟฟ้า 700 เมกะวัตต์ และจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดให้ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าซึ่งมีระยะเวลา 25 ปี โดยมีข้อตกลงที่ กฟผ. จะต้องชำระค่าไฟฟ้าให้บริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าอิสระตามกำลังการผลิตไฟฟ้าที่กำหนดในสัญญา (Take-or-Pay ร้อยละ 100) สัญญาฯ ระบุให้ กฟผ. จ่ายค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability Payment) ให้แก่ บจ. ผลิตไฟฟ้าอิสระในจำนวนที่ตกลงกันเพื่อครอบคลุมค่าใช้จ่ายคงที่ ภาระหนี้สินและผลตอบแทนแก่บริษัท และระบุให้ กฟผ. จ่ายค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ตามสูตรคำนวณที่ระบุไว้ตามข้อสัญญา ในปี 2546 และงวดหกเดือนแรกของปี 2547 บจ. ผลิตไฟฟ้าอิสระ มียอดขายสุทธิจำนวน 4,945 ล้านบาท และ 2,254 ล้านบาทตามลำดับ

### การผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีและน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

บจ. ไทยพาราโซลิน เป็นบริษัทที่บริษัทฯ ถือหุ้นอยู่ร้อยละ 20 ดำเนินการ โรงงานผลิตพาราโซลินขนาด 289,000 ตันต่อปี โดยใช้มิกซ์โซลินส์เป็นวัตถุดิบ และใช้เทคโนโลยีการผลิตจาก Universal Oil Products Asia Pacific Pte. Ltd. ตั้งแต่ปี 2544 โรงงานของ บจ. ไทยพาราโซลินตั้งอยู่ใกล้กับโรงกลั่นของบริษัทฯ และมีท่อเชื่อมระหว่างโรงงานของบจ. ไทยพาราโซลิน และ โรงกลั่นของบริษัทฯ เพื่อการส่งมอบมิกซ์โซลินส์และรับมอบผลผลิตพลอยได้ เนื่องจากกำไรจากพาราโซลินและมิกซ์โซลินส์น้อยลงตั้งแต่ปี 2540 เนื่องจากการที่ราคาพาราโซลินลดต่ำลง ซึ่งเป็นผลจากวิกฤตการณ์ทางการเงินในภูมิภาคเอเชีย ทำให้ บจ. ไทยพาราโซลิน ประสบปัญหาทางการเงิน แม้ว่าตลาดของผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีเริ่มดีขึ้นอย่างมากตั้งแต่ช่วงแรกของปี 2546 โดยราคาของพาราโซลินได้เพิ่มขึ้น แต่ราคาของมิกซ์โซลินส์ซึ่งผลิตมาจาก Platformate ซึ่งเป็นองค์ประกอบหลักของน้ำมันเบนซินได้เพิ่มขึ้นอย่างมากเช่นกันโดยมีสาเหตุมาจากอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้นของผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีและน้ำมันเบนซิน สำหรับปี 2546 และงวดหกเดือนแรกของปี 2547 บจ. ไทยพาราโซลินมีรายได้รวมจำนวน 7,634 ล้านบาท และ 3,372 ล้านบาทตามลำดับ และมีผลขาดทุนสุทธิจำนวน 594 ล้านบาทและ 423 ล้านบาทตามลำดับโดยมีสาเหตุมาจากการเพิ่มขึ้นของราคามิกซ์โซลินส์ บริษัทฯ อยู่ในระหว่างพิจารณาการเข้าซื้อหุ้น บจ. ไทยพาราโซลิน เพื่อรวมกระบวนการผลิตของ บจ. ไทยพาราโซลิน เข้ากับกระบวนการกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ

บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญากับผู้ถือหุ้นรายอื่นของ บจ. ไทยพาราโซลิน เมื่อวันที่ 16 กันยายน 2547 เพื่อเข้าซื้อหุ้นทั้งหมดของ บจ. ไทยพาราโซลิน ในจำนวนเงินรวมทั้งสิ้น 40,387,369 ดอลลาร์สหรัฐ ตามสัญญาซื้อขายหุ้น ผู้ถือหุ้นของ บจ. ไทยพาราโซลิน ที่ขายหุ้นและแสดงเจตจำนงที่จะซื้อหุ้นเดิมของบริษัทฯ จะนำเงินที่ได้จากการขายหุ้นดังกล่าวทั้งหมดหรือบางส่วนเข้าซื้อหุ้นเดิมของบริษัทฯ ที่ได้จัดสรรไว้ในกรณีเสนอขายหุ้นในครั้งนี้ในราคาเดียวกับราคาที่เสนอขายแก่ประชาชนโดยหุ้นของบริษัทฯ ที่ผู้ขายได้รับจะถูกห้ามขายมีกำหนดระยะเวลา 2 ปี นับจากวันแรกที่หุ้นของบริษัทฯ เข้าทำการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ฯ หากบริษัทฯ และผู้ถือหุ้นรายอื่นของ บจ. ไทยพาราโซลิน ไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดและเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายหุ้นได้ บริษัทฯ อาจไม่สามารถทำการซื้อขายหุ้นของ บจ. ไทยพาราโซลิน สำเร็จลุล่วง นอกจากนี้ การซื้อขายหุ้นของ บจ. ไทยพาราโซลินจะเกิดขึ้นต่อเมื่อการเสนอขายหุ้นต่อประชาชนทั่วไปในครั้งนี้สำเร็จลุล่วง ทั้งนี้ บมจ. ปตท. มีสิทธิซื้อหุ้นของบริษัทฯ ในจำนวนที่จะทำให้ บมจ. ปตท. ถือหุ้นทั้งหมดของบริษัทฯ ไม่เกินกว่าร้อยละ 49.99 ของหุ้นที่จำหน่ายได้แล้วทั้งหมดของบริษัทฯ ภายหลังจากการเสนอขายหุ้นในครั้งนี้ (หรือร้อยละ 49.66 ภายใต้อัตราพื้นฐานว่าผู้รับประกันการจัดจำหน่ายได้ใช้สิทธิจัดสรรหุ้นส่วนเกินทั้งหมด (Over-Allotment) จากบริษัทฯ) โดย บมจ. ปตท. จะได้รับเงินส่วนที่เหลือจากการซื้อหุ้นของบริษัทฯ

นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังถือหุ้นอีกร้อยละ 13 ใน บมจ. ไทยอู๋เบส ซึ่งดำเนินการ โรงงานผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานขนาด 270,000 ตันต่อปีโดยใช้ Arabian Light Long Residue เป็นวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิต และใช้เทคโนโลยีจาก Bechtel Corporation ตั้งแต่ปี 2536 ในกระบวนการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานจะทำให้เกิดยางมะตอยจำนวน 400,000 ตันต่อปีและผลผลิตพลอยได้อื่น ๆ ในจำนวน 270,000 ตันต่อปี โรงงานของ บมจ. ไทยอู๋เบสอยู่ใกล้กับโรงกลั่นของบริษัทฯ บมจ. ไทยอู๋เบสประสบภาวะขาดทุนในอดีตโดยมีสาเหตุมาจากการที่กำไรตกต่ำและการมีภาระทางการเงินมาก ดังนั้น บมจ. ไทยอู๋เบส จึงได้ยื่นขอฟื้นฟูกิจการต่อศาลล้มละลาย และศาลล้มละลายมีคำสั่งให้ บมจ. ไทยอู๋เบสเข้าสู่กระบวนการฟื้นฟูกิจการเมื่อวันที่ 23 เมษายน 2546 บมจ. ไทยอู๋เบสได้หยุดดำเนินกิจการตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2546 จนถึง สิงหาคม 2546 เนื่องจากประสบปัญหาสภาพคล่อง ตั้งแต่เดือนกันยายนถึงเดือนตุลาคม 2546 บมจ. ไทยอู๋เบส ได้รับจ้างผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานให้แก่ บมจ. ปตท. โดยคิดค่าธรรมเนียม ในวันที่ 30 ธันวาคม 2546 บมจ. ไทยอู๋เบสได้เข้าทำสัญญากับ Green Power Petroleum (“GPP”) ซึ่งสัญญาดังกล่าวมีผลใช้บังคับเมื่อวันที่ 1 มกราคม 2547 โดย GPP จะจัดหาวัตถุดิบและซื้อผลิตภัณฑ์

บางส่วนจาก บมจ. ไทยลูบเบส โดยสัญญาฉบับนี้ต่ออายุได้เป็นรายปี เป็นระยะเวลารวม 3 ปี ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับข้อตกลงระหว่างคู่สัญญา บมจ. ไทยลูบเบสได้ปรับโครงสร้างหนี้ของตนเสร็จสิ้นเมื่อเดือนธันวาคม 2546 ซึ่งทำให้สามารถลดหนี้เงินกู้ยืมระยะสั้นของสถาบันการเงินจำนวน 407 ล้านบาท และลดหนี้เงินกู้ยืมระยะยาวจำนวน 6,403 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2545 เหลือเท่ากับศูนย์ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2546 นอกจากนี้ บมจ. ไทยลูบเบสมีกำไรจากการปรับโครงสร้างหนี้จำนวน 7,957 ล้านบาทเมื่อสิ้นปี 2546 บมจ. ไทยลูบเบสยังได้บันทึกขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์โรงงานและอุปกรณ์จำนวน 3,378 ล้านบาทด้วย เมื่อวันที่ 13 กันยายน 2547 บมจ. ไทยลูบเบสได้ยื่นขอให้ศาลล้มละลายมีคำสั่งยกเลิกการฟื้นฟูกิจการ ในปี 2546 และงวดหกเดือนแรกของปี 2547 บมจ. ไทยลูบเบสมีรายได้จำนวน 1,196 ล้านบาทและ 4,053 ล้านบาทตามลำดับ และมีกำไรสุทธิจำนวน 4,157 ล้านบาท และ 477 ล้านบาทตามลำดับ อันเป็นผลมาจากการปรับโครงสร้างหนี้และข้อตกลงกับ GPP

บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญากับผู้ถือหุ้นรายอื่นของ บมจ. ไทยลูบเบส เมื่อวันที่ 16 กันยายน 2547 เพื่อเข้าซื้อหุ้นทั้งหมดของ บมจ. ไทยลูบเบส ในจำนวนเงินรวมทั้งสิ้น 47,849,998 ดอลลาร์สหรัฐ ตามสัญญาซื้อขายหุ้น ผู้ถือหุ้นของ บมจ. ไทยลูบเบส ที่ขายหุ้นและแสดงเจตจำนงที่จะซื้อหุ้นเดิมของบริษัทฯ จะนำเงินที่ได้จากการขายหุ้นดังกล่าวทั้งหมดหรือบางส่วนเข้าซื้อหุ้นเดิมของบริษัทฯ ที่ได้จัดสรรไว้ในราคาเดียวกับราคาที่เสนอขายแก่ประชาชนโดยหุ้นของบริษัทฯ ที่ผู้ขายได้รับจะถูกห้ามขายมีกำหนดระยะเวลา 2 ปี นับจากวันแรกที่หุ้นของบริษัทฯ เข้าทำการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ฯ หากบริษัทฯ และผู้ถือหุ้นรายอื่นของ บมจ. ไทยลูบเบสไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดและเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายหุ้นได้ บริษัทฯ อาจไม่สามารถทำการซื้อขายหุ้นของ บมจ. ไทยลูบเบสสำเร็จลง นอกจากนี้ การซื้อขายหุ้นของ บมจ. ไทยลูบเบสจะเกิดขึ้นต่อเมื่อการเสนอขายหุ้นต่อประชาชนทั่วไปในครั้งนี้อาจสำเร็จลง ทั้งนี้ บมจ. ปตท. มีสิทธิซื้อหุ้นของบริษัทฯ ในจำนวนที่จะทำให้ บมจ. ปตท. ถือหุ้นทั้งหมดของบริษัทฯ ไม่เกินกว่าร้อยละ 49.99 ของหุ้นที่จำหน่ายได้แล้วทั้งหมดของบริษัทฯ ภายหลังจากการเสนอขายหุ้นในครั้งนี้ (หรือร้อยละ 49.66 ภายใต้อัตราขั้นต่ำที่ผู้รับประกันการจัดจำหน่ายได้ใช้สิทธิจัดสรรหุ้นส่วนเกินทั้งหมด (Over-Allotment) จากบริษัทฯ) โดย บมจ. ปตท. จะได้รับคืนเงินส่วนที่เหลือจากการซื้อหุ้นของบริษัทฯ

#### การขนส่งผลิตภัณฑ์น้ำมันและผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี

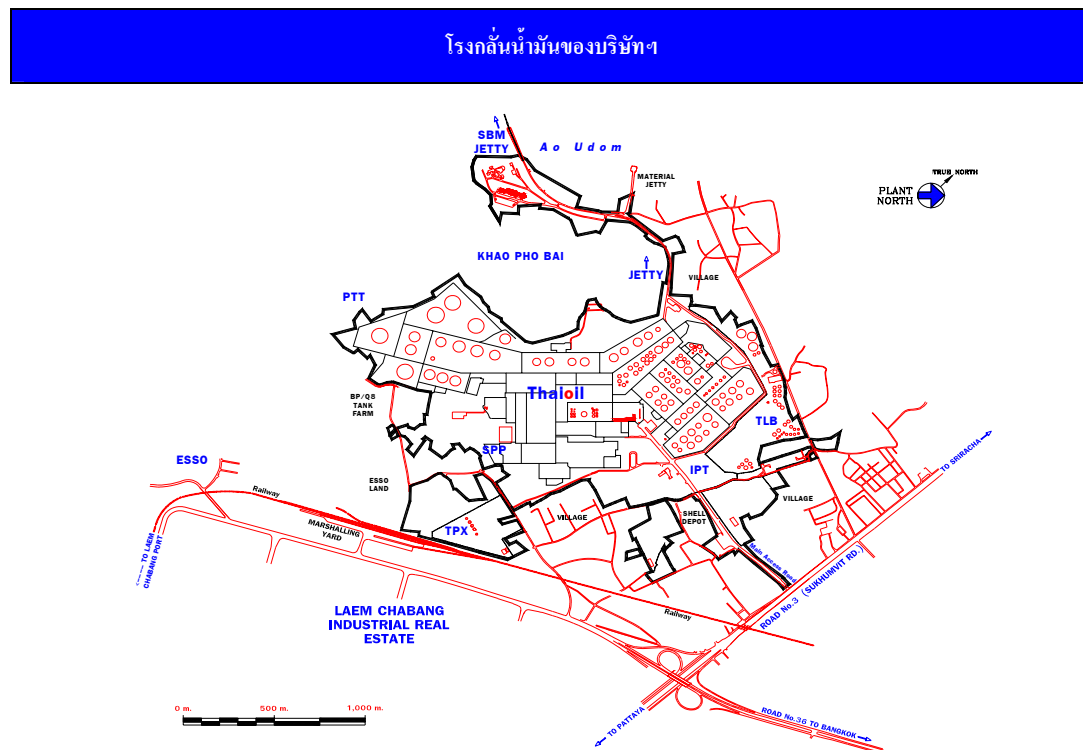
บจ. ไทยออยล์มารีน ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้นอยู่ร้อยละ 100 เป็นบริษัทที่ดำเนินธุรกิจขนส่งผลิตภัณฑ์น้ำมันและผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีด้วยเรือขนส่งทางทะเลทั้งภายในและต่างประเทศ ในปัจจุบัน บจ. ไทยออยล์มารีน เป็นเจ้าของเรือบรรทุกน้ำมันและปิโตรเคมีขนาดใหญ่จำนวน 7 ลำ ที่มีความสามารถในการบรรทุกรวมได้ 43,340 ตันบรรทุก (Deadweight Ton) และให้บริการขนส่งทั้งในประเทศ และกับประเทศต่าง ๆ ในเขตภูมิภาคเอเชีย แปซิฟิก เช่น เวียดนาม สิงคโปร์ อินโดนีเซีย สาธารณรัฐประชาชนจีน เกาหลีใต้ อินเดีย พม่า และฟิลิปปินส์ ซึ่งลูกค้าของ บจ. ไทยออยล์มารีนรวมถึง บมจ. ปตท. และผู้ค้าต่างประเทศอื่น ๆ (International Traders) ในปี 2546 และในงวดหกเดือนแรกของปี 2547 บจ. ไทยออยล์มารีน มียอดขายสุทธิจำนวน 779 ล้านบาท และ 419 ล้านบาทตามลำดับ

บจ. ท่อส่งปิโตรเลียมไทย ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้นอยู่ร้อยละ 9 เป็นบริษัทขนส่งน้ำมันทางท่อด้วยระบบท่อลำเลียงที่สามารถขนส่งผลิตภัณฑ์ได้หลายชนิด (Multiple-Product Pipeline) ขนาดความยาว 256 กิโลเมตรที่สามารถขนส่งน้ำมันเบนซิน ไร้สารตะกั่ว น้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องบิน และน้ำมันดีเซลจากอำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี ซึ่งใกล้กับโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ และโรงกลั่นน้ำมันของเอสโซ่ ผ่านอำเภอลำลูกกา จังหวัดปทุมธานีสู่กรุงเทพมหานคร และจังหวัดสระบุรี ในเดือนมกราคม 2547 บจ. ท่อส่งปิโตรเลียมไทยได้เพิ่มทุนอีก 1.3 พันล้านบาทเพื่อสนับสนุนโครงการ Dedicated Line Project ที่จะมีการก่อสร้างท่อลำเลียงน้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องบินจากคลังน้ำมันที่อำเภอลำลูกกา จังหวัดปทุมธานี ไปยังท่าอากาศยานสุวรรณภูมิ โดยในการเพิ่มทุนนี้ บริษัทฯ ได้ชำระเงินจำนวน 113 ล้านบาท นอกจากนี้ บจ. ท่อส่งปิโตรเลียมไทย

ยังมีโครงการที่อยู่ระหว่างการดำเนินการ คือโครงการ Feederline Project ซึ่งกำลังอยู่ระหว่างการทำการเชื่อมต่อท่อลำเลียงจากท่อหลักจากอำเภอสรีราชาไปยังเขตมาบตาพุด เพื่อใช้ในการรับผลิตภัณฑ์น้ำมันจาก อาร์อาร์ซี และ เอสพีอาร์ซี โดยใช้กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 720 ล้านบาทเป็นเงินทุนในการดำเนินการดังกล่าว

### 3.1.1 โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ

โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ บริษัทในเครือ และบริษัทที่บริษัทฯ เข้าลงทุนส่วนใหญ่ตั้งอยู่ใกล้ท่าเรือน้ำลึกแหลมฉบัง อำเภอสรีราชา จังหวัดชลบุรี ซึ่งตั้งอยู่ห่างจากกรุงเทพมหานครไปทางตะวันออกเฉียงใต้เป็นระยะทางประมาณ 124 กิโลเมตร



Ao Udom	อ่าวอุดม	PTT	บมจ. ปตท.
ESSO	เอสโซ่	SBM	หุ้นผูกเรือน้ำลึก
IPT	บจ. ผลิตไฟฟ้าอิสระ	JETTY	ท่าเรือ
KHAO PHO BAI	เขาภูใบ	SPP	บจ. ไทยออยล์เพาเวอร์
LAEM CHABANG INDUSTRIAL REAL ESTATE	นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	TLB	บมจ. ไทยสับเบส
		TPX	บจ. ไทยพาราไซลีน

## สถานที่ตั้งและระบบท่อส่งน้ำมัน



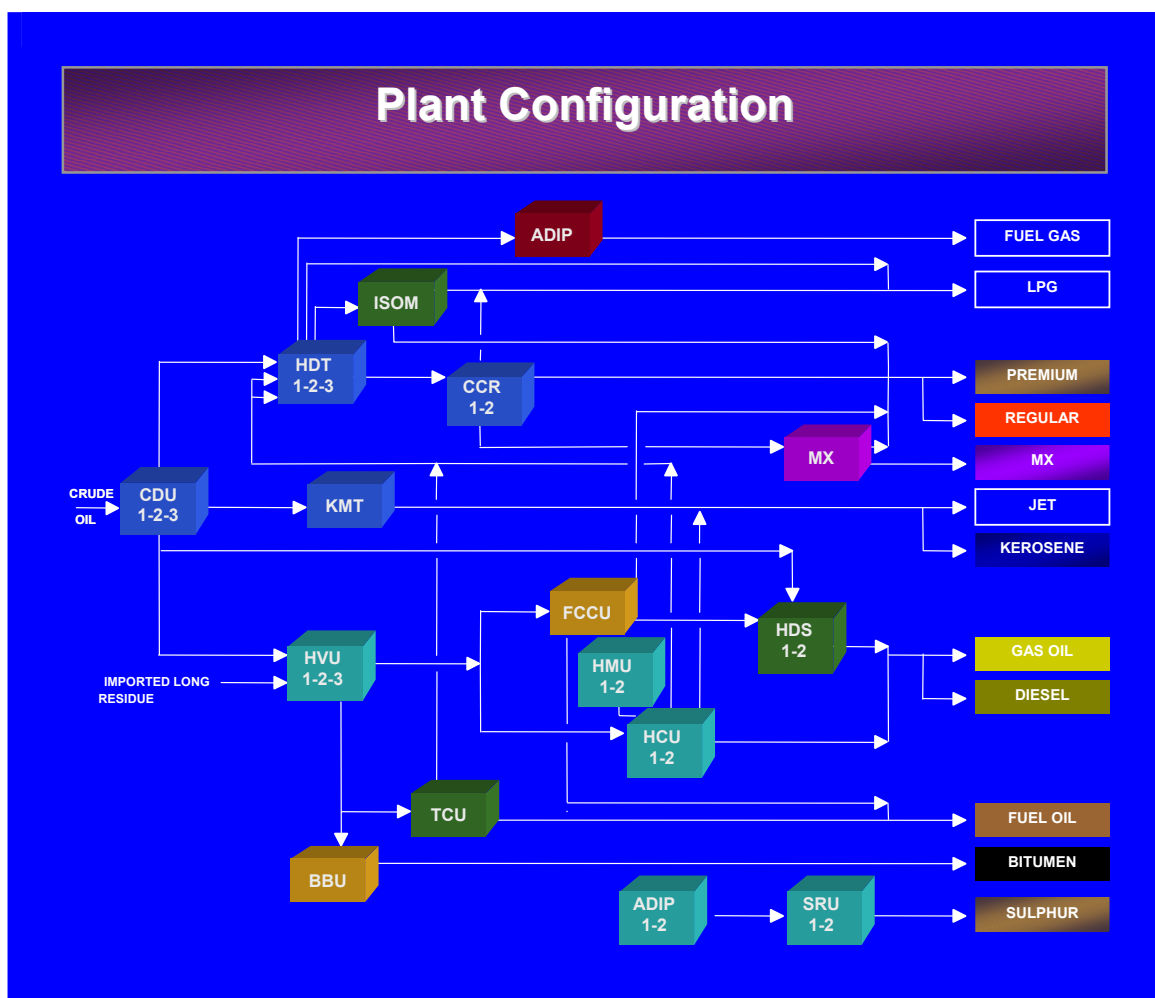
ปัจจุบัน โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ที่อำเภอศรีราชามีหน่วยกลั่นน้ำมันดิบ (Crude Distiller) จำนวน 3 หน่วยซึ่งมีกำลังการกลั่นน้ำมันรวมกันถึง 205,000 บาร์เรลต่อวัน และมีความสามารถในการกลั่นวัตถุดิบชั้นกลาง (Intermediate Feedstocks) จำนวน 15,000 บาร์เรลต่อวัน มีหน่วยเพิ่มออกเทนด้วยสารเร่งปฏิกิริยา (Continuous Catalyst Regeneration Platformer) จำนวน 2 หน่วยด้วยกำลังการผลิตรวมกัน 50,000 บาร์เรลต่อวัน หน่วยเพิ่มออกเทนด้วยสารเร่งปฏิกิริยาโดยใช้ไฮโดรเจนร่วม (Isomerization Unit) ที่มีกำลังการผลิตจำนวน 21,500 บาร์เรลต่อวัน หน่วยแตกโมเลกุลด้วยสารเร่งปฏิกิริยาโดยใช้ไฮโดรเจนร่วม (Hydrocracking Unit) จำนวน 2 หน่วยด้วยกำลังการผลิตจำนวน 47,600 บาร์เรลต่อวัน หน่วยแตกโมเลกุลด้วยสารเร่งปฏิกิริยา (Fluidized Catalytic Cracking Unit) ด้วยกำลังการผลิตจำนวน 10,300 บาร์เรลต่อวัน หน่วยแตกโมเลกุลด้วยความร้อน (Thermal Cracking Unit) ด้วยกำลังการผลิตจำนวน 19,300 บาร์เรลต่อวัน หน่วยมิกซ์ไฮลีนส์ ด้วยกำลังการผลิตจำนวน 34,300 บาร์เรลต่อวัน หน่วยกำจัดสารปนเปื้อนในน้ำมันเบนซิน (Hydrotreating Unit) จำนวน 3 หน่วยด้วยกำลังการผลิตรวมกัน 74,900 บาร์เรลต่อวัน หน่วยกำจัดสารปนเปื้อนในน้ำมันดีเซล (Hydrodesulfurization Unit) จำนวน 2 หน่วยด้วยกำลังการผลิตรวมกันจำนวน 74,000 บาร์เรลต่อวัน หน่วยกลั่นสุญญากาศ (High Vacuum Distillation Unit) จำนวน 3 หน่วยด้วยกำลังการผลิตรวมกันจำนวน 95,000 บาร์เรลต่อวันและหน่วยเสริมการผลิตอื่น ๆ ที่ช่วยให้บริษัทฯ สามารถผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปได้ตามความต้องการของลูกค้า หน่วยเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุล (Conversion Unit) ต่าง ๆ ของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ช่วยเพิ่มความสามารถในการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องบินและน้ำมันดีเซล (Middle Distillate Product) ซึ่งเป็นที่ต้องการของตลาดในประเทศอย่างมาก และยังช่วยเพิ่มความคล่องตัวในการใช้วัตถุดิบในการผลิตของบริษัทฯ อีกด้วย นอกจากนี้ โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ยังสามารถกลั่นน้ำมันดิบได้หลากหลายประเภทรวมทั้งน้ำมันดิบจากภูมิภาคตะวันออกกลาง เอเชียตะวันออก (Far East) แอฟริกาตะวันตก และน้ำมันจากแหล่งในประเทศ ซึ่งการเลือกวัตถุดิบที่จะใช้ขึ้นอยู่กับราคา และคุณภาพปริมาณผลิตภัณฑ์ที่ได้จากวัตถุดิบนั้น ๆ

หน่วยแตกโมเลกุลด้วยสารเร่งปฏิกิริยาโดยใช้ไฮโดรเจนร่วมหน่วยที่ 1 (Hydrocracking Unit-1) ทำการผลิตผลิตภัณฑ์ที่ใช้วัตถุดิบที่ผลิตจากจากถลุง เรสิดิว (Long Residue) หน่วยเพิ่มออกเทนด้วยสารเร่งปฏิกิริยา (Continuous Catalyst

Regeneration Platformer) จำนวน 2 หน่วยช่วยเพิ่มค่าออกเทนในเนฟทาซินหนักเพื่อการผลิตน้ำมันเบนซินไร้สารตะกั่ว และมิกซ์ไซลินส์ ในขณะที่กระบวนการ Penex/Molex ของหน่วยเพิ่มออกเทนด้วยสารเร่งปฏิกิริยาโดยใช้ไฮโดรเจนร่วม (Isomerization Unit) เปลี่ยนเนฟทาซินเบา (Light Naphtha) ให้เป็น Isomate ที่มีค่าออกเทนสูง เพื่อนำไปใช้ในการผลิตน้ำมันเบนซินไร้สารตะกั่ว ส่วนหน่วยมิกซ์ไซลินส์ใช้ในการผลิตมิกซ์ไซลินส์เพื่อใช้ในโรงงานผลิตพาราไซลิน โดยบริษัทฯ ได้ทำการปรับปรุงหน่วยมิกซ์ไซลินส์ให้ทันสมัยขึ้นเมื่อเดือนพฤศจิกายน 2546 เพื่อเพิ่มความสามารถในการรับวัตถุดิบของหน่วยจาก 3,000 ตันต่อวัน เป็น 4,500 ตันต่อวัน และเพิ่มกำลังการผลิตมิกซ์ไซลินส์จาก 1,000 ตันต่อวันเป็น 1,300 ตันต่อวัน หน่วยแตกโมเลกุลด้วยสารเร่งปฏิกิริยาโดยใช้ไฮโดรเจนร่วม (Hydrocracking Unit) ที่ 2 (HCU-2) ช่วยเพิ่มปริมาณของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปโดยเฉพาะน้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องบินและน้ำมันดีเซล (Middle Distillates) ตลอดจนทำให้สามารถใช้น้ำมันดิบชนิดหนัก (Heavy Crude Oil) ซึ่งมีราคาถูกได้มากขึ้น เช่น น้ำมันดิบจากภูมิภาคตะวันออกกลาง และหน่วยกำจัดสารปนเปื้อนในน้ำมันดีเซล (Hydrosulphurization Unit (HDS-2/3)) จำนวน 2 หน่วยใช้ในการลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันดีเซลจากร้อยละ 2,500 ส่วนใน 1 ล้านส่วนเป็นร้อยละ 500 ส่วนใน 1 ล้านส่วนและเป็นร้อยละ 350 ส่วนใน 1 ล้านส่วนในปัจจุบันตามข้อกำหนดของรัฐบาล

### 3.1.2 ขั้นตอนการผลิต

กระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปจากน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ



**ADIP** หน่วยกำจัดการปนเปื้อนในก๊าซ

**BBU** หน่วยผลิตยางมะตอย

**CCR** หน่วยเพิ่มออกเทนด้วยสารเร่งปฏิกิริยา

**CDU** หน่วยกลั่นน้ำมันดิบ

**FCCU** หน่วยแตกโมเลกุลด้วยสารเร่งปฏิกิริยา

**HCU** หน่วยแตกโมเลกุลด้วยสารเร่งปฏิกิริยาโดยใช้ไฮโดรเจนร่วม

**HDS** หน่วยกำจัดการปนเปื้อนในน้ำมันดีเซล

**HDT** หน่วยกำจัดการปนเปื้อนในน้ำมันเบนซิน

**HMU** หน่วยผลิตไฮโดรเจน

**HVU** หน่วยกลั่นสุญญากาศ

**ISOM** หน่วยเพิ่มออกเทนด้วยสารเร่งปฏิกิริยาโดยใช้ไฮโดรเจนร่วม

**KMT** หน่วยกำจัดการปนเปื้อนในน้ำมันก๊าด

**MX** หน่วยผลิตเมทิลไซลีนส์

**SRU** หน่วยแยกกำมะถัน

**TCU** หน่วยแตกโมเลกุลด้วยความร้อน

โดยสามารถสรุปกระบวนการและขั้นตอนต่าง ๆ ได้ดังนี้

#### **กระบวนการกลั่นแยกส่วน (Fractionation)**

ด้วยกระบวนการให้ความร้อนแก่น้ำมันดิบจนถึงอุณหภูมิหนึ่ง และส่งผ่านหอกลั่นแยกผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือด (Fractionation Tower) น้ำมันดิบจะถูกแยกเป็นชนิดต่าง ๆ ณ จุดเดือดแต่ละจุด กระบวนการนี้เกิดขึ้นในหน่วยกลั่นน้ำมันดิบ (Crude Distillation Unit – CDU) โดยการสูบน้ำมันจากถังพักเข้าสู่หน่วยกลั่น และผ่านกระบวนการให้ความร้อน จนถึงระดับอุณหภูมิประมาณ 350 องศาเซลเซียสด้วยกระบวนการถ่ายเทความร้อนโดยใช้อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (Heat Exchangers) และ เตาเผา (Fired Heaters) ขณะผ่านเข้าสู่หอกลั่นแยกผลิตภัณฑ์ตามจุดเดิมนั้น น้ำมันดิบบางส่วน จะระเหยกลายเป็นไอลอยขึ้นไปยังส่วนบนของหอ และกลั่นตัวเป็นผลิตภัณฑ์น้ำมันใส (White Oil) ชนิดต่าง ๆ ซึ่งรวมถึง ก๊าซปิโตรเลียมเหลว แนฟทา (Naphtha) น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซล สำหรับส่วนที่ไม่ระเหยจะกลายเป็นน้ำมันเตาเหลวสีดำ (Black Liquid Fuel Oil) ซึ่งจะถูกขนย้ายออกจากส่วนล่างของหอกลั่นแยกผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือด หากต้องการปรับปรุงคุณภาพและมูลค่าของน้ำมันใส จะนำน้ำมันใสเข้ากระบวนการอื่น ๆ ต่อไป

#### **กระบวนการปรับปรุงคุณภาพ (Treating)**

ความสำคัญของกระบวนการปรับปรุงคุณภาพของน้ำมันใส (White Oil) เพื่อกำจัดการปนเปื้อนต่าง ๆ ออกจากน้ำมันใส เช่น สารประกอบไนโตรเจน หรือ สารประกอบกำมะถัน เป็นต้น และเพื่อปรับปรุงคุณสมบัติ เช่น เสถียรภาพความ



ร้อน (Thermal Stability) และเสถียรภาพของสี (Color Stability) ในหลายกรณี กระบวนการทำให้บริสุทธิ์นี้ต้องอาศัยปฏิกิริยาเคมี (Catalytic Reaction) โดยการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าดจำเป็นต้องใช้สารเร่งปฏิกิริยาชนิดเหลว (Liquid Catalyst) ในหน่วยกำจัดสารปนเปื้อนในน้ำมันก๊าดเพื่อเร่งกระบวนการเปลี่ยนแปลง หรือการกำจัดสารปนเปื้อนออกจากเนฟทา ในหน่วยกำจัดสารปนเปื้อนในน้ำมันเบนซิน (Hydrotreating Unit) และน้ำมันดีเซลในหน่วยกำจัดสารปนเปื้อนในน้ำมันดีเซล (Hydrodesulfurization Unit) นั้น จะดำเนินการโดยผ่านสารเร่งปฏิกิริยาชนิดแข็งและก๊าซไฮโดรเจน ที่อุณหภูมิและความดันสูง กระบวนการปรับปรุงคุณภาพนี้มีจุดประสงค์เพื่อให้ผลิตภัณฑ์กลายเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีระดับความบริสุทธิ์ และคุณภาพสูงตามความต้องการ

#### **กระบวนการปรับเพิ่มค่าออกเทน (Octane Number Enhancement)**

ผลิตภัณฑ์เนฟทาที่ได้จากหน่วยกลั่นน้ำมันดิบจะมีค่าออกเทนต่ำและมีคุณภาพไม่เหมาะสมในการนำไปใช้ผสมน้ำมันเบนซิน จึงจำเป็นต้องผ่านกระบวนการกลั่นแยกแกระดับ โดยเนฟทาจะถูกแยกออกเป็นเนฟทาชินิดเบา (Light Naphtha) และ เนฟทาชินิดหนัก (Heavy Naphtha) ซึ่งจะนำไปผ่านหน่วยปรับปรุงคุณภาพในกระบวนการต่างกัน เนฟทาชินิดเบา จะได้รับการปรับปรุงคุณภาพที่หน่วยเพิ่มค่าออกเทนด้วยสารเร่งปฏิกิริยาโดยใช้ไฮโดรเจนร่วม (Isomerization Unit) เพื่อเพิ่มค่าออกเทนจากประมาณ 65-70 เป็นประมาณ 88-89 โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้จะไม่มีสารอะโรมาติก (Aromatic) ปนอยู่เลยจึงเหมาะสมที่จะใช้ผสมเป็นน้ำมันเบนซินไร้สารตะกั่วซึ่งมีสารอะโรมาติก (Aromatic) ต่ำ สำหรับเนฟทาชินิดหนักนั้น จะถูกแยกไปปรับปรุงคุณภาพที่หน่วยเพิ่มค่าออกเทนด้วยสารเร่งปฏิกิริยา (CCR) เพื่อเพิ่มค่าออกเทนจากระดับปกติ 40-50 เป็น 102-103

#### **กระบวนการเปลี่ยนแปลงลง เรสิดิว (Conversion of Long Residue)**

น้ำมันเหลวสีดำ (Black Liquid Fuel Oil) ซึ่งเป็นส่วนที่เหลือจากกระบวนการกลั่นแยกส่วนจากหน่วยกลั่นน้ำมันดิบ (CDU) ซึ่งเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า ลง เรสิดิว (Long Residue) จะถูกส่งต่อไปยังหน่วยกลั่นสุญญากาศ (High Vacuum Unit - HVU) เพื่อการแยกส่วนเป็นน้ำมันเตาชนิดเบาและหนัก การแยกส่วนที่เกิดขึ้นในหน่วยกลั่นสุญญากาศ (HVU) นี้ เป็นกระบวนการที่เกิดขึ้นในหอกลั่นแยกผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือด (Fractionation Tower) ภายใต้อุณหภูมิสูง และในภาวะสุญญากาศ เพื่อป้องกันการแตกตัวของโมเลกุล (Cracking Reaction)

น้ำมันเตาชนิดเบาจะถูกส่งไปที่หน่วยแตกโมเลกุลด้วยสารเร่งปฏิกิริยา (Fluidized Catalytic Cracking Unit - FCCU) เพื่อผ่านสารเร่งปฏิกิริยา (Fluidized Catalyst) ภายใต้อุณหภูมิสูง เพื่อแตกโมเลกุลจนเป็นน้ำมันเบนซินที่มีค่าออกเทนสูง และน้ำมันดีเซล กระบวนการนี้จะทำให้เกิดถ่านโค้ก (Coke) บนสารเร่งปฏิกิริยา ดังนั้น จึงต้องมีการเผาถ่านโค้กเพื่อนำสารเร่งปฏิกิริยามาใช้งานใหม่ในหน่วย Regenerator ของหน่วยแตกโมเลกุลด้วยสารเร่งปฏิกิริยา (FCCU) ทางเลือกอีกทางหนึ่งนั้น น้ำมันเตาชนิดเบาอาจถูกส่งต่อไปยังหน่วยแตกโมเลกุลด้วยสารเร่งปฏิกิริยาโดยใช้ไฮโดรเจนร่วม (HCU) เพื่อผ่านสารเร่งปฏิกิริยาภายใต้อุณหภูมิสูงและความดันสูง และสภาวะที่มีก๊าซไฮโดรเจนเพื่อปรับปรุงคุณภาพเป็นผลิตภัณฑ์น้ำมันใส (White Oil) ที่มีราคาสูง

ส่วนที่เป็นน้ำมันเตาชนิดหนักที่เป็นผลผลิตจากหน่วยกลั่นสุญญากาศ (HVU) จะถูกส่งผ่านกระบวนการต่อไปในหน่วยแตกโมเลกุลด้วยความร้อน (TCU) เพื่อผ่านกระบวนการภายใต้สภาวะแวดล้อมที่มีอุณหภูมิและความดันสูง เพื่อเปลี่ยนโครงสร้างเป็นน้ำมันเตาที่มีความหนืดต่ำลงและทำให้ได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลด้วยอีกส่วนหนึ่ง กระบวนการนี้เป็นไปเพื่อปรับปรุงคุณภาพของน้ำมันเตาชนิดหนักเพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าตลาดที่สูงขึ้น

จุดประสงค์หลักในการลงทุนในกระบวนการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างน้ำมันเตา คือ เพื่อลดปริมาณน้ำมันเตาที่มีคุณภาพต่ำ และเพื่อเพิ่มปริมาณผลิตภัณฑ์น้ำมันใส (White Oil) เช่น น้ำมันเบนซิน และน้ำมันดีเซล ที่มีมูลค่าทางการตลาดสูงขึ้น นอกจากนี้จะทำให้โรงกลั่นน้ำมันมีความยืดหยุ่นในการเลือกชนิดน้ำมันดิบแล้ว กระบวนการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างนี้ยังช่วยให้กำไรจากการกลั่นขั้นต้นสูงขึ้นกว่าโรงกลั่นน้ำมันแบบพื้นฐาน (Hydro-Skimming)

#### กระบวนการผสมผลิตภัณฑ์ (Product Blending)

โรงกลั่นน้ำมันแบบคอมเพล็กซ์ (Complex Refinery) มีผลิตภัณฑ์ขั้นกลาง หรือองค์ประกอบสำหรับผสมน้ำมันหลายชนิด จึงทำให้สามารถเลือกผสมเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีราคาสูงชนิดต่าง ๆ ได้ ซึ่งผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดจะต้องผ่านข้อกำหนดมาตรฐานผลิตภัณฑ์ และมีความแม่นยำในรายละเอียดกระบวนการผสม มีการเติมสารเติมแต่ง (Additive) และสี (Dye) ในกระบวนการนี้เพื่อให้เป็นไปตามความต้องการของตลาดและข้อกำหนดของรัฐบาล ในปัจจุบัน บริษัทฯ ใช้ระบบการผสมแบบ In-line Blending สำหรับการผสมน้ำมันเบนซิน ส่วนน้ำมันดีเซลยังคงใช้ระบบการผสมแบบ Batch Blending ระบบการผสมแบบ In-line Blending นั้นสามารถทำการตรวจสอบคุณภาพน้ำมันขณะผสมได้ตลอดเวลาโดยเครื่องมือวิเคราะห์ ส่วนการแก้ไขคุณภาพและการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดและสัดส่วนการผสมจะควบคุมโดยระบบคอมพิวเตอร์เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดมาตรฐานของผลิตภัณฑ์ ซึ่งนอกจากจะทำให้ได้ส่วนผสมที่มีความเหมาะสมแล้ว ยังทำให้การผสมเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ บริษัทฯ อยู่ในระหว่างติดตั้งระบบการผสมแบบ In-line Blending เพื่อมาใช้กับน้ำมันดีเซล และคาดว่าจะดำเนินการแล้วเสร็จในปลายปี 2547

#### 3.1.3 ที่มาของรายได้

##### การจำหน่ายผลิตภัณฑ์

บริษัทฯ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศให้แก่บริษัทน้ำมันขนาดใหญ่ 3 ราย ได้แก่ บมจ. ปตท. เชลล์ และกาลเท็กซ์ และยังจำหน่ายให้กับบริษัทผู้ค้าส่ง และบริษัทอื่น ๆ ในปี 2546 บริษัทฯ ได้จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศคิดเป็นมูลค่าประมาณร้อยละ 92 ของมูลค่าขายของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมทั้งหมดของบริษัทฯ ซึ่งเป็นการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ให้แก่ บมจ. ปตท. ในอัตราร้อยละ 45 ให้แก่เชลล์ในอัตราร้อยละ 15 ให้แก่กาลเท็กซ์ในอัตราร้อยละ 3 ให้แก่ บจ. ไทยพาราไซลีนในอัตราร้อยละ 5 ให้แก่ผู้ซื้อรายอื่นในอัตราร้อยละ 24 และส่วนที่เหลืออีกร้อยละ 8 เป็นการส่งออกไปยังประเทศต่าง ๆ ในภูมิภาคเอเชีย ในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2547 บริษัทฯ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศ คิดเป็นมูลค่าประมาณร้อยละ 91 ของมูลค่าขายของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมทั้งหมดของบริษัทฯ ซึ่งเป็นการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ให้แก่ บมจ. ปตท. ในอัตราร้อยละ 47 ให้แก่เชลล์ในอัตราร้อยละ 11 ให้แก่กาลเท็กซ์ในอัตราร้อยละ 2 ให้แก่ผู้ซื้อรายอื่นในอัตราร้อยละ 27 ให้แก่ บจ. ไทยพาราไซลีนในอัตราร้อยละ 4 และส่วนที่เหลืออีกร้อยละ 9 เป็นการส่งออกไปยังประเทศต่าง ๆ ในภูมิภาคเอเชีย

ในปัจจุบันนี้ บมจ. ปตท. (ซึ่งเป็นผู้ซื้อและผู้ถือหุ้นรายใหญ่ที่สุดของบริษัทฯ) ซื้อผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปเพื่อขายปลีกประมาณ 250,000 บาร์เรลต่อวัน คิดเป็นร้อยละ 33 ของส่วนแบ่งทางการตลาดในประเทศ บมจ. ปตท. ทำการซื้อผลิตภัณฑ์ดังกล่าวในปริมาณส่วนใหญ่จากบริษัทฯ ในราคาตลาดเพื่อเป็นการสร้างความมั่นคงในการจัดหาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป ดังนั้น เมื่อความต้องการผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มสูงขึ้น จึงคาดว่าความต้องการของ บมจ. ปตท. จะสูงขึ้นด้วย

บริษัทฯ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปให้กับ บมจ. ปตท. ตามสัญญา POCSA โดย บมจ. ปตท. และบริษัทฯ ตกลงที่จะซื้อขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป ณ ราคาตลาดตามขั้นตอนการกำหนดปริมาณของผลิตภัณฑ์ ข้อกำหนดและเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญา POCSA ทั้งนี้ ตามขั้นตอนการกำหนดปริมาณของผลิตภัณฑ์ บมจ. ปตท. ต้องเสนอชนิดและปริมาณของผลิตภัณฑ์ที่ บมจ. ปตท. ต้องการ ซึ่งต้องเป็นปริมาณอย่างน้อยร้อยละ 49.99 ของกำลังการผลิตของบริษัทฯ จำนวน 220,000 บาร์เรลต่อวัน (ซึ่งจะเพิ่มขึ้นเป็น 270,000 บาร์เรลต่อวันหลังจากโครงการเพิ่มกำลังการผลิตของ CDU-3 เสร็จสิ้น) และบริษัทฯ จะแจ้งให้ทราบถึงชนิดและปริมาณผลิตภัณฑ์ที่บริษัทฯ สามารถส่งมอบให้ บมจ. ปตท. ได้ภายในเวลาที่ตกลงกัน โดย บมจ.ปตท. จะรับซื้อผลิตภัณฑ์ตามปริมาณที่บริษัทฯ ตกลงส่งมอบ นอกจากนี้ บมจ. ปตท. มีสิทธิพิเศษตามสัญญาที่จะซื้อผลิตภัณฑ์ ณ ราคาตลาดในขณะนั้นก่อนลูกค้ารายอื่นในปริมาณสูงสุดร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตของบริษัทฯ ภายใต้เงื่อนไขที่ระบุไว้ในสัญญา POCSA

บมจ. ปตท. จะรับซื้อผลิตภัณฑ์ของบริษัทฯ เพื่อการจำหน่ายในตลาดภายในประเทศให้ได้มากที่สุด และบริษัทฯ ต้องตั้งเป้าหมายที่จะดำเนินการตามความต้องการของ บมจ. ปตท. ในการผลิตผลิตภัณฑ์ของบริษัทฯ ให้ใกล้เคียงที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์และในทางเทคนิค เงื่อนไขและข้อกำหนดของการซื้อผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปของบริษัทฯ สำหรับผลิตภัณฑ์เพื่อการส่งออกจะเป็นไปตามข้อตกลงร่วมกันของบริษัทฯ และ บมจ. ปตท. ในแต่ละครั้งที่มีการส่งออกผลิตภัณฑ์

สัญญา POCSA สามารถถูกยกเลิกได้ด้วยสาเหตุต่าง ๆ ซึ่งรวมถึงการยกเลิกโดยการที่คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งได้แจ้งความจำนงค์กล่าวให้แก่อีกคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งเป็นลายลักษณ์อักษรเป็นการล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 12 เดือน แต่ทั้งนี้ คู่สัญญาไม่สามารถแจ้งความจำนงค์ก่อนครบรอบปีที่ 13 นับจากวันที่สัญญา POCSA มีผลใช้บังคับ

นอกจากข้อตกลงดังกล่าว บมจ. ปตท. และบริษัทฯ ยังได้เข้าทำสัญญารับจ้างกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมดิบอีกด้วย โดย บมจ. ปตท. อาจะจัดส่งน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ ที่ใช้ในการกลั่นน้ำมันให้แก่บริษัทฯ ในกรณีที่บริษัทฯ ได้มีการแจ้งความต้องการให้แก่ บมจ. ปตท. สัญญานี้ทำขึ้นเพื่อให้มั่นใจว่าบริษัทฯ จะมีน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในสถานการณ์ที่น้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ มีราคาสูง และเพื่อให้แน่ใจว่า บมจ. ปตท. มีผลิตภัณฑ์จำหน่ายผ่านเครือข่ายผลิตภัณฑ์ให้ลูกค้าปลีก สัญญานี้ได้ทำขึ้นเมื่อปี 2542 หลังจากวิกฤตการณ์ทางการเงินในภูมิภาคเอเชียในปี 2540 ในระหว่างปี 2542 ถึง 2545 บมจ. ปตท. จัดส่งน้ำมันดิบให้แก่บริษัทฯ และบริษัทฯ ทำการกลั่นน้ำมันให้ทาง บมจ. ปตท. โดยคิดค่าธรรมเนียมในการบริการรับจ้างกลั่นน้ำมันจาก บมจ. ปตท. โดยจะรับรู้ค่าธรรมเนียมเป็นรายเดือน ทั้งนี้ ค่าธรรมเนียมการกลั่นน้ำมันจะคำนวณจากมูลค่าของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปทั้งหมดที่ บมจ. ปตท. รับซื้อจริงหักด้วยมูลค่ารวมของต้นทุนน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการกลั่นในเดือนเดียวกัน รวมทั้งค่าใช้จ่ายอื่น ๆ และต้นทุนทางการเงินของคู่สัญญา บริษัทฯ ได้หยุดการให้บริการรับจ้างกลั่นน้ำมันให้แก่ บมจ. ปตท. ตามข้อตกลงดังกล่าวเมื่อสิ้นปี 2545 และได้ชำระค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่ยังคงค้างทั้งหมดในเดือนมีนาคม 2546

นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปให้กับ เซลล์ คาลเท็กซ์ และผู้ซื้ออื่น ๆ เช่น บมจ. บางจาก บริษัท ภาคใต้เชลล์เพอเลียม จำกัด (มหาชน) บริษัท คอสโม ออยล์ จำกัด เพื่อส่งค้าปลีกค่อและขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมให้แก่ บจ. ไทยพาราโซลิติ บริษัทฯ ได้จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปให้กับเซลล์และคาลเท็กซ์ตามสัญญาซื้อขายซึ่งมีการกำหนดให้ใช้ราคาซื้อขายอิงกับราคาตลาด

ผลิตภัณฑ์ส่วนเกินอื่นๆ เช่น น้ำมันเบนซินไร้สารตะกั่ว ได้ถูกจัดจำหน่ายสู่ตลาดต่างประเทศผ่าน บมจ. ปตท. และคู่ค้าน้ำมันรายอื่น ซึ่งในระยะเวลาที่ผ่านมาสัดส่วนในการส่งออกหลังจากการปรับเพิ่มปริมาณการผลิตแล้วนั้น ยังคงมีปริมาณที่ลดลงเนื่องจากสามารถจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปประเภทต่าง ๆ ในประเทศสูงขึ้น

ตารางต่อไปนี้แสดงถึงปริมาณของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่บริษัทฯ จำหน่ายในปี 2544 2545 และ 2546 และงวดหกเดือนแรกของปี 2547 และเทียบเป็นอัตราร้อยละของปริมาณการจำหน่ายทั้งหมดของบริษัทฯ

	หน่วย: ล้านลิตรยกเว้นอัตราร้อยละ							
	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม				รอบหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2547			
	2544		2545		2546		มิถุนายน 2547	
	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละของปริมาณการจำหน่าย
ในประเทศ – บมจ. ปตท.	4,885 <sup>(1)</sup>	44 <sup>(1)</sup>	4,592 <sup>(1)</sup>	39 <sup>(1)</sup>	5,784	44	3,026	45
เชลล์	1,251	11	1,493	13	1,882	14	713	10
กาลเท็กซ์	721	6	607	5	477	4	174	3
บจ. ไทยพาราโซลิน	29	0	402	3	427	3	175	3
บมจ. บางจาก	68	1	363	3	621	5	363	5
อื่น ๆ	2,199	20	2,371	20	2,575	19	1,508	23
รวม	9,153	82	9,828	83	11,766	89	5,959	89
ส่งออก – บมจ. ปตท. <sup>(2)</sup>	424	4	313	3	289	2	56	1
อื่น ๆ	1,541	14	1,703	14	1,170	9	650	10
รวม	1,965	18	2,016	17	1,459	11	706	11
<b>ปริมาณการจำหน่ายรวม</b>	<b>11,118</b>	<b>100</b>	<b>11,844</b>	<b>100</b>	<b>13,225</b>	<b>100</b>	<b>6,665</b>	<b>100</b>

หมายเหตุ

(1) รวมปริมาณผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่บริษัทฯ ให้บริการกลั่นน้ำมันแก่ บมจ. ปตท.

(2) รวมปริมาณที่จำหน่ายให้ PTT International Trading Pte/Ltd ประเทศสิงคโปร์ ซึ่งเป็นบริษัทที่บมจ. ปตท. ถือหุ้นทั้งหมด

### การแข่งขัน

ปัจจุบัน ประเทศไทยมีบริษัทที่ประกอบธุรกิจกลั่นน้ำมันรายใหญ่อีกจำนวน 6 ราย คือ บริษัทฯ บมจ. บางจาก เอสโซ่ อาร์ทัวร์ซี เอสพีอาร์ซี และทีพีไอ โดยมีกำลังการกลั่นน้ำมันรวมทั้งสิ้นประมาณ 1,025,000 บาร์เรลต่อวัน บมจ. บางจาก เอสโซ่ และทีพีไอ เป็นผู้ประกอบการแบบครบวงจร แต่ผู้ประกอบการที่เหลือประกอบธุรกิจการกลั่นน้ำมันแต่เพียงอย่างเดียว โดยอาศัยสัญญาซื้อขายผลิตภัณฑ์ (Offtake Agreement) และ/หรือการส่งมอบในตลาดเสรีเพื่อจำหน่ายผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นน้ำมันต่าง ๆ โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ แข่งขันกับโรงกลั่นน้ำมันในประเทศเป็นหลักและกับโรงกลั่นน้ำมันอื่น ๆ ในภูมิภาครองลงไป

บริษัทคู่แข่งหลักของบริษัทฯ ส่วนใหญ่เป็นบริษัทน้ำมันแบบครบวงจรระดับชาติและระดับนานาชาติที่มีธุรกิจด้านปิโตรเลียมหลายประเภท รวมถึงการสำรวจขุดเจาะหาแหล่งน้ำมันดิบการผลิต การขนส่ง การกลั่นน้ำมัน และการตลาด เนื่องจากความหลากหลายทางด้านภูมิศาสตร์ การทำธุรกิจแบบครบวงจร การมีเงินลงทุนและแหล่งทรัพยากรเป็นจำนวนมาก ทำให้บริษัทเหล่านี้สามารถยืนหยัดในตลาดที่มีสถานะผันผวนและแข่งขันด้านราคาได้อย่างมีประสิทธิภาพ และยังสามารถจัดหาน้ำมันดิบได้ง่ายเมื่อขาดแคลน

อุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมันมีการแข่งขันสูง ปัจจัยหลักในการแข่งขันที่มีผลต่อการกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ คือ ราคาและสัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้จากการกลั่นน้ำมัน ต้นทุนในการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ การขนส่ง และการจัดหาวัตถุดิบ บริษัทฯ ทำการ

แข่งขันกับบริษัทอื่น ๆ ในด้านการจัดหาวัตถุดิบและช่องทางการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นน้ำมัน ในขณะที่บริษัท คู่แข่งหลายแห่งสามารถผลิตวัตถุดิบเองและมีช่องทางในการจำหน่ายผ่านสถานีบริการจำนวนมาก บริษัทฯ ไม่มีการผลิตวัตถุดิบ และไม่มีช่องทางการจำหน่ายผ่านสถานีบริการแต่อย่างใด บริษัทฯ มีสถานีบริการเพียง 3 แห่งเพื่อเหตุผลทางการประชาสัมพันธ์เท่านั้น จากเสถียรภาพในการจัดหาวัตถุดิบ การมีตลาดรองรับ และช่องทางการจำหน่ายของบริษัทคู่แข่งต่าง ๆ อาจมีผลทำให้บริษัทฯ เสียเปรียบในการแข่งขันได้หากเกิดการขาดแคลนของวัตถุดิบ ราคาวัตถุดิบที่สูงขึ้น ราคาของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปต่าง หรือสภาวะการจำหน่ายที่ไม่เอื้ออำนวย นอกจากนี้ บริษัทคู่แข่งที่มีโรงกลั่นน้ำมันและช่องทางการจำหน่ายปลีกเป็นของตนเองจะมีความสามารถในการยืนหยัดในช่วงที่กำไรจากการกลั่นน้ำมันลดลง หรือสภาวะการขาดแคลนของวัตถุดิบได้เนื่องจากบริษัทเหล่านี้สามารถชดเชยการขาดทุนจากการกลั่นได้จากผลกำไรจากการขายผลิตภัณฑ์ของผู้จำหน่ายผ่านสถานีบริการ

อุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมันอยู่ภายใต้การควบคุมของกฎระเบียบด้านสิ่งแวดล้อมมากมาย รวมทั้งมาตรฐานใหม่เกี่ยวกับปริมาณกำมะถันในน้ำมันเบนซินและดีเซล กฎระเบียบเหล่านี้จะมีผลกระทบอย่างมากต่ออุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมัน และจำเป็นต้องมีการลงทุนเพื่อปรับปรุงโรงกลั่นน้ำมันให้เป็นไปตามมาตรฐานใหม่ที่กำหนดขึ้น ดังนั้น หากมีบริษัทที่มีโรงกลั่นน้ำมันที่ทันสมัยกว่าโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ อาจไม่มีความจำเป็นต้องลงทุนเป็นจำนวนมากในการดำเนินการเพื่อให้เป็นไปตามกฎระเบียบ และมีความสามารถทางการเงินที่จะลงทุนในการปรับปรุงเพิ่มเติมได้ดีกว่า

### 3.1.4 การกำหนดราคาของผลิตภัณฑ์

ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศอ้างอิงจากราคาตลาด ณ ช่วงเวลาขณะนั้นของผลิตภัณฑ์ชนิดเดียวกันจากประเทศสิงคโปร์ ซึ่งจะเป็นราคาอ้างอิง (Benchmark) ของราคา ณ โรงกลั่น (Ex-refinery Price) ราคาตลาด ณ ประเทศสิงคโปร์ดังกล่าวสะท้อนถึงอุปสงค์และอุปทานของผลิตภัณฑ์ในภูมิภาค โดยจะกำหนดราคาประจำวันเป็นเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐ บริษัทฯ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในตลาดในประเทศด้วยราคาที่อ้างอิงตามหลักการของความเสมอภาคกับการนำเข้า (Import Parity) และในการส่งออกโดยอ้างอิงหลักการของความเสมอภาคกับการส่งออก (Export Parity)

### 3.1.5 การส่งมอบผลิตภัณฑ์

บริษัทฯ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปให้แก่ลูกค้าที่หน้าโรงกลั่น โดยคิดราคาบนเงื่อนไข Free on Board (FOB) การที่สถานีที่ตั้งของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ทำให้ผู้ซื้อผลิตภัณฑ์สามารถเข้าถึงเครือข่ายการส่งมอบผลิตภัณฑ์ได้โดยสะดวก ทำให้การลำเลียงผลิตภัณฑ์ของผู้ซื้อมีประสิทธิภาพสูงในการบริหารค่าใช้จ่ายโดยผ่านระบบท่อลำเลียงที่สามารถขนส่งผลิตภัณฑ์ได้หลายชนิด (Multi-Product Pipeline) ภายใต้การดำเนินการโดย บจ. ท่อส่งปิโตรเลียมไทย รวมถึงการขนส่งทางบก และการลำเลียงทางเรือบรรทุก โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ เชื่อมต่อกับระบบท่อลำเลียงที่สามารถขนส่งผลิตภัณฑ์ได้หลายชนิด และคลังน้ำมันในบริเวณตอนเหนือของกรุงเทพมหานคร ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปประมาณร้อยละ 40 ของยอดขายของบริษัทฯ ได้ถูกจัดส่งจากผู้ซื้อไปยังลูกค้าอื่นของผู้ซื้อโดยผ่านทางระบบท่อลำเลียงที่สามารถขนส่งผลิตภัณฑ์ได้หลายชนิดของ บจ. ท่อส่งปิโตรเลียมไทยและทางท่อส่งน้ำมันที่เชื่อมระหว่าง บมจ. ปตท. และบริษัทฯ ในขณะที่อีกร้อยละ 45 ถึงร้อยละ 50 ผ่านระบบการลำเลียงทางเรือบรรทุกที่ลูกค้าเช่า และอีกร้อยละ 10 ถึงร้อยละ 15 โดยการขนส่งทางบก ผู้ซื้อสามารถรับซื้อผลิตภัณฑ์ผ่านระบบการขนส่งผลิตภัณฑ์ที่หลากหลายจากบริษัทฯ เพื่อให้ใกล้เคียงกับสถานที่ประกอบการของตน และจัดส่งผลิตภัณฑ์ด้วยต้นทุนที่ต่ำไปยังตลาดที่สำคัญของผลิตภัณฑ์ซึ่งรวมถึง กรุงเทพมหานคร และศูนย์กลางในภูมิภาคต่าง ๆ ของประเทศ

### 3.1.6 ข้อมูลเกี่ยวกับวัตถุดิบ

#### การจัดหาน้ำมันดิบ

วัตถุดิบหลักที่ใช้ในการกลั่นน้ำมันคือน้ำมันดิบ บริษัทฯซื้อน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันดิบต่างประเทศและภายในประเทศโดยใช้วิธีการซื้อด้วยการทำสัญญาซื้อขายแบบมีกำหนดเวลาและการซื้อน้ำมันดิบในราคาตลาดจริง ซึ่งจะทำให้บริษัทฯมีความคล่องตัวในการจัดหาน้ำมันดิบ บริษัทฯ ซื้อน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันดิบต่างประเทศผ่านการขนส่งทางทะเลมายังโรงกลั่นน้ำมันโดยตรง และการซื้อน้ำมันดิบจากแหล่งในประเทศผ่านการขนส่งทางรถไฟและทางเรือ การที่บริษัทฯ มีทุนผูกเรือน้ำมันทำให้บริษัทฯ สามารถรับน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ จากเรือขนส่งน้ำมันดิบขนาดใหญ่โดยตรงซึ่งทำให้การขนถ่ายน้ำมันดิบมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

ในงวดหกเดือนแรกของปี 2547 บริษัทฯ นำเข้าน้ำมันดิบประมาณร้อยละ 80 ของมูลค่าน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่นๆ โดยบริษัทฯ ซื้อน้ำมันดิบส่วนใหญ่จากประเทศในภูมิภาคตะวันออกกลาง เช่น สาธารณรัฐอาหรับเอมิเรตส์ โอมาน และเยเมน และบางส่วนจากประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออก (Far East) เช่น ประเทศบรูไนและมาเลเซีย นอกจากนี้ โรงกลั่นน้ำมันของ บริษัทฯ มีกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบที่สามารถกลั่นได้หลากหลาย ซึ่งรวมถึงน้ำมันดิบจากประเทศในภูมิภาคตะวันออกกลาง เอเชียตะวันออก (Far East) แอฟริกาตะวันตก และจากแหล่งภายในประเทศ แต่ทั้งนี้ การเลือกใช้น้ำมันดิบจะขึ้นอยู่กับราคาและผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับ บริษัทฯ ยังสามารถที่จะกลั่นและคือนำเข้าน้ำมันดิบบางส่วนจากประเทศในภูมิภาคแอฟริกาตะวันตกเพื่อเป็นการกระจายแหล่งน้ำมันดิบที่ซื้อ เช่น ประเทศไนจีเรีย แองโกลา และกินี ส่วนน้ำมันดิบที่เหลืออีกประมาณร้อยละ 20 มาจากแหล่งในประเทศ ในปี 2546 บริษัทฯ ได้ซื้อน้ำมันดิบคิดเป็นมูลค่าประมาณร้อยละ 66 จากแหล่งน้ำมันในภูมิภาคตะวันออกกลาง ประมาณร้อยละ 14 จากแหล่งน้ำมันในภูมิภาคเอเชียตะวันออก (Far East) ประมาณร้อยละ 1 จากแหล่งน้ำมันในแอฟริกาตะวันตก และประมาณร้อยละ 19 จากแหล่งน้ำมันภายในประเทศ ในช่วงหกเดือนแรกของปี 2547 บริษัทฯ ได้ซื้อน้ำมันดิบคิดเป็นมูลค่าประมาณร้อยละ 72 จากแหล่งน้ำมันในภูมิภาคตะวันออกกลาง ร้อยละ 8 จากแหล่งน้ำมันในภูมิภาคเอเชียตะวันออก (Far East) และประมาณร้อยละ 20 จากแหล่งน้ำมันภายในประเทศ บริษัทฯ มีความประสงค์จะเพิ่มการซื้อน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ จากแหล่งภายในประเทศให้มากที่สุด เนื่องจากมีคุณสมบัติที่เหมาะสมสำหรับกระบวนการกลั่นน้ำมันของ บริษัทฯ และเป็นราคาที่สามารถแข่งขันได้เนื่องจากมีต้นทุนการขนส่งที่ถูกลง

เนื่องจากการซื้อเข้าน้ำมันดิบขึ้นอยู่กับสภาวะการณ์ในตลาดน้ำมันดิบและปริมาณน้ำมันดิบที่มี บริษัทฯ จึงดำเนินการจัดซื้อน้ำมันดิบประมาณร้อยละ 50 จาก บมจ. ปตท. ตามสัญญา POCSA และอีกประมาณร้อยละ 50 จากผู้จำหน่ายรายอื่นภายใต้สัญญาซื้อขายแบบมีกำหนดเวลาและการซื้อน้ำมันดิบในราคาตลาดจริง สำหรับการจัดซื้อน้ำมันดิบจากแหล่งต่างประเทศ บริษัทฯ ใช้เครดิตชำระเงินทางการค้าภายใน 30 วัน นับจากวันที่ที่ระบุไว้ในใบตราส่ง (Bill of Lading Date) ซึ่งเป็นหลักการใช้ทั่วไป และซื้อน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ จากแหล่งในประเทศ จาก บมจ. ปตท. โดยใช้เครดิตชำระเงินทางการค้าภายใน 25 ถึง 45 วันนับจากวันที่ระบุในใบตราส่ง

ตามสัญญา POCSA บมจ. ปตท. และบริษัทฯ จะซื้อเข้าน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ ณ ราคาตลาดเพื่อผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในจำนวนไม่น้อยกว่าร้อยละ 49.99 ของกำลังการกลั่นน้ำมันของ บริษัทฯ ตามข้อกำหนดและเงื่อนไขในสัญญา POCSA นอกจากนี้ บมจ. ปตท. มีสิทธิพิเศษตามสัญญาที่จะจัดหาน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ ณ ราคาตลาดก่อนหน้าผู้จัดหารายอื่น เพื่อผลิตผลิตภัณฑ์ในปริมาณสูงถึงร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตของ บริษัทฯ ในราคาตลาดในขณะนั้นภายใต้เงื่อนไขบางประการที่ระบุไว้ในสัญญา POCSA บริษัทฯ ได้รับเครดิตชำระเงินทางการค้าภายใน 30 วันจาก บมจ. ปตท. ยกเว้นแต่จะมีข้อเสนออื่นจาก บริษัทฯ โดยได้รับการเห็นชอบจาก บมจ. ปตท. ตามสัญญา POCSA นอกจากสัญญาดังกล่าว

บมจ. ปตท. และบริษัทฯ ยังได้เข้าทำสัญญาบริการรับจ้างกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมดิบอีกด้วย โดย บมจ. ปตท. จะจัดส่งน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ ที่ใช้ในการกลั่นน้ำมันให้แก่บริษัทฯ ในกรณีที่บริษัทฯ ได้มีการแจ้งความต้องการให้แก่ บมจ. ปตท.

### ตารางแสดงถึงมูลค่าน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ ที่ซื้อจากแหล่งต่าง ๆ

หน่วย : ล้านบาท ยกเว้นอัตราร้อยละ

แหล่งน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						รอบหกเดือน	
	2544		ร้อยละ		2545		ร้อยละ	
	2544	ร้อยละ	2545	ร้อยละ	2546	ร้อยละ	สิ้นสุด วันที่ 30 มิถุนายน 2547	ร้อยละ
ตะวันออกกลาง <sup>(1)</sup>	39,761	79	48,908	67	68,897	66	43,246	72
เอเชียตะวันออก (Far East) <sup>(2)</sup>	8,261	16	16,523	23	14,889	14	4,621	8
ประเทศไทย	777	1	3,133	4	19,163	19	11,812	20
แอฟริกาตะวันตก <sup>(3)</sup>	928	2	4,487	6	1,386	1	-	-
อเมริกาใต้ <sup>(4)</sup>	838	2	-	-	-	-	-	-
<b>รวม</b>	<b>50,565</b>	<b>100</b>	<b>73,051</b>	<b>100</b>	<b>104,335</b>	<b>100</b>	<b>59,679</b>	<b>100</b>

หมายเหตุ: (1) ได้แก่ โอมาน คูเวต สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ กาตาร์ เยเมน และอิหร่าน

(2) ได้แก่ บรูไน มาเลเซีย อินโดนีเซีย และเวียดนาม

(3) ได้แก่ ไนจีเรีย แองโกลา และกินี

(4) ได้แก่ เอกวาดอร์

### วัตถุดิบอื่นๆ

บริษัทฯ ซื้อถลุง เรสิดิว (Long Residue) จาก บมจ. บางจาก ซึ่งดำเนินการโรงกลั่นน้ำมันแบบพื้นฐาน (Hydro-Skimming) เพื่อเป็นวัตถุดิบสำหรับหน่วยเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุล (Conversion Unit) บมจ. บางจากไม่มีหน่วยแตกโมเลกุล (Cracking Unit) จึงมีข้อจำกัด และจำเป็นต้องผสม ถลุง เรสิดิว (Long Residue) เพื่อขายเป็นน้ำมันเตา การที่ บมจ. บางจากขายถลุง เรสิดิว (Long Residue) ให้กับบริษัทฯ เป็นวัตถุดิบเพื่อนำไปผลิตน้ำมันปิโตรเลียมสำเร็จรูป เช่น น้ำมันเบนซิน ไร้สารตะกั่ว น้ำมันก๊าด น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซลแทนนั้น ทำให้ บมจ. บางจาก มีกำไรที่สูงขึ้น และบริษัทฯ ก็ได้รับผลประโยชน์หลังจากหักต้นทุนการดำเนินการผลิตของบริษัทฯ แล้วด้วยเช่นกัน นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังได้ขายน้ำมันเตาให้กับ บมจ. บางจาก เพื่อส่งต่อให้แก่ลูกค้าของ บมจ. บางจาก โดยแลกเปลี่ยนกับ ถลุง เรสิดิว (Long Residue) ของ บมจ. บางจาก นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังทำการนำเข้าสาร MTBE สารเติมแต่งอื่น ๆ และสีสำหรับผสมในผลิตภัณฑ์เพื่อให้ได้ตามความต้องการของตลาดและข้อกำหนดของรัฐบาล

### สาธารณูปโภค

#### น้ำ

บริษัทฯ มีหน่วยกลั่นน้ำทะเลเป็นน้ำจืด (Seawater Desalination Unit) ซึ่งสามารถสนองต่อความต้องการน้ำประมาณร้อยละ 60 ของปริมาณน้ำที่โรงกลั่นน้ำมันใช้ โดยปริมาณน้ำส่วนที่เหลือมาจากอ่างเก็บน้ำบริเวณใกล้เคียง หน่วยกลั่นน้ำทะเลเป็นน้ำจืดแห่งนี้ทำหน้าที่เป็นแหล่งจ่ายน้ำไปยังแหล่งผลิตไอน้ำเกือบทั้งหมดในโรงกลั่นน้ำมัน

### ไฟฟ้าและไอน้ำ

บริษัทฯ จัดซื้อไฟฟ้าประมาณร้อยละ 70 ของความต้องการไฟฟ้าทั้งหมดและไอน้ำประมาณร้อยละ 60 ของความต้องการจาก บจ. ไทยออยล์เพาเวอร์ ส่วนที่เหลือเป็นการผลิตภายใน โรงกลั่นน้ำมันจากเชื้อเพลิงที่กลั่นได้ โดย บจ. ไทยออยล์เพาเวอร์ มีข้อตกลงร่วมกับ กฟผ. ในการให้ กฟผ. เป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าสำรอง ในกรณีที่ บจ. ไทยออยล์เพาเวอร์จ่ายไฟฟ้าให้กับบริษัทฯไม่เพียงพอ

### ก๊าซธรรมชาติ

บมจ. ปตท. เป็นผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติแต่เพียงผู้เดียวในประเทศ โดย บมจ. ปตท. จำหน่ายก๊าซธรรมชาติให้กับ บจ. ไทยออยล์เพาเวอร์ และบจ. ผลิตไฟฟ้าอิสระ สำหรับการผลิตไฟฟ้า และบริษัทฯ สำหรับการสนับสนุนการผลิต

### สารเร่งปฏิกิริยา

ในขั้นตอนต่าง ๆ ของกระบวนการผลิตของบริษัทฯ มีการใช้สารเร่งปฏิกิริยาหลายประเภท ซึ่งบริษัทฯ ประเมินและเลือกสารเร่งปฏิกิริยาจากคุณสมบัติและราคา โดยทั่วไป บริษัทฯ จะขอคำปรึกษาจากที่ปรึกษาทางเทคนิคซึ่งได้แก่ SGSI เกี่ยวกับประสิทธิภาพของโรงกลั่นน้ำมันอื่น ๆ ก่อนที่จะเปลี่ยนชนิดของสารเร่งปฏิกิริยา เพื่อให้มีความมั่นใจว่าสารเร่งปฏิกิริยาชนิดใหม่สามารถใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Technically and Commercially Proven)

#### **3.1.7 การสนับสนุนด้านเทคโนโลยี**

บริษัทฯ ไม่ได้ดำเนินการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีทางด้านน้ำมันด้วยตนเอง อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ มีช่องทางในการรับเทคโนโลยีการผลิตการดำเนินงานที่ก้าวหน้าทันสมัย และความรู้ทางวิศวกรรมตามสัญญาการบริการด้านเทคนิคกับ SGSI (Technical Services Agreement หรือ “TSA”) ซึ่งเป็นแบบ Non-Exclusive ตั้งแต่แรกที่บริษัทฯ เริ่มดำเนินธุรกิจ

บริษัทฯ ได้รับความรู้ ประสบการณ์ และการพัฒนาการล่าสุดที่เกี่ยวกับการกลั่นน้ำมันและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมจาก SGSI ตามสัญญา TSA โดยบริษัทฯ ได้จ่ายค่าธรรมเนียมรายปีในอัตราคงที่ภายใต้สัญญาดังกล่าว และมีการต่อสัญญาเป็นระยะ ๆ โดยมีการปรับเปลี่ยนความต้องการทางเทคโนโลยีของทางบริษัทฯ และสภาวะตลาด สัญญา TSA ฉบับปัจจุบันนี้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2545 โดยมีอายุสัญญาอย่างน้อย 3 ปี และยังคงมีผลใช้บังคับจนกว่าจะมีการบอกเลิกสัญญาซึ่งสามารถยกเลิกสัญญาได้ตั้งแต่วันที่ 31 ธันวาคม 2547 เป็นต้นไป โดยการที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดส่งหนังสือบอกกล่าวเป็นการล่วงหน้าเป็นเวลา 12 เดือนให้แก่คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง

ในปัจจุบัน SGSI ให้บริการด้านเทคนิคกับโรงกลั่นน้ำมันทั่วโลกประมาณ 50 แห่ง และโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ เป็นส่วนหนึ่งของแหล่งข้อมูลทางเทคนิคเช่นกัน ตามสัญญา TSA บริษัทฯ จะได้รับข้อมูลที่ทันสมัยเกี่ยวกับเทคโนโลยี การปฏิบัติงาน และวิศวกรรมของการกลั่นน้ำมัน รวมทั้งเรื่องเกี่ยวกับคุณภาพของน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์ ตัวอย่างประโยชน์ที่บริษัทฯ ได้รับจาก SGSI คือ การแก้ไขปัญหาทางวิศวกรรมและกระบวนการผลิต การอบรมการพัฒนาทางเทคนิค รายงานทางเทคนิค การประชุมทางเทคนิค ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ ระบบวิศวกรรม และข้อมูลเกี่ยวกับการพัฒนาและมาตรฐานด้านความปลอดภัย นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังสามารถได้รับประโยชน์จากการวิจัยและพัฒนาของบริษัทชั้นนำแห่งนี้ ความรู้และประสบการณ์ที่ได้รับนี้ ทำให้บริษัทฯ สามารถพัฒนากระบวนการกลั่นและการปฏิบัติงานในโรงกลั่นน้ำมันแบบคอมเพล็กซ์ (Complex Refinery) ได้โดยไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายอย่างมากในการวิจัยและการพัฒนาเอง



แผนกเทคโนโลยี (Technology Department) ของบริษัทฯ มีพนักงานจำนวนทั้งสิ้น 34 คน โดยเป็นวิศวกรเคมีจำนวนทั้งสิ้น 25 คน หน้าที่รับผิดชอบหลักของแผนกนี้มี 4 อย่าง คือ

- ให้การสนับสนุนทางเทคโนโลยีเพื่อพัฒนากระบวนการกลั่น
- วางแผนการผลิตทั้งระยะสั้นและระยะยาว
- กำกับดูแลระบบควบคุมกระบวนการ (Process Control) ขั้นพื้นฐาน (Basic) และขั้นสูง (Advance)
- ตรวจสอบติดตามทางเทคนิคการใช้พลังงานและการสูญเสียและทางสิ่งแวดล้อม รวมทั้งการทำการอ้างอิง (Benchmarking)

ฝ่ายเทคโนโลยีทำงานร่วมกับฝ่ายธุรกิจ และฝ่ายอื่น ๆ ในการตัดสินใจเกี่ยวกับการจัดการอย่างมีประสิทธิภาพเกี่ยวกับกำลังการผลิต การเลือกวัตถุดิบ การปฏิบัติการกลั่นและกำหนดการบำรุงรักษา

### 3.1.8 การจัดการความเสี่ยงและความปลอดภัย

ระบบการตรวจสอบ การบำรุงรักษา ระบบการทำงาน และระบบการอบรมพนักงานและความปลอดภัยของพนักงาน เป็นไปตามมาตรฐานสากล รวมถึงคู่มือประกันคุณภาพ ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม บริษัทฯ ดำเนินการโดยอาศัยหลักการประเมินความเสี่ยง (Risk-Based Approach) สำหรับงานตรวจสอบต่าง ๆ รวมทั้งงานด้านเทคนิคและงานที่ไม่เกี่ยวข้องกับด้านเทคนิค บริษัทฯ ใช้ระบบการจัดการการบำรุงรักษาด้วยคอมพิวเตอร์ ระบบ PACER ในการวางแผนงาน และการบันทึกข้อมูลการตรวจสอบและการบำรุงรักษา นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังใช้ระบบ SAP ในระบบการบริหารจัดการทรัพยากรบุคคล ระบบการบัญชีและการควบคุมการเงินรวมทั้ง ระบบการจัดซื้อและระบบวัสดุคงเหลือ

บริษัทฯ ให้ความสำคัญต่อเรื่องความปลอดภัยเป็นอย่างยิ่ง โดยกำหนดความรับผิดชอบตามสายการบังคับบัญชาและจัดให้มีการอบรมเรื่องความปลอดภัยให้กับพนักงานและผู้รับเหมา มีกิจกรรมการตรวจสอบพื้นที่ และการให้ฝ่ายบริหารสายงานมีส่วนร่วมในการดูแล บริษัทฯ เชื่อมั่นว่าบริษัทฯ มีประวัติดีในด้านสถิติความปลอดภัยที่ผ่านมา โดยที่อัตราความถี่ของการสูญเสียเวลาของพนักงานและผู้รับเหมา เนื่องจากอุบัติเหตุลดลงอย่างต่อเนื่องในช่วงที่ผ่านมา นอกจากนี้ บริษัทฯ ได้มีระบบรายงานและบันทึกอุบัติเหตุที่เกิดขึ้น และดำเนินการตรวจสอบติดตามความปลอดภัยด้านเทคนิคอยู่อย่างต่อเนื่องเสมอมา

บริษัทฯ ได้นำโปรแกรม Thail Oil Information Portal System มาใช้ โดยเป็นระบบเก็บเอกสารที่มีรูปแบบชัดเจนและได้นำระบบโปรแกรม Plant Information มาใช้ในปี 2546 เพื่อจัดเก็บข้อมูลและเป็นแหล่งข้อมูลเพื่อการปรับปรุงระบบการควบคุมดูแลการทำงานของโรงงานและเทคโนโลยีการผลิต ข้อมูลนับพันตัวจากตัวแปรในกระบวนการผลิต อาทิเช่น ติดตามเวลาการทำงานของปั๊มสูบน้ำมัน (Track Pump Running Hours) และอุณหภูมิของผิวท่อให้ความร้อน (Heater Tube Skin Temperatures) จะถูกจัดเก็บไว้ และนำมาวิเคราะห์เพื่อหาแนวโน้มต่าง ๆ รวมทั้งนำมาใช้ในการแก้ไขปัญหาการผลิต

นอกจากนี้ บริษัทฯ ได้ใช้ระบบ Proximity Card Access ตรวจสอบและให้บุคคลที่ได้รับอนุญาตสามารถเข้าออกโรงกลั่นได้ และระบบโทรทัศน์วงจรปิด (Closed Circuit Television Monitor) เพื่อตรวจสอบความเคลื่อนไหวต่าง ๆ สำหรับโรงกลั่นน้ำมัน โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ แบ่งพื้นที่ออกเป็น 3 โซนตามระดับการรักษาความปลอดภัยและความอันตราย เพื่อให้ระบบการเข้าออกของพนักงานและเส้นทางเดินรถยนต์มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น

โครงสร้างการปฏิบัติงานของบริษัทฯ ได้ถูกออกแบบจากรูปแบบที่ใช้ในโรงกลั่นน้ำมันหลายแห่งของ SGSI โดยมี การจัดกลุ่มปฏิบัติการย่อย ซึ่งแต่ละหน่วยย่อยจะประกอบด้วยพนักงานจากฝ่ายการผลิต ฝ่ายเทคโนโลยีและฝ่ายวิศวกรรม เพื่อดำเนินการดูแลพื้นที่การผลิตที่แบ่งเป็น 4 พื้นที่ โดยพนักงานในแต่ละหน่วยย่อยมีการกำหนดมาตรฐาน และเป้าหมายในการทำงานเดียวกันและมีการประสานงานกัน เพื่อให้มีการผลิตที่มีประสิทธิภาพและปลอดภัยในพื้นที่ของตน

ในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา บริษัทฯ ได้ประสบอุบัติเหตุครั้งใหญ่เพียงหนึ่งครั้งจากอุบัติเหตุเพลิงไหม้ถังเก็บน้ำมัน 5 ถัง เมื่อเดือนธันวาคม 2542 อุบัติเหตุครั้งนั้นก่อให้เกิดความเสียหายต่อถังเก็บน้ำมันใกล้เคียงและระบบท่อส่งน้ำมัน แม้ว่า อุปกรณ์การกลั่นน้ำมันสามารถใช้งานได้ แต่บริษัทฯ จำเป็นต้องหยุดการผลิตเป็นเวลา 45 วันเนื่องจากจำเป็นต้องปรับปรุง ระบบท่อส่งน้ำมันและถังเก็บน้ำมันให้เสร็จสิ้นเสียก่อน บริษัทฯ สามารถแก้ไขปรับปรุงและดำเนินการผลิตได้อีกครั้ง ภายใน 45 วัน และความเสียหายทั้งหมดสามารถเรียกคืนได้จากกรมธรรม์ประกันภัย จากเหตุการณ์ดังกล่าว บริษัทฯ ได้ ดำเนินการประเมินระบบควบคุมการผลิต รวมทั้งการประเมินระบบป้องกันอัคคีภัย ระบบการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน และ ดำเนินโครงการปรับปรุงหลายโครงการเช่น การสร้างสถานีดับเพลิงหลักและสำรองพร้อมเพิ่มปริมาณโฟมดับเพลิงเป็น 160,000 ลิตร (มีสถานีแห่งหนึ่งอยู่ห่างจากพื้นที่ที่มีไฮโดรคาร์บอน) และการติดตั้งท่อต่อเชื่อมกับระบบฉีดน้ำดับเพลิงของ บมจ. ปตท. โดยมีวาล์วเปิดปิดแยกเฉพาะ โดยระบบฉีดน้ำดับเพลิงของ บมจ. ปตท. ก็มีการเชื่อมต่อกับระบบฉีดน้ำดับเพลิง ของเอสโซ่ นอกจากนี้ บริษัทฯ ได้ตระหนักถึงการพัฒนาความสามารถของพนักงานและขั้นตอนการปฏิบัติงาน และบริษัทฯ ได้ปรับปรุงระบบการควบคุมและระบบเตือนภัยให้เหมาะสมและเพียงพอ โดยมีระบบเตือนภัยสำรองในกรณีที่ระบบการ ควบคุมและระบบเตือนภัยหลักไม่ทำงาน

บริษัทฯ ได้รับการรับรองระบบการบริหารงานคุณภาพ (ISO 9001:2000) และระบบการจัดการสิ่งแวดล้อม (ISO 14001) ตั้งแต่ปี 2539 และปี 2542 ตามลำดับ สำหรับขอบข่ายการผลิตและการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันปิโตรเลียม และ ระบบการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัย (มอก. 18001) ในปี 2544 สำหรับขอบข่ายการผสมและจำหน่ายผลิตภัณฑ์ น้ำมันปิโตรเลียม โดยสถาบันรับรองมาตรฐานไอเอสโอ รวมทั้งได้รับการรับรองห้องปฏิบัติการทดสอบและห้องปฏิบัติการ สอบเทียบ (ISO/IEC 17025) ในปี 2539 จากสำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม สำหรับขอบข่ายของการทดสอบผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป

บริษัทฯ ได้รวมการตรวจประเมินระบบ ISO 9001:2000, ISO 14001 และมอก. 18001 แบบบูรณาการเมื่อกลาง ปี 2547 และจะมีการตรวจประเมินใหม่สำหรับระบบ ISO/IEC 17025 ในช่วงปลายปี 2547 เนื่องจากใบรับรองห้องปฏิบัติการ ทดสอบฯ จะสิ้นสุดอายุในเดือนกุมภาพันธ์ 2548 และระบบ ISO 9001:2000 และ ISO 14001 ประมาณเดือนมีนาคม 2548 เนื่องจากใบรับรองจะสิ้นสุดอายุในเดือนเมษายน และกันยายน 2548 ตามลำดับ

### 3.1.9 ประกันภัย

บริษัทฯ มีกรมธรรม์ประกันภัยที่ครอบคลุมดังนี้

- ทรัพย์สิน (All Risks) และการสูญเสียกำไร (Loss of Profits) ทั้งหมดสำหรับทรัพย์สินที่เกี่ยวข้องกับกระบวนการกลั่นน้ำมัน
- ความรับผิดชอบต่อบุคคลภายนอก (Third Party) และความรับผิดจากผลิตภัณฑ์ (Product Liability)
- ทรัพย์สิน (All Risks) สำหรับทรัพย์สินอื่น ๆ

บริษัทฯ มีกรรมธรรม์ประกันภัยสำหรับสรรพภัย (All Risks) และการสูญเสียกำไร (Loss of Profits) ทั้งหมด ครอบคลุมถึงเพลิงไหม้ น้ำท่วม แผ่นดินไหว พายุขนาดใหญ่ อุบัติเหตุรถยนต์ ความเสียหายต่อคลังน้ำมันและวัตถุดิบ ที่ดินที่บริษัทฯ เป็นเจ้าของหรืออยู่ภายใต้การดูแลของบริษัทฯ และการชะงักงันทางธุรกิจ ทั้งนี้ ภายใต้อำนาจดังกล่าวข้างต้น นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมีการประกันภัยความรับผิดชอบต่อบุคคลภายนอก (Third Party) และความรับผิดจากผลิตภัณฑ์ (Product Liability) และมีการประกันสรรพภัย (All Risks) สำหรับทรัพย์สินอื่น ๆ ที่ไม่เกี่ยวข้องกับกระบวนการกลั่นน้ำมัน โดยจะมีการครอบคลุมกรรมธรรม์ทุก ๆ ปี การประกันภัยของบริษัทฯ ครอบคลุมถึงความรับผิดที่เกิดขึ้นจากการปฏิบัติงานที่โรงกลั่นน้ำมัน โรงไฟฟ้า รวมถึงบริเวณ โรงกลั่น ผลิตภัณฑ์ และความเสี่ยงจากการปฏิบัติงานที่โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ที่อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรีและ/หรือในประเทศไทย แต่ไม่ครอบคลุมถึงประเทศสหรัฐอเมริกาและแคนาดา กรรมธรรม์ของบริษัทฯ ครอบคลุมเรื่องการมุ่งร้าย (Sabotage) แต่ไม่ครอบคลุมถึงความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจากสงครามหรือการก่อการร้าย (Terrorism) มลภาวะทางเสียง และการชำรุดของเครื่องจักร แต่กรรมธรรม์ของโรงไฟฟ้าครอบคลุมถึงการชำรุดของเครื่องจักร

### 3.1.10 ข้อบังคับด้านสิ่งแวดล้อม

การดำเนินการของบริษัทฯ เป็นไปตามกฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อม รวมทั้งพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ 2535 เมื่อปี 2535 ประเทศไทยได้มีกฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อมเพื่อส่งเสริมการพัฒนาอย่างมั่นคงและเพื่อปกป้องสิ่งแวดล้อมธรรมชาติที่เข้มงวดมากขึ้น รัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทยปี 2540 ยังได้บัญญัติหน้าที่ของรัฐบาลและสิทธิของประชาชนในการบริหารจัดการและพัฒนาแหล่งธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม กฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อมโดยเฉพาะอย่างยิ่งที่เกี่ยวข้องกับปริมาณไอเสียและน้ำทิ้งที่ออกจากโรงกลั่นน้ำมัน มีผลต่อธุรกิจของบริษัทฯ ในทุกด้าน ซึ่งรวมถึงการขายหรือเพิ่มเติมหน่วยกลั่นต่าง ๆ และรวมถึงระบบการบำรุงรักษาและการก่อสร้างเป็นบางส่วน จากข้อกำหนดในกฎหมายสิ่งแวดล้อม บริษัทฯ จำเป็นต้องศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมก่อนดำเนินการสร้างหรือติดตั้งเพื่อศึกษาผลกระทบของกิจกรรมที่มีต่อสิ่งแวดล้อมภายนอกและสร้างความมั่นใจว่าโรงงานที่ก่อสร้างใหม่จะดำเนินงานได้โดยมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชนท้องถิ่นน้อยที่สุด บริษัทฯ ยังจำเป็นต้องควบคุมการปล่อยไอเสียที่ออกจากโรงกลั่นน้ำมันให้อยู่ในระดับที่กำหนดไว้ในกฎหมายสิ่งแวดล้อม โดยหน่วยงานหลักเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมที่ควบคุมการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ ได้แก่ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และกรมควบคุมมลพิษ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

นโยบายสิ่งแวดล้อมหลักของบริษัทฯ คือการดำเนินการให้เป็นไปตามข้อบังคับที่เกี่ยวข้องทั้งหมด การลดผลกระทบต่างๆจากกิจกรรมต่างๆ ของโรงกลั่นน้ำมันที่มีต่อสิ่งแวดล้อม และการสร้างความมั่นใจว่าบริษัทฯ ดำเนินการด้วยความรับผิดชอบต่อสังคม บริษัทฯ เห็นว่าการดำเนินกิจกรรมภายในโรงกลั่นด้วยความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยเป็นหลักการที่สำคัญต่อการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ เพื่อให้บรรลุตามเป้าหมาย บริษัทฯ ได้ดำเนินมาตรการควบคุมมลภาวะและมาตรการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมรวมทั้งการนำเทคโนโลยีที่ทันสมัยมาใช้ในการลดปริมาณของเสียที่ออกจากโรงกลั่น เช่น หน่วยกำจัดสารปนเปื้อนจากก๊าซ (Sour Gas Treating Units) หน่วยแยกกำมะถัน (Sulfur Recovery Units) หน่วยกำจัดสารปนเปื้อนจากน้ำ (Sour Water Stripper Units) และการก่อสร้างปล่องระบายอากาศเสีย (Flue Gas Stacks) ความสูงถึง 140 เมตรสำหรับการปล่อยไอเสียให้กระจายตัวในระดับสูงเพื่อลดผลกระทบต่อคุณภาพอากาศชั้นพื้นดิน บริษัทฯ ได้ติดตั้งระบบการตรวจติดตาม และบันทึกข้อมูลปริมาณสิ่งเจือปนไอเสียอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้มีความมั่นใจว่าไอเสียที่ปล่อยออกจากโรงกลั่นสอดคล้องตามกฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อม ระบบบำบัดน้ำทิ้งโดยใช้เทคโนโลยี Denitrification Nitrification Biotreater ซึ่งเป็นเทคโนโลยีทางชีวภาพที่มีขีดความสามารถในการบำบัดคุณภาพน้ำทิ้งได้เป็นอย่างดีเพื่อให้มั่นใจว่าคุณภาพน้ำทิ้งสอดคล้องตามข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อมก่อนปล่อยออกไปนอกโรงกลั่น บริษัทฯ ยังคงมีระบบตรวจติดตามคุณภาพอากาศ คุณภาพน้ำ และสิ่งแวดล้อมทางดินและทางทะเลอยู่เป็นประจำตามที่กำหนดไว้ใน

กฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อม บริษัทฯ ให้ความร่วมมือประสานงานและสนับสนุนโครงการศึกษาของรัฐบาลในการติดตามสิ่งแวดล้อมบริเวณใกล้เคียงโรงกลั่นน้ำมันเพื่อสนับสนุนมาตรการปกป้องสิ่งแวดล้อมของบริษัทฯ บริษัทฯ เป็นหนึ่งในผู้ก่อตั้งสมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน (Oil Industry Environmental Safety Group Association) ซึ่งประกอบด้วยสมาชิกอาสาสมัครจากบริษัทน้ำมันต่าง ๆ ในประเทศเพื่อให้ความช่วยเหลือร่วมกันในการแก้ไขและกำจัดการปนเปื้อนเมื่อเกิดเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหล

แม้ว่าบริษัทฯ ดำเนินการในทุกด้านให้เป็นไปตามกฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อม แต่ความรับผิดชอบต่อรัฐบาลหรือบุคคลที่สามในเรื่องการปล่อยทิ้งน้ำมันหรือมลภาวะอื่น ๆ ในอากาศ ดินและน้ำมีผลทำให้ บริษัทฯ มีการระและอาจทำให้เกิดค่าใช้จ่ายในการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นจากเรื่องดังกล่าวเช่นกัน นอกจากนี้ กฎหมายสิ่งแวดล้อมที่อาจเปลี่ยนแปลงในอนาคตจะมีผลทำให้เกิดการจำกัดกิจกรรมการผลิตต่าง ๆ ซึ่งทำให้ต้องใช้รายจ่ายส่วนทุนเพิ่มขึ้นหรือมีผลกระทบต่อ การดำเนินงานและสถานะทางการเงิน

### 3.2 ภาวะอุตสาหกรรม

เว้นแต่จะได้รับความไว้วางใจโดยชัดแจ้ง ข้อมูลข้างล่างนี้ ซึ่งรวมถึงแนวโน้มและการประมาณการเป็นข้อมูลที่ได้มาจากเอกสารสิ่งพิมพ์ที่ได้เปิดเผยต่อสาธารณชน หรือได้มาจากหน่วยงานของรัฐ บริษัทฯ ผู้จัดการการจัดจำหน่าย หรือที่ปรึกษา รวมทั้งบริษัทในเครือของบุคคลดังกล่าว มิได้ตรวจสอบข้อมูลเหล่านี้และไม่รับรองถึงความถูกต้องของข้อมูลเหล่านี้แต่อย่างใด

#### 3.2.1 อุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมัน

##### หลักพื้นฐานของการกลั่นน้ำมัน

##### ภาพรวมของกระบวนการกลั่นน้ำมัน

กระบวนการกลั่นน้ำมัน คือกระบวนการการแยกโมเลกุลสารไฮโดรคาร์บอนที่อยู่ในน้ำมันดิบ และแปรสภาพสารดังกล่าวให้เป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่มีมูลค่าสูงกว่า โรงกลั่นน้ำมันได้รับการออกแบบให้สามารถกลั่นน้ำมันดิบหลายประเภท รวมถึงวัตถุดิบอื่น ๆ ให้เป็นผลิตภัณฑ์ชนิดต่าง ๆ ตามความต้องการของตลาดโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้กำไรในการกลั่นน้ำมัน (Refinery Margin) สูงสุด โดยทั่วไปแล้ว หน่วยผลิตแต่ละหน่วยภายในโรงกลั่นน้ำมันจะทำหน้าที่ได้อย่างน้อยอย่างหนึ่งอย่างใดดังต่อไปนี้

- กลั่นแยกสารไฮโดรคาร์บอนหลาย ๆ ประเภทที่อยู่ในน้ำมันดิบตามจุดเดือดที่ต่างกัน
- แปรสภาพไฮโดรคาร์บอนให้เป็นผลิตภัณฑ์ที่มีคุณค่ามากขึ้น
- ปรับปรุงผลิตภัณฑ์โดยการแยกสารปนเปื้อนออก
- ผสมผลิตภัณฑ์ขั้นกลาง (Intermediate Streams) เป็นน้ำมันสำเร็จรูป

น้ำมันดิบเป็นวัตถุดิบหลักที่ใช้ในการกลั่นน้ำมัน คุณภาพของน้ำมันดิบและชนิดหน่วยกลั่นต่าง ๆ ในโรงกลั่นน้ำมันจะกำหนดวิธีการกลั่นน้ำมัน และระดับความสามารถในการเปลี่ยนน้ำมันดิบเป็นน้ำมันสำเร็จรูปชนิดต่าง ๆ ที่เหมาะสม โดยทั่วไป การแบ่งประเภทของน้ำมันดิบจะแบ่งตามความหนาแน่น (Density) จากต่ำไปสูง (Light to Heavy) และปริมาณกำมะถันจากต่ำไปสูง (Sweet to Sour) น้ำมันดิบประเภทที่มีความหนาแน่นและกำมะถันต่ำ (Light Sweet Crude Oil) จะมีราคาสูงกว่าน้ำมันดิบประเภทที่มีความหนาแน่นและกำมะถันสูง (Heavy Sour Crude Oil) ทั้งนี้ เพราะต้องผ่านกระบวนการกลั่นและกระบวนการกำจัดสารปนเปื้อนที่มีขั้นตอนน้อยกว่า และจะให้ผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปที่มีราคาสูงในปริมาณมากกว่า เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซล โดยปกติ น้ำมันดิบประเภทที่มีความหนาแน่นสูงและกำมะถันสูงจะขายในราคาถูกกว่าน้ำมันดิบประเภทที่มีความหนาแน่นต่ำหรือมีกำมะถันต่ำเพราะจะให้ผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าต่ำและต้องใช้กระบวนการผลิตเพิ่มเติมเพื่อให้ได้น้ำมันชนิดเบาซึ่งมีมูลค่าสูง ผลที่ตามมาคือ โรงกลั่นน้ำมันพยายามที่จะมีการกลั่นน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ เพื่อให้เกิดผลประโยชน์สูงสุด โดยคำนึงถึงหน่วยแปลงสภาพโมเลกุล (Conversion Unit) และหน่วยกำจัดสารปนเปื้อน (Treating Unit) ของแต่ละ โรงกลั่น ราคาของสินค้าในปัจจุบันและที่คาดการณ์ในอนาคต ชนิดของผลิตภัณฑ์ที่ต้องการ และราคาน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ

กระบวนการกลั่นน้ำมันแบบคอมเพล็กซ์เป็นกระบวนการที่สามารถแปลงสภาพวัตถุดิบที่มีราคาต่ำ เช่น น้ำมันดิบที่มีความหนาแน่นสูงและกำมะถันสูงให้เป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่ามากขึ้น โดยทั่วไปแล้ว ความสามารถในการเพิ่มคุณค่า

ผลิตภัณฑ์ (Complexity) ของโรงกลั่นน้ำมันขึ้นอยู่กับจำนวนและชนิดหน่วยเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุล (Conversion Unit) ที่มีความซับซ้อนและความสามารถในการเลือกใช้วัตถุดิบต่าง ๆ ที่มี จะทำให้โรงกลั่นน้ำมันอยู่ในฐานะที่ได้เปรียบที่จะใช้ประโยชน์จากน้ำมันดิบที่ราคาถูก ซึ่งจะทำให้บริษัทได้รับกำไรขั้นต้นที่สูงขึ้น

#### ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่สำคัญ

ผลิตภัณฑ์ดังต่อไปนี้ เป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปหลักที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมัน

- ก๊าซปิโตรเลียมเหลว
- น้ำมันเบนซิน
- สารทำละลาย (Solvent)
- ผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี
- น้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องบิน/น้ำมันก๊าด
- น้ำมันดีเซล
- น้ำมันเตา
- ยางมะตอย
- ถ่านโค้ก

#### เศรษฐศาสตร์การกลั่นน้ำมัน (Economics of Refining)

โดยหลักแล้วการกลั่นน้ำมันเป็นธุรกิจที่อยู่บนฐานกำไร (Margin) โดยเป้าหมายของผู้กลั่นน้ำมันคือการทำให้กระบวนการกลั่นน้ำมันมีประสิทธิภาพสูงสุดและได้ผลตอบแทนจากผลิตภัณฑ์ที่ดีที่สุดจากวัตถุดิบที่ใช้ ในโรงกลั่นน้ำมันแบบพื้นฐาน (Simple Refinery) ผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปจะมีสัดส่วนของน้ำมันชนิดหนัก (Heavy Products) และมีมูลค่าต่ำ เช่น น้ำมันเตา Long Residue และยางมะตอยเป็นส่วนใหญ่ และผลิตภัณฑ์ที่เหลือ ได้แก่ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเบนซิน ไร้สารตะกั่ว มิกซ์ไฮลิเนส น้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องบิน และน้ำมันดีเซล ทั้งนี้ ปริมาณผลิตภัณฑ์จะขึ้นอยู่กับชนิดน้ำมันดิบ และวัตถุดิบที่ใช้ กำไรจากการกลั่นน้ำมันแบบพื้นฐาน (Simple Refining Margin) คำนวณโดยการนำมูลค่าทั้งหมดของผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้หักด้วยต้นทุนราคาน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่นและสาธารณูปโภคที่ซื้อจากภายนอก กำไรจากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันแบบคอมเพล็กซ์ (Complex Refining Margin) ต่างจากกำไรของโรงกลั่นน้ำมันแบบพื้นฐาน (Simple Refining Margin) ตรงที่การกลั่นน้ำมันแบบคอมเพล็กซ์จะได้น้ำมันชนิดหนัก (Heavy Products) เป็นสัดส่วนที่น้อยกว่า เพราะโรงกลั่นน้ำมันแบบคอมเพล็กซ์ (Complex Refinery) จะมีหน่วยกลั่นที่สามารถแปรสภาพน้ำมันชนิดหนักที่มีมูลค่าต่ำให้เป็นน้ำมันชนิดเบา (Light Products) ที่มีมูลค่าสูงกว่าได้ โรงกลั่นน้ำมันที่มีระบบที่คอมเพล็กซ์กว่าจะมีผลตอบแทนการผลิตที่สูงกว่าเนื่องด้วยความสามารถในการผลิตผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าสูงโดยใช้น้ำมันดิบหรือวัตถุดิบอื่นที่มีต้นทุนต่ำกว่า ผลที่ตามมาคือกำไรจากการกลั่นแบบคอมเพล็กซ์ (Complex Margin) จะสูงกว่ากำไรจากการกลั่นแบบพื้นฐาน

โรงกลั่นน้ำมันที่มีหน่วยเพิ่มคุณค่าผลิตภัณฑ์ (Upgrading Unit) จะสามารถเพิ่มปริมาณน้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซล ซึ่งน้ำมันเหล่านี้จะมีมูลค่ามากกว่าน้ำมันเตา ดังนั้น โรงกลั่นน้ำมันที่มีหน่วยเพิ่มคุณค่าผลิตภัณฑ์ (Upgrading Unit) มากก็จะมีการสูงขึ้นด้วย ตารางข้างล่างนี้จะแสดงหน่วยการกลั่นน้ำมันต่าง ๆ และหน้าที่ของหน่วยต่าง ๆ

หน่วย	วัตถุดิบที่ใช้	ผลิตภัณฑ์หลักที่ได้	วัตถุประสงค์
หน่วยกลั่นน้ำมันดิบ (Crude Distillation Unit)	น้ำมันดิบ	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว แนฟทาเบา แนฟทา หนัก น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซลและ น้ำมันเตา	แยกน้ำมันดิบออกเป็นส่วนตามระดับของจุดเดือดที่ต้องการ ได้แก่ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว แนฟทาเบา แนฟทาหนัก น้ำมัน เชื้อเพลิงเครื่องบิน น้ำมันดีเซลและน้ำมันเตา
หน่วยเพิ่มออกเทนด้วยสาร เร่งปฏิกิริยาโดยใช้ ไฮโดรเจนร่วม (Isomerization Unit)	แนฟทาเบา	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และ Isomerate	กระบวนการแปรรูปแนฟทาเบา (ค่าออกเทนต่ำ) เป็น Isomerate (ค่าออกเทนสูงและไม่มีสารอะโรมาติก) โดยใช้ สารเร่งปฏิกิริยา และก๊าซไฮโดรเจน
หน่วยเพิ่มออกเทนด้วยสาร เร่งปฏิกิริยา (Continuous Catalyst Regeneration Platformer Unit)	แนฟทาหนัก	ก๊าซที่มีไฮโดรเจนสูง (Hydrogen Rich Gas) ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และ Reformate	กระบวนการแปรรูปน้ำมันที่มีค่าออกเทนต่ำ ให้เป็นน้ำมันที่ มีค่าออกเทนสูงขึ้นโดยใช้สารเร่งปฏิกิริยา
หน่วยแตกโมเลกุลด้วยสาร เร่งปฏิกิริยา (Fluidized Catalytic Cracking Unit)	น้ำมันเตา Heavy Vacuum Gas Oil	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเบนซิน น้ำมัน ดีเซล และน้ำมันเตา	กระบวนการแปรรูปน้ำมันเตา หรือ Heavy Vacuum Gas Oil เป็นน้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตาโดยมีการ ใช้สารเร่งปฏิกิริยา
หน่วยแตกโมเลกุลด้วยสาร เร่งปฏิกิริยาโดยใช้ ไฮโดรเจนร่วม (Hydrocracking Unit)	Heavy Vacuum Gas Oil	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว แนฟทาเบา แนฟทาหนัก น้ำมันก๊าด และน้ำมัน ดีเซล	กระบวนการแปรรูปน้ำมันประเภท Heavy Vacuum Gas Oil เป็นน้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซล โดยใช้ ก๊าซไฮโดรเจนและสารเร่งปฏิกิริยา กระบวนการผลิตนี้ต่าง จากหน่วยแตกตัวโมเลกุลด้วยสารเร่งปฏิกิริยา เพราะมีการ ใช้ก๊าซไฮโดรเจนเป็นตัวแยกกำมะถันและทำการแตกตัวน้ำ มันชนิดหนัก (Heavy Oil) ให้เป็นน้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซล
หน่วยแตกโมเลกุลด้วยความ ร้อน (Thermal Cracking Unit)	ชีด เรสิดิว (Short Residue)	น้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล และน้ำมัน เตา	กระบวนการแปรรูปชีด เรสิดิว (Short Residue) (น้ำมัน ชนิดหนัก) เป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าเพิ่มขึ้น โดยใช้ความร้อน สูง แต่ไม่ได้ใช้สารเร่งปฏิกิริยา
หน่วยกำจัดสารปนเปื้อนใน น้ำมันเบนซิน และน้ำมัน ดีเซล (Hydrotreating Unit, Hydrosulfurization Unit)	น้ำมันเบนซินหรือน้ำมัน ดีเซลที่มีกำมะถันสูง	น้ำมันเบนซินหรือน้ำมัน ดีเซลที่มีกำมะถันต่ำ	กระบวนการลดปริมาณกำมะถันและสารปนเปื้อน อื่น ๆ ออกจากน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซล โดยใช้ก๊าซ ไฮโดรเจนและสารเร่งปฏิกิริยา

อุตสาหกรรมนี้ใช้ค่าอ้างอิง (Benchmark) หลายอย่างในการวัดผลตอบแทน ความซับซ้อนและประสิทธิภาพของ  
โรงกลั่น ประกอบด้วย

- กำไรจากการกลั่นขั้นต้น
- อัตราการใช้กำลังการผลิต (Plant Utilization Rate)

- Upgrading-to-Refining Ratio
- Hydrotreating-to-Refining Ratio
- Non-Energy Cash Cost
- ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา และ
- ความพร้อมในการผลิต (Operational Availability)

### ความเคลื่อนไหวของอุตสาหกรรม

#### อุตสาหกรรมกลั่นน้ำมัน

##### ภาพรวมของภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก

ผลประกอบการทางการเงินของบริษัทผู้ประกอบการกลั่นน้ำมันจะพิจารณาจากกำไรจากการกลั่นน้ำมันที่ได้รับ กำไรดังกล่าวจะได้รับผลกระทบอย่างมากจากอุปสงค์และอุปทานในภูมิภาคและทั่วโลก เนื่องจากราคาของผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิกจะถูกนำไปอ้างอิงกับราคาของผลิตภัณฑ์ที่ประเทศสิงคโปร์ การคำนวณกำไรจากการกลั่นน้ำมันอาจแตกต่างกันไปได้ตามประเภทของน้ำมันดิบที่ใช้ ผลิตภัณฑ์ที่จะได้ (Product Slate) และต้นทุนคงที่และผันแปร (Fixed and Variable Costs) ของโรงกลั่น โดยทั่วไปแล้วโรงกลั่นจะกลั่นน้ำมันดิบหลาย ๆ ประเภทซึ่งมีราคาอัตราผลตอบแทนและส่วนผสมของผลิตภัณฑ์ที่แตกต่างกัน ในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิกจะอ้างอิงกำไรจากการกลั่นในประเทศสิงคโปร์เป็นหลัก เพราะสิงคโปร์เป็นตลาดการค้าน้ำมันที่เป็นที่ยอมรับทั่วไป กำไรจากการกลั่นน้ำมันของสิงคโปร์มีได้ระบุกำไรของโรงกลั่นน้ำมันใดที่หนึ่งโดยเฉพาะ แต่แสดงถึงแนวโน้มที่โรงกลั่นน้ำมันในเอเชียใช้ในการประเมินกำไรในการกลั่นน้ำมันของตน

อุปสงค์ของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปได้สูงขึ้นตามความเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ ตารางข้างล่างแสดงถึงอัตราการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศที่แท้จริง ตั้งแต่ปี 2542 ของประเทศบางประเทศในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก

#### อัตราร้อยละของการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมที่แท้จริงปีต่อปี

ประเทศ	2542 (ร้อยละ)	2543 (ร้อยละ)	2544 (ร้อยละ)	2545 (ร้อยละ)	2546 (ร้อยละ)
จีน	7.1	8.0	7.5	8.0	9.1
อินเดีย	7.1	3.9	5.1	4.6	8.5
เกาหลี	9.4	8.5	3.8	6.9	3.1
มาเลเซีย	6.1	8.9	0.3	4.1	5.3
สิงคโปร์	6.8	9.7	(1.9)	2.1	1.1
ไทย	4.4	4.8	2.1	5.4	6.7

ที่มา : Economist Intelligence Unit 2547

ตั้งแต่ปี 2542 ถึงปี 2546 อุปสงค์ของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิกได้เพิ่มสูงขึ้น แต่ในอัตราส่วนที่ต่ำกว่าการเพิ่มของผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมัน ดังนั้น อัตราการใช้กำลังการผลิต (Utilization Rate) และกำไร



ของบริษัทผู้กลั่นน้ำมันโดยทั่วไปจึงลดลงเนื่องจากความไม่สมดุลของอุปสงค์และอุปทาน อย่างไรก็ตามความต้องการจะเพิ่มขึ้นในปี 2546 มากกว่าในปีก่อนๆ แต่อุปทานของผลิตภัณฑ์ก็ยังสูงกว่าอุปสงค์ผลิตภัณฑ์ เนื่องจากมีการเดินเครื่องโรงกลั่นน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้น

ภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก <sup>(1)</sup>

ปี	อุปสงค์ (พันบาร์เรลต่อวัน) <sup>(2)</sup>	อัตราการใช้กำลังการผลิต <sup>(3)</sup> (ร้อยละ)
2546	20,925	87
2545	20,304	83
2544	20,069	84
2543	19,929	86
2542	19,390	87

ประเทศ	อุปสงค์ปี 2545 <sup>(2)</sup> (พันบาร์เรลต่อวัน)	อัตราการใช้กำลังการผลิต <sup>(3)</sup> (ร้อยละ)	อุปสงค์ปี 2546 <sup>(2)</sup> (พันบาร์เรลต่อวัน)	อัตราการใช้กำลังการผลิต <sup>(3)</sup> (ร้อยละ)
จีน	4,336	82	4,740	86
อินเดีย	1,832	94	1,848	105
เกาหลี	1,545	85	1,546	84
มาเลเซีย	454	84	466	85
สิงคโปร์	590	67	591	76
ไทย <sup>(4)</sup>	651	80	685	88

ที่มา : FACTS, Inc 2547

## หมายเหตุ

- (1) ภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก รวมถึงประเทศออสเตรเลีย จีน อินเดีย อินโดนีเซีย ญี่ปุ่น มาเลเซีย ปากีสถาน ฟิลิปปินส์ สิงคโปร์ เกาหลีใต้ ไต้หวัน ไทย เวียดนาม สองกง เกาหลีเหนือ บังกลาเทศ ภูฐาน กัมพูชา ลาว มัลดีฟส์ มองโกเลีย พม่า เนปาล ปาปัวนิวกินี ศรีลังกา หมู่เกาะแปซิฟิก บรูไนและนิวซีแลนด์
- (2) อุปสงค์ หมายถึง ปริมาณผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่บริโภค รวมถึง แนนฟา และน้ำมันดิบที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงโดยตรง
- (3) อัตราการใช้กำลังการผลิต หมายถึง การเดินเครื่องการกลั่นน้ำมันหรรด้วยกำลังการกลั่นของหน่วยกลั่นน้ำมันดิบ โดยจะไม่รวมการเผาผลาญน้ำมันดิบเนื่องจากมีใช้กระบวนการในการกลั่น
- (4) อุปสงค์ของประเทศ แสดงถึง การบริโภคเฉพาะผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป (ไม่รวมแนนฟา และน้ำมันดิบที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงโดยตรง)

สมดุลระหว่างอุปสงค์และอุปทานในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิกได้เปลี่ยนไปในปี 2546 โดยมีสาเหตุมาจาก

- การเพิ่มของอุปสงค์ในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก โดยเฉพาะ จีน เนื่องมาจากการขยายตัวทางอุตสาหกรรม การเจริญเติบโตของมูลค่าผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ
- การบังคับใช้กฎระเบียบทางด้านสิ่งแวดล้อมที่เข้มงวดขึ้น ทำให้มีการพิจารณาถึงการปรับปรุงความเหมาะสมของโรงกลั่นน้ำมันที่ไม่มีประสิทธิภาพและ
- อัตราการขยายตัวของโรงกลั่นน้ำมันใหม่ที่ลดลง

## กฎเกณฑ์

ในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก ได้มีการเสนอให้มีกฎเกณฑ์ในการปฏิบัติที่เกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมที่เข้มงวดมากขึ้น กฎเกณฑ์ดังกล่าวได้กำหนดให้มีการลดปริมาณกำมะถันในผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมลงอย่างมาก กฎเกณฑ์เหล่านี้เป็นตัวเร่งที่ทำให้มีการเปลี่ยนแปลงภาวะการแข่งขันของอุตสาหกรรมกลั่นน้ำมันในเอเชีย ตารางข้างล่างนี้ระบุถึงข้อกำหนดของปริมาณกำมะถันทั้งในปัจจุบันและที่มีการเสนอใช้ในผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในประเทศสิงคโปร์ จีน ไทย และเกาหลี

	จำนวนสูงสุดของกำมะถันในน้ำมันเบนซิน (ส่วนต่อล้านส่วน)			จำนวนสูงสุดของกำมะถันในน้ำมันดีเซล (ส่วนต่อล้านส่วน)		
	ปัจจุบัน	อนาคต	ปีที่บังคับใช้	ปัจจุบัน	อนาคต	ปีที่บังคับใช้
สิงคโปร์ <sup>(1)</sup>	-	-	-	500	50	ค.ศ. 2548 <sup>(2)</sup>
จีน (ทั่วประเทศ )	800	500	2549 <sup>(2)</sup>	2,000	500 <sup>(3)</sup>	2547 <sup>(2)</sup>
(ปักกิ่ง)	500 <sup>(4)</sup>	50 <sup>(2)</sup>	ค.ศ. 2548 <sup>(2)</sup>	500 <sup>(4)</sup>	350 <sup>(2)</sup>	ค.ศ. 2548 <sup>(2)</sup>
ไทย	500	50	- <sup>(5)</sup>	350	50	- <sup>(5)</sup>
เกาหลีใต้	130	50	2549	430	30	2549

ที่มา : International Fuel Quality Center, กรกฎาคม 2547 และกรมธุรกิจพลังงาน

## หมายเหตุ

- (1) ในปัจจุบัน สิงคโปร์ไม่มีข้อกำหนดเรื่องปริมาณของกำมะถันในน้ำมันเบนซิน
- (2) ตามที่เสนอในปัจจุบัน
- (3) เฉพาะเพื่อใช้กับรถยนต์ที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซล
- (4) เริ่มมีผลเดือนสิงหาคม 2547
- (5) รัฐบาลยังมิได้ประกาศปีที่บังคับใช้

การมีผลบังคับใช้ของกฎเกณฑ์ในเรื่องสิ่งแวดล้อมที่เข้มงวดขึ้นและการลดมาตรการกีดกันทางการค้าเมื่อเร็ว ๆ นี้ มีผลทำให้มีการปิดโรงกลั่นน้ำมันที่ไม่มีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ เงินทุนที่จะนำไปใช้ในการขยายกำลังการกลั่นจะลดลง เพราะเงินทุนส่วนหนึ่งจะถูกจัดสรรไปใช้เป็นต้นทุนในการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ที่เข้มงวดขึ้น การขยายตัวของกำลังการกลั่นในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิกได้ชะลอตัวลงตั้งแต่ปี 2542 และมีการขยายตัวแบบลดลงในปี 2546

อัตราการขยายตัวของกำลังการกลั่นในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก								
	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546
อัตราการขยายตัวต่อปี (ร้อยละ)	4.3	5.0	1.8	9.2	0.2	1.3	0.2	-0.5

ที่มา : BP Statistical Review of World Energy June 2004

อัตราการใช้กำลังการกลั่นน้ำมันที่เพิ่มขึ้น การขยายตัวของอุปสงค์อย่างต่อเนื่อง และความระมัดระวังในการขยายกำลังการกลั่น ทำให้กำไรจากการกลั่นน้ำมันในปี 2546 เพิ่มขึ้น สูงขึ้น ดังที่ระบุในตารางข้างล่าง

	2537	2538	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546	ไตรมาสแรก ของปี 2547
	(เป็นดอลลาร์สหรัฐอเมริกา / บาร์เรล)										
กำไรจากการกลั่นของโรงกลั่น แบบคอมเพล็กซ์ (Complex Refinery) - สิงคโปร์ <sup>(1)(3)</sup>	3.27	2.87	3.67	3.52	2.36	1.31	3.31	1.75	1.39	3.22	5.71
กำไรจากการกลั่น-ของโรงกลั่นแบบ พื้นฐาน-สิงคโปร์ <sup>(2)(3)</sup>	0.42	0.36	0.91	0.20	0.12	(0.46)	0.29	(0.55)	(0.54)	0.1	0.68

ที่มา : FACTS Inc, 2547

#### หมายเหตุ

- (1) กำไรจากการกลั่น คำนวณจากกำไรขั้นต้น (Gross Basis) โดยไม่มีการรวมค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ด้วย บนสมมติฐานว่าใช้น้ำมันดิบดูไบ และวิธีการกลั่นแบบ Cracking Mode ให้ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (ร้อยละ 12.1) น้ำมันเบนซิน (ร้อยละ 37.5) น้ำมันก๊าด (ร้อยละ 15.8) ดีเซล (ร้อยละ 26.7) และน้ำมันเตา (ร้อยละ 3.97)
- (2) กำไรจากการกลั่น คำนวณจากกำไรขั้นต้น (Gross Basis) โดยไม่มีการรวมค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ด้วย บนสมมติฐานใช้น้ำมันดิบดูไบและวิธีการกลั่นแบบพื้นฐาน (Hydro-skimming) ให้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (ร้อยละ 5.1) แนฟทา (ร้อยละ 6.9) น้ำมันเบนซิน (ร้อยละ 6.4) น้ำมันก๊าด (ร้อยละ 15.8) น้ำมันดีเซล (ร้อยละ 19.8) และน้ำมันเตา (ร้อยละ 43.1)
- (3) การคำนวณกำไรจากการกลั่นน้ำมันอาจแตกต่างกันไปได้ตามประเภทของน้ำมันดิบที่ใช้ ผลิตภัณฑ์ที่จะได้ (Product Slate) และต้นทุนคงที่และผันแปร (Fixed and Variable Costs) ของโรงกลั่น โดยทั่วไปแล้วโรงกลั่นจะกลั่นน้ำมันดิบหลาย ๆ ประเภทซึ่งมีราคา อัตราผลตอบแทนและส่วนผสมของผลิตภัณฑ์ที่แตกต่างกัน ในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิกจะอ้างอิงกำไรจากการกลั่นในประเทศสิงคโปร์เป็นหลัก เพราะสิงคโปร์เป็นตลาดการค้าน้ำมันที่เป็นที่ยอมรับทั่วไป กำไรจากการกลั่นน้ำมันของสิงคโปร์มิได้ระบุกำไรของโรงกลั่นน้ำมันใดที่หนึ่งโดยเฉพาะ

#### ภาพรวมตลาดภายในประเทศ

การจำหน่ายในปัจจุบัน มีผู้ประกอบการธุรกิจโรงกลั่นน้ำมันขนาดใหญ่ในประเทศ 6 ราย ซึ่งมีกำลังการผลิตโดยรวมประมาณ 1,025,000 บาร์เรลต่อวัน ผู้ประกอบการธุรกิจเหล่านี้รวมถึงบริษัทฯ บมจ. บางจาก เอสโซ่ อาร์อาร์ซี เอสพีอาร์ซี และทีพีโอ โดยบมจ. บางจาก เอสโซ่ และ ทีพีโอ เป็นผู้ประกอบการแบบครบวงจร ในขณะที่ผู้ประกอบการรายอื่นดำเนินธุรกิจโรงกลั่นน้ำมันอย่างเดียวที่ต้องพึ่งพาสัญญาซื้อขายผลิตภัณฑ์ (Offtake Agreement) และ/หรือการส่งมอบในตลาดเสรีเพื่อการจำหน่ายผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปของตน ตารางข้างล่างแสดงถึงกำลังการกลั่นและข้อมูลผลิตภัณฑ์บางประการของผู้ประกอบการธุรกิจโรงกลั่น 6 แห่งในประเทศไทย

โรงกลั่น	กำลังการกลั่น (พันบาร์เรลต่อวัน)	ผลิตภัณฑ์ Light <sup>(1)</sup> ร้อยละ	ผลิตภัณฑ์ Middle <sup>(2)</sup> ร้อยละ	ผลิตภัณฑ์ Heavy <sup>(3)</sup> ร้อยละ	ลักษณะของโรงกลั่นน้ำมัน
บางจาก	120	21	45	34	พื้นฐาน (Hydro-skimming)
เอสโซ่	170	49	39	12	คอมเพล็กซ์ (Complex)
อาร์อาร์ซี	150	34	47	19	คอมเพล็กซ์ (Complex)
เอสพีอาร์ซี	150	34	47	19	คอมเพล็กซ์ (Complex)
ไทยออยล์	220	31	57	12	คอมเพล็กซ์ (Complex)
ทีพีโอ <sup>(4)</sup>	215	24	57	19	คอมเพล็กซ์ (Complex)
รวม	1,025				

ที่มา : PTIT Focus Special Annual Issue 2003

#### หมายเหตุ

- (1) รวมถึง ก๊าซปิโตรเลียมเหลว เบนซิน ไอโซเมอร์เตด รีฟอร์มเมต แนฟทา สารทำลายลาย โพรไพลีน มิกซ์ไซลีนส์
- (2) รวมถึงน้ำมันก๊าด น้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องบิน และน้ำมันดีเซล
- (3) รวมถึงน้ำมันเตา และยางมะตอย
- (4) ไม่รวมผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี ยกเว้นสารทำลายลาย

ในปี 2546 ตามข้อมูลของกระทรวงพลังงาน ประเทศไทยมีการกลั่นน้ำมันประมาณ 44,538 ล้านลิตร

ตารางข้างล่างนี้แสดงจำนวนการผลิต นำเข้า ส่งออก และการบริโภคผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศ สำหรับแต่ละปีตลอดเวลาสามปี

		รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			รอกหักเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
		2544	2545	2546	2546	2547
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	การผลิต	5,893	5,894	6,180	3,057	3,135
	การนำเข้า	0	0	0	-	6
	การส่งออก	1,404	1,270	1,426	767	694
	การบริโภค	4,433	4,576	4,724	2,285	2,356
เบนซิน	การผลิต	8,316	8,250	8,639	4,337	4,464
	การนำเข้า	144	224	139	77	193
	การส่งออก	1,481	1,230	1,108	570	581
	การบริโภค	6,857	7,326	7,635	3,780	3,965
น้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องบิน	การผลิต	4,142	4,665	4,238	1,990	2,180
	การนำเข้า	4	51	42	42	48
	การส่งออก	488	921	558	146	38
	การบริโภค	3,717	3,778	3,762	1,830	2,111
น้ำมันก๊าด	การผลิต	583	550	697	285	478
	การนำเข้า	0	0	0	-	-
	การส่งออก	395	319	109	86	5
	การบริโภค	57	62	36	24	12
น้ำมันดีเซล	การผลิต	16,631	17,375	18,734	9,350	9,870
	การนำเข้า	322	706	605	404	688
	การส่งออก <sup>(1)</sup>	1,643	2,332	2,148	878	1,221
	การบริโภค	15,225	16,076	17,551	8,739	9,605
น้ำมันเตา	การผลิต	6,392	5,964	6,050	3,103	3,295
	การนำเข้า	0	0	211	24	630
	การส่งออก	1,504	767	780	569	268
	การบริโภค	4,564	4,783	4,991	2,333	3,190
การผลิตรวม		41,958	42,698	44,538	22,122	23,422
การบริโภครวม		34,853	36,600	38,699	18,991	21,239

ที่มา : กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน

(1) รวมถึงน้ำมันดีเซลที่ขายในเขตต่อเนื่องในทะเลปริมาณ 874 ล้านลิตร และ 1,230 ล้านลิตรในปี 2545 และปี 2546 ตามลำดับ

อุปสงค์ ในปี 2546 ตามข้อมูลของกระทรวงพลังงาน อุปสงค์ภายในประเทศมีจำนวน 38,699 ล้านลิตร ปริมาณอุปสงค์ภายในประเทศโดยรวมของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 11 ระหว่างปี 2544 ถึง 2546 ซึ่งสอดคล้องกับการขยายตัวของอุปสงค์ในแต่ละปีในช่วงเวลาเดียวกันในอัตราร้อยละ 5.4 การเพิ่มขึ้นของอุปสงค์เป็นผลมาจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจภายในประเทศหลังจากวิกฤตการณ์ทางการเงินในภูมิภาคอาเซียนในช่วงปี 2540 โดยระหว่างปี 2544 ถึง 2546 ผลิตภัณฑ์มวลรวมที่แท้จริงในประเทศขยายตัวในอัตราสะสมร้อยละ 6.1 ต่อปี

### ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศ

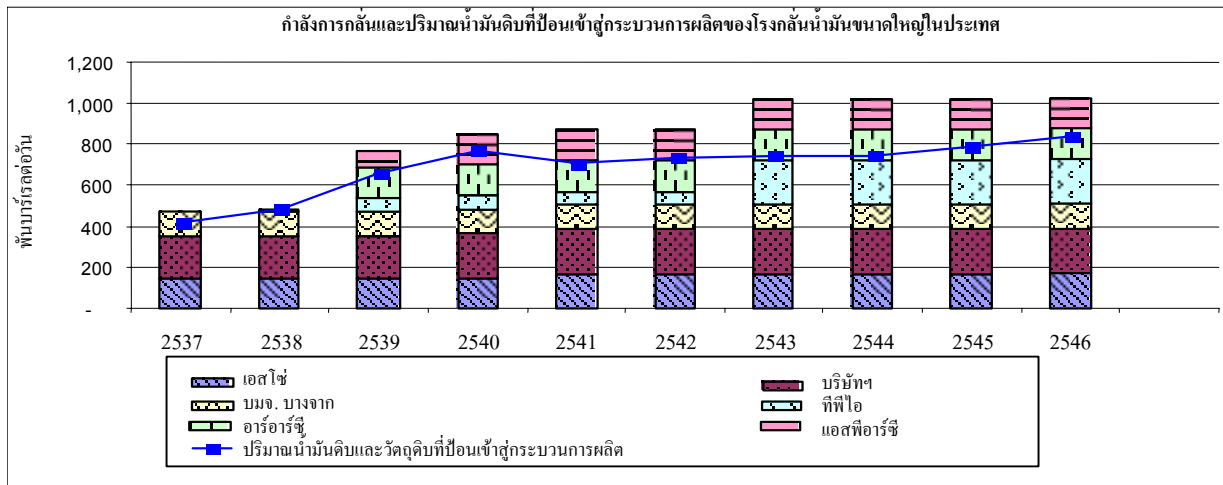
โดยทั่วไปการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมภายในประเทศจะอ้างอิงตามราคาเสมอภาคกับการนำเข้า (Import Parity Price) ซึ่งหมายความว่าราคา ณ โรงกลั่นของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่มีจำหน่ายในประเทศไทยจะถูกกำหนดโดยอ้างอิงกับราคาของผลิตภัณฑ์ดังกล่าวในตลาดจอร์สเบิร์ก ซึ่งเป็นราคาจาก MOPS บวกกับค่าใช้จ่ายในการขนส่งผลิตภัณฑ์นั้นๆ จากประเทศสิงคโปร์มายังประเทศไทย เช่นค่าประกันภัย ค่าขนส่งสินค้า อากาศเข้า ความสูญเสียของมวลน้ำมันที่เกิดจากการขนส่งสินค้าทางทะเล และค่าใช้จ่ายในการจัดการ นอกจากนี้ ราคาของผลิตภัณฑ์อาจมีความแตกต่างกันโดยขึ้นอยู่กับคุณภาพน้ำมันเชื้อเพลิงที่อาจถูกกำหนดแตกต่างกัน ระหว่างประเทศไทย และสิงคโปร์ โดยทั่วไป การกำหนดคุณภาพผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปของไทยจะเข้มงวดกว่าของประเทศสิงคโปร์ เช่น ปริมาณของสารเอ็มทีบีอี (Methyl Tertiary Butyl Ether หรือ MTBE) กำมะถัน อะโรมาติก และเบนซีนที่ต่ำกว่า ดังนั้น จึงเป็นการคุ้มค่าสำหรับ โรงกลั่นน้ำมันในประเทศที่จะขายผลิตภัณฑ์ในตลาดในประเทศมากกว่าเพื่อการส่งออก โดยค่าเฉลี่ยส่วนต่างระหว่างราคา MOPS และราคา ณ โรงกลั่นที่ประกาศโดยกระทรวงพลังงานในช่วงเดือนมกราคมถึงเดือนพฤษภาคม 2547 สำหรับเบนซินออกเทน 95 และน้ำมันดีเซลเท่ากับ 2.24 และ 2.98 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลตามลำดับ

### กำลังการผลิตของโรงกลั่นน้ำมันขนาดใหญ่ในประเทศ

กำลังการผลิตน้ำมันในประเทศเพิ่มขึ้นจาก 470,000 บาร์เรลต่อวันในปี 2537 เป็น 1,025,000 บาร์เรลต่อวันในปี 2546 โดยกำลังการผลิตน้ำมันได้เพิ่มขึ้นอย่างมากในเดือนธันวาคม 2538 และเดือนพฤษภาคม 2539 เมื่ออาร์อาร์ซี และ เอสพีอาร์ซี ได้สร้างโรงกลั่นแล้วเสร็จ และในปี 2543 เมื่อทีพีโอได้เริ่มเดินหน่วยกลั่นน้ำมันดิบหน่วยใหม่และเพิ่มกำลังการกลั่นอีก 150,000 บาร์เรลต่อวัน

อุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมันได้เผชิญกับภาวะกำลังการกลั่นน้ำมันล้นตลาดระหว่างปี 2541 ถึง 2543 เนื่องมาจากอุปสงค์ที่ลดลงเนื่องจากวิกฤตการณ์ทางการเงินในภูมิภาคอาเซียน

ในช่วงปี 2544 ถึง 2546 ปริมาณน้ำมันดิบและวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตเพิ่มขึ้นในอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีร้อยละ 5.9 จากจำนวนประมาณ 785,000 บาร์เรลต่อวันเป็นประมาณ 836,000 บาร์เรลต่อวัน



ข้อมูล: PTIT Annual Report ปี 2537 ถึง 2546

หมายเหตุ: กำลังการกลั่นรวมถึงกำลังการกลั่นจากหน่วยกลั่นน้ำมันดิบและหน่วยการกลั่นชั้นกลาง

### ปัจจัยที่ช่วยกระตุ้นการบริโภคผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปภายในประเทศ

#### ความแข็งแกร่งของเศรษฐกิจ

ในปี 2541 และ 2542 ภายหลังจากวิกฤตการณ์ทางการเงินในภูมิภาคอาเซียน ความต้องการผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศลดลงเพราะเศรษฐกิจไทยมีการชะลอตัวลง จากปี 2544 ถึง 2546 การบริโภคผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศได้เพิ่มขึ้นในอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี (Compound Annual Growth Rate) ในอัตราร้อยละ 5.4 จากประมาณ 34,853 ล้านลิตรในปี 2544 เป็นประมาณ 38,699 ล้านลิตรในปี 2546 การเพิ่มขึ้นในปริมาณที่สูงมากนี้โดยเฉพาะในปี 2545 และ 2546 เกิดขึ้นเนื่องจากสอดคล้องกับการขยายตัวของอัตราผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ ในช่วงเวลาเดียวกันเศรษฐกิจของประเทศหากวัดในรูปของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศที่แท้จริง ได้ขยายตัวในอัตราสะสมต่อปีในอัตราร้อยละ 6.1 จากจำนวน 3.1 ล้านล้านบาทในปี 2544 เป็นจำนวน 3.5 ล้านล้านบาทในปี 2546 ตารางข้างล่างแสดงให้เห็นถึงปริมาณอุปสงค์ทั้งหมดของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปและผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศตามเวลาที่มีการระบุไว้

ปี	2537	2538	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546
ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศที่แท้จริง (พันล้านบาท)										
อัตราการเติบโต (ร้อยละ)	9.0	9.2	5.9	(1.4)	(10.5)	4.4	4.8	2.1	5.4	6.7
ปริมาณบริโภครวม (ล้านลิตร)	33,554	37,674	41,030	40,866	36,970	36,915	35,553	34,853	36,600	38,699
อัตราการเติบโต (ร้อยละ)	11.1	12.3	8.9	(0.4)	(9.5)	(0.1)	(3.7)	(2.0)	5.0	5.7

ที่มา: ตัวเลขผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศที่แท้จริง ใช้ราคาในปี 2531 เป็นฐาน โดยมาจากสภาพพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และปริมาณการบริโภคมาจากกรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน

### ภาคการคมนาคมและการขนส่ง

การบริโภคผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศจะเน้นไปที่น้ำมันดีเซลเป็นหลัก ในปี 2546 การบริโภคน้ำมันดีเซลคิดเป็นร้อยละ 45 ของปริมาณการบริโภคโดยรวมของทั้งประเทศ ความต้องการของน้ำมันดีเซลจึงสูงกว่าความต้องการของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมอื่นๆ มากเมื่อเศรษฐกิจเริ่มมีการฟื้นตัวหลังจากวิกฤตการณ์ทางการเงินในปี 2540 และกำลังซื้อรถยนต์ได้เพิ่มขึ้น ในช่วงปี 2544 ถึง 2546 ยอดขายของรถบรรทุกและรถยนต์เพื่อการพาณิชย์ซึ่งใช้น้ำมันดีเซลเป็นหลักได้เพิ่มขึ้นในอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีในอัตราร้อยละ 35.4 และ 37.3 ตามลำดับ ยอดขายรถใหม่และความตื่นตัวในอุตสาหกรรมขนส่งเป็นตัวหลักในการผลักดันยอดขายของน้ำมันดีเซล นอกจากนี้ น้ำมันดีเซลยังเป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับรถยนต์เพื่อการพาณิชย์ เนื่องจากได้รับสิทธิทางภาษีดีกว่าน้ำมันเบนซิน ภาษีสรรพสามิตและภาษีเทศบาลของน้ำมันดีเซลเท่ากับ 2.5355 บาท ต่อลิตร เมื่อเทียบกับของน้ำมันเบนซิน ซึ่งอยู่ที่ 4.0535 บาทต่อลิตร

ในปี 2544 และ 2545 การบริโภคผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในภาคขนส่งคิดเป็นจำนวนประมาณร้อยละ 67 ของปริมาณการบริโภคทั้งหมดภายในประเทศ ตารางข้างล่างแสดงให้เห็นถึงการบริโภคของแต่ละภาคอุตสาหกรรมเป็นร้อยละของปริมาณการบริโภคทั้งหมดภายในประเทศ

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม ปี				
	2541	2542	2543	2544	2545
	(ร้อยละ)				
เกษตรกรรม	8	9	9	10	10
เหมือง	0	0	0	0	0
การผลิต	12	12	13	13	13
ไฟฟ้า	13	11	7	2	2
ก่อสร้าง	1	1	0	0	0
ที่อยู่อาศัยและอาคารพาณิชย์	6	6	7	8	8
ขนส่ง	60	61	63	67	67
รวม	100	100	100	100	100

ที่มา : กระทรวงพลังงาน

ปัจจุบัน ประเทศไทยมีการผลิตน้ำมันส่วนเกินอยู่ภายในประเทศ (Domestic Surplus Position) โดยในปี 2546 มีการผลิตน้ำมันสูงกว่าความต้องการน้ำมันสำเร็จรูปภายในประเทศอยู่ประมาณ 5,839 ล้านลิตร คาดว่าสถานะส่วนเกินที่มีอยู่จะลดลง ตามเศรษฐกิจภายในประเทศที่มีการขยายตัวต่อเนื่อง ตามข้อมูลจากกระทรวงพลังงานผลต่างระหว่างการบริโภครวมและการผลิตรวม (Net Position) ของน้ำมันดีเซลได้ลดลงจาก 1,406 ล้านลิตรในปี 2544 เป็น 1,183 ล้านลิตรในปี 2546 โดยปริมาณสุทธิโดยรวมภายในประเทศได้ลดลงจาก 7,104 ล้านลิตรในปี 2544 เป็น 5,839 ล้านลิตรในปี 2546 เนื่องจากการขยายตัวของการบริโภคเริ่มสูงกว่าการขยายตัวของกำลังการผลิตรวมการกลั่นในช่วงสองสามปีที่ผ่านมาตามตารางที่ระบุไว้ข้างล่างนี้ นอกจากนี้ โรงกลั่นน้ำมันบางรายอาจไม่สามารถกลั่นได้ตามกำลังการกลั่นของโรงกลั่นนั้น ๆ อันเนื่องมาจากสาเหตุต่าง ๆ ซึ่งรวมถึงลักษณะของหน่วยกลั่น ต่าง ๆ กระแสเงินสดและความเหมาะสมทางเศรษฐกิจ เป็นต้น

### ผลต่างระหว่างอุปสงค์และอุปทาน (Net Position)

ในอดีต ประเทศไทยเคยเป็นประเทศที่อยู่ในสถานะที่มีการบริโภคของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปมากกว่าการผลิต การบริโภคส่วนเกินได้ลดลงตั้งแต่ปี 2539 ภายหลังจากที่มีการเริ่มดำเนินการโรงกลั่นน้ำมันที่จัดตั้งโดยเชลล์และคาลเท็กซ์ และการขยายกำลังการกลั่นน้ำมันของโรงกลั่นน้ำมันรายอื่น ทั้งนี้ประเทศไทยกลายเป็นประเทศที่มีการผลิตส่วนเกินตั้งแต่ปี 2540 เป็นต้นมา เนื่องด้วยปริมาณความต้องการของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่ลดลง โดยมีสาเหตุมาจากวิกฤตการณ์ทางการเงินในภูมิภาคอาเซียน ตามตารางที่ระบุข้างล่างนี้

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม ปี									
	2537	2538	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546
	(จำนวนล้านลิตร)									
การบริโภค	33,554	37,674	41,030	40,866	36,970	36,915	35,553	34,853	36,600	38,699
อัตราเติบโตต่อปี (ร้อยละ)	11.1	12.3	8.9	(0.4)	(9.5)	(0.1)	(3.7)	(2.0)	5.0	5.7
การผลิต	24,256	28,250	37,385	43,323	40,554	41,427	41,056	41,958	42,698	44,538
อัตราเติบโตต่อปี (ร้อยละ)	13.6	16.5	32.3	15.9	(6.4)	2.2	(0.9)	2.2	1.8	4.3
ผลต่างระหว่างอุปสงค์และอุปทาน	(9,298)	(9,425)	(3,644)	2,457	3,584	4,512	5,503	7,104	6,099	5,839

ที่มา : กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน

### การจัดหาน้ำมันดิบ การขนส่ง และการจัดจำหน่าย

ในปี 2546 มีการนำเข้าน้ำมันดิบเกือบร้อยละ 90 ของความต้องการน้ำมันดิบในประเทศ การผลิตน้ำมันดิบในประเทศเพิ่มขึ้นร้อยละ 27.5 จาก 75,567 บาร์เรลต่อวันในปี 2545 เป็น 96,322 บาร์เรลต่อวันในปี 2546 ปริมาณน้ำมันดิบนำเข้าสูงถึง 775,870 บาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.5 จาก 728,532 บาร์เรลต่อวันในปี 2545 การขนส่งน้ำมันดิบในประเทศใช้วิธีการขนส่งโดยเรือบรรทุกน้ำมัน รถบรรทุก หรือรถไฟ โดยขึ้นอยู่กับที่ตั้งของลานขุดเจาะน้ำมัน และโรงกลั่นน้ำมัน

บรรดาน้ำมันดิบที่นำเข้าจะถูกขนส่งโดยเรือบรรทุกน้ำมันมายังท่าเรือลิกตามบริเวณชายฝั่งทะเลของประเทศ ขณะที่น้ำมันดิบในประเทศส่วนใหญ่จะถูกขนส่งโดยทางรถไฟหรือทางเรือ ในปัจจุบัน โรงกลั่นน้ำมันขนาดใหญ่ทั้งหมดเป็นผู้กลั่นน้ำมันดิบทั้งที่นำเข้าและที่ผลิตได้ในประเทศ โรงกลั่นส่วนใหญ่จะตั้งอยู่ในบริเวณริมชายฝั่งทะเลในประเทศไทย

### สาธารณูปโภคสำหรับการขนส่ง

การขนส่งผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปเกือบทั้งหมดจะกระทำโดยเรือบรรทุกน้ำมัน ท่อส่งน้ำมัน รถบรรทุก และรถไฟ เครือข่ายของท่อขนส่งน้ำมันในประเทศของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปยังไม่ครอบคลุมโดยทั่วถึง ดังนั้น การขนส่งโดยรถไฟและการขนส่งทางน้ำจึงยังมีความจำเป็น ในปัจจุบันนี้ มีลูกค้าบางรายเท่านั้นที่มีระบบเชื่อมต่อท่อส่งน้ำมันโดยตรงกับโรงกลั่น ด้วยเหตุดังกล่าว ต้นทุนการจัดจำหน่ายส่วนใหญ่จะถูกกำหนดด้วยระยะทางระหว่างโรงกลั่นน้ำมันและตลาดผู้บริโภคเป็นหลัก โรงกลั่นน้ำมันตั้งอยู่ใกล้กับภาคกลางของประเทศ ซึ่งเป็นภูมิภาคที่มีความต้องการผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปสูงกว่าภูมิภาคอื่น เมื่อเร็วๆ นี้ รัฐบาลได้ส่งเสริมให้มีการใช้ระบบท่อขนส่งน้ำมันเพิ่มขึ้น เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการขนส่ง เพื่อลดมลภาวะเพื่อความปลอดภัยและปัญหาการจราจรติดขัด



### ข้อริเริ่มใหม่จากรัฐบาล

เมื่อเร็ว ๆ นี้ รัฐบาลได้ประกาศเจตนารมณ์ที่จะสร้างศูนย์กลางของการค้าน้ำมันในภูมิภาคนี้ขึ้นในประเทศ โดยเฉพาะที่อำเภอศรีราชา วัตถุประสงค์ของโครงการนี้คือเพื่อลดต้นทุนและเพิ่มหลักประกันให้แก่การจัดหาน้ำมันในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ โดยเฉพาะประเทศจีน นอกจากนี้ ยังมีแผนที่จะก่อสร้างท่อส่งน้ำมัน (Land Bridge Oil Pipeline) ระยะทางประมาณ 230 กิโลเมตรที่จะเชื่อมทะเลอันดามันกับอ่าวไทย อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ เข้าใจว่าแผนดังกล่าวยังคงเป็นเพียงแผนเบื้องต้น และขึ้นอยู่กับการณ์ของรัฐบาล

### 3.2.2 อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้า

#### โครงสร้าง

#### การผลิต การส่ง และการจำหน่ายไฟฟ้า

โครงสร้างอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าของประเทศสามารถแบ่งได้เป็น 3 กลุ่มหลัก ได้แก่ การผลิตไฟฟ้า การส่งไฟฟ้า และการจำหน่ายไฟฟ้า

ในปัจจุบัน โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่ของประเทศจะเป็นของ กฟผ. อย่างไรก็ตาม ตามแผนการแปรรูปกิจการการผลิตไฟฟ้าของรัฐบาล ทำให้ปัจจุบันภาคเอกชนได้เข้าดำเนินกิจการการผลิตไฟฟ้าโดยผ่านบริษัทที่เข้าร่วมโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer Program หรือ SPP) หรือ โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer Program หรือ IPP) ของ กฟผ. นอกจากนี้ ยังมีการประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าของภาคเอกชนที่เกิดจากการซื้อโรงไฟฟ้าเดิมที่ กฟผ. เป็นเจ้าของ อาทิเช่น บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) และบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ทั้งนี้ ในปัจจุบัน บริษัทที่เข้าร่วมโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กจะต้องขายไฟฟ้าส่วนหนึ่งให้แก่ กฟผ. และสามารถขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมได้ สำหรับบริษัทที่เข้าร่วมโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ จะต้องขายไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ให้แก่ กฟผ. เท่านั้น

นอกจากไฟฟ้าที่ผลิตโดยโรงไฟฟ้าภายในประเทศแล้ว กฟผ. ยังได้เข้าทำสัญญาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ ประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว และมาเลเซีย

กฟผ. เป็นเจ้าของสายส่งไฟฟ้าเกือบทั้งหมดในประเทศ โดยมีส่วนหนึ่งเป็นของ กฟน. และ กฟภ. โดย กฟผ. จะรับผิดชอบในการดำเนินการ บำรุงรักษา และจัดการระบบส่งไฟฟ้าของประเทศ โดยมีศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของแต่ละเขตทั้ง 5 เขตของ กฟผ. เป็นผู้สั่งการในการผลิต การส่ง และการจ่ายไฟฟ้า

ระบบส่งไฟฟ้าภายในประเทศของ กฟผ. ซึ่งประกอบด้วยสายส่งไฟฟ้าแรงสูง และสถานีย่อยจะจ่ายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และของเอกชนไปยัง กฟน. และ กฟภ. ซึ่งเป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้าหลักของประเทศ เพื่อบริการให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าอีกทอดหนึ่ง โดย กฟน. เป็นผู้มีสิทธิในการจำหน่ายไฟฟ้าแต่เพียงผู้เดียวในเขตกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ ส่วน กฟภ. เป็นผู้มีสิทธิในการจำหน่ายไฟฟ้าแต่เพียงผู้เดียวในจังหวัดอื่นๆ นอกเหนือจากจังหวัดที่ กฟน. เป็นผู้จำหน่ายข้างต้น การจำหน่ายไฟฟ้าที่นอกเหนือไปจากในส่วนของ กฟผ. จะเป็นการจำหน่ายโดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม

### โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่

เพื่อเป็นการสนองนโยบายการแปรรูปรัฐวิสาหกิจของรัฐบาล รัฐบาลได้จัดให้มีการประมูลแข่งขันในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ในปี 2535 เพื่อเปิดโอกาสให้ภาคเอกชนทำการก่อสร้างและดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. แต่เพียงรายเดียวภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว เป็นเวลา 20 - 25 ปี

ในขณะนี้ มีผู้ประกอบการที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่จำนวน 7 ราย โดยมีกำลังผลิตรวม 5,910 เมกะวัตต์ ในจำนวนดังกล่าว มีผู้ผลิต 4 รายที่ได้เริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์แล้ว โดยมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 2,463 เมกะวัตต์ โดยมีผู้ประกอบการ 1 รายมีกำหนดการเดินเครื่องสำหรับโรงไฟฟ้าโรงที่ 1 และ 2 ในเดือนตุลาคม 2549 และเดือนกุมภาพันธ์ 2550 ตามลำดับ ส่วนผู้ประกอบการอีก 2 รายได้เลื่อนกำหนดการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ออกไปและมีการเปลี่ยนแปลงสถานที่ตั้งและชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตเนื่องจากได้รับการคัดค้านในประเด็นผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากสาธารณชน ตารางข้างล่างแสดงข้อมูลรายชื่อและวันเริ่มต้นเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่สิ้นสุด ณ เดือนมกราคม 2547

บริษัท	กำลังผลิต ตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ชนิดของเชื้อเพลิง	อายุของ สัญญา (ปี)	วันเริ่มต้นเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ ที่แท้จริง/ตามที่กำหนด
บริษัท ไตร เอนเนอจี้ จำกัด	700	ก๊าซธรรมชาติ	20	1 กรกฎาคม 2543
บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด	700	ก๊าซธรรมชาติ	25	15 สิงหาคม 2543
บริษัท โกลว์ โอพีพี จำกัด <sup>(1)</sup>	713	ก๊าซธรรมชาติ	25	31 มกราคม 2546
บริษัท อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็ก ทริก จำกัด	350	ก๊าซธรรมชาติ	20	25 มีนาคม 2546
บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด	1,347	ถ่านหิน	25	โรงที่ 1 1 ตุลาคม 2549 โรงที่ 2 1 กุมภาพันธ์ 2550
บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด	700 <sup>(4)</sup>	ถ่านหิน <sup>(2)</sup>	25	1 มีนาคม 2551 <sup>(2)</sup>
บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด <sup>(3)</sup>	1,400	ถ่านหิน <sup>(2)</sup>	25	โรงที่ 1 1 มีนาคม 2551 <sup>(2)</sup> โรงที่ 2 1 มีนาคม 2552 <sup>(2)</sup>
รวม	5,910 <sup>(4)</sup>			

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

#### หมายเหตุ

- (1) เดิมชื่อบริษัท บ่อวิน เพาเวอร์ จำกัด
- (2) อยู่ระหว่างการเจรจา
- (3) เดิมชื่อบริษัท ยูนิเจน เพาเวอร์ ดีเวลอปเม้นท์ จำกัด
- (4) ไม่รวมโครงการเพิ่มเติมของบริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด ขนาดกำลังการผลิต 700 เมกะวัตต์ ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตของ กฟผ. ฉบับปี 2547

### โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก

รัฐบาลได้ริเริ่มโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กขึ้นในปี 2535 เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าแบบโคเจนเนอเรชัน และสนับสนุนการใช้วัตถุดิบที่เป็นผลพลอยได้จากแหล่งพลังงานในประเทศและพลังงานทดแทน เช่น ลม แสงอาทิตย์ ความร้อนได้พิภพ ขยะ และสิ่งเหลือใช้จากการเกษตร เพื่อส่งเสริมให้ภาคเอกชนมีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าด้วยการอนุญาตให้เอกชนมีส่วนร่วมในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับแหล่งที่ต้องการใช้ไฟฟ้าได้เองเป็นครั้งแรก และเพื่อส่งเสริมให้มีการแข่งขันในภาคการผลิตไฟฟ้าด้วยการอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนสามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ภาคอุตสาหกรรมและผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียงได้โดยตรงและจำหน่ายไฟฟ้าส่วนที่เหลือให้ กฟผ. นอกจากนี้ โครงการดังกล่าวยังช่วยลดภาระค่าใช้จ่ายในการลงทุนในภาคการผลิตไฟฟ้าของรัฐบาลอีกด้วย อย่างไรก็ตาม เนื่องจากได้เกิดวิกฤติการณ์ทางเศรษฐกิจในช่วงปี 2540 เป็นต้นมา ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กจำนวนไม่น้อยต้องเลื่อนโครงการของตนออกไปหรือยกเลิกโครงการไปในที่สุด ตารางข้างล่างแสดงข้อมูลความสามารถการผลิตไฟฟ้าและปริมาณไฟฟ้าที่มีการจำหน่ายให้กับ กฟผ. ของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กสิ้นสุด ณ เดือนมกราคม 2547

	ปริมาณไฟฟ้าตามสัญญา			ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบ		
	Firm <sup>(1)</sup>	Non-Firm <sup>(2)</sup>	รวม	Firm <sup>(1)</sup>	Non-Firm <sup>(2)</sup>	รวม
จำนวนโครงการ	35	38	73	31	30	61
ความสามารถในการผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	3,492.51	766.20	4,258.71	3,126.51	687.50	3,814.01
ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่ายให้ กฟผ. (เมกะวัตต์)	2,019.60	256.60	2,276.20	1,912.20	222.40	2,134.60

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน

#### หมายเหตุ

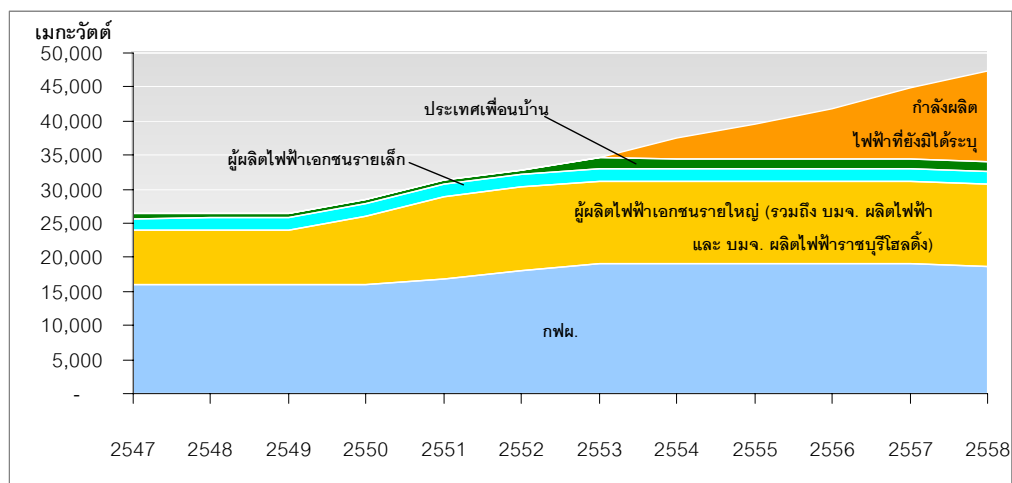
- (1) เป็นสัญญาระยะยาวตั้งแต่ 5 ปีขึ้นไป โดย กฟผ. จะชำระค่ากำลังการผลิตและค่าพลังงานไฟฟ้า
- (2) เป็นสัญญาระยะสั้นรายปี โดย กฟผ. จะชำระค่าพลังงานไฟฟ้าตามจำนวนที่ซื้อ

### กำลังการผลิต

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (EGAT Power Development Plan) เป็นแผนระยะยาวที่กำหนดกรอบการลงทุนในการขยายระบบการผลิตและส่งไฟฟ้าของ กฟผ. แผนพัฒนาหรือ PDP ฉบับล่าสุดคือฉบับปี 2547 ซึ่งเป็นการวางกรอบการลงทุนสำหรับช่วงปี 2547 ถึง 2558 โดยพิจารณาจากการประมาณการค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของคณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (Thailand Load Forecast Subcommittee) กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลางที่ได้มีการตีพิมพ์ในเดือนมกราคม ปี 2547

ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2547 กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของประเทศ ณ วันที่ 31 มีนาคม 2547 เท่ากับ 25,705 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 15,151 เมกะวัตต์ ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 58.94 ของกำลังผลิตของประเทศ กำลังผลิตติดตั้งส่วนที่เหลือจำนวน 10,554 เมกะวัตต์ คือส่วนที่ซื้อจากบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) 2,056 เมกะวัตต์ บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) 3,481 เมกะวัตต์ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่อื่น ๆ จำนวน 2,463 เมกะวัตต์ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 1,914 เมกะวัตต์ และนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้านอีก 640 เมกะวัตต์

## พยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้า



ที่มา : แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2547 ของ กฟผ.

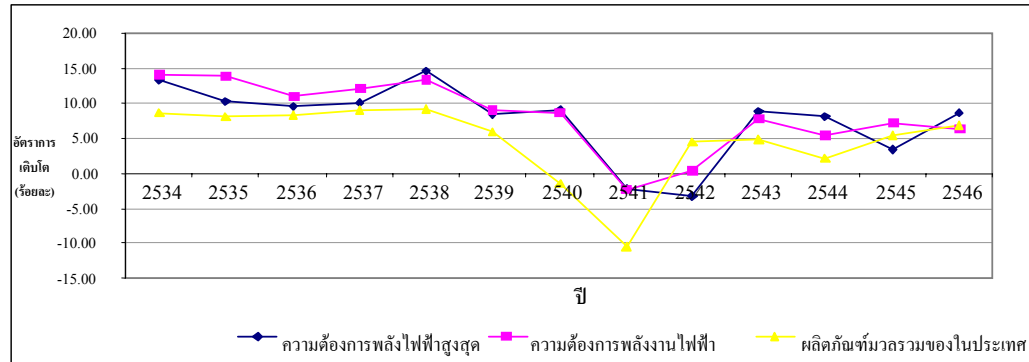
การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้ารวมตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2547 ได้ประมาณการว่ากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนช่วงที่จนถึงปี 2549 หลังจากนั้นในช่วงปี 2550 – 2553 กำลังการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. จะเพิ่มขึ้นจำนวน 3,079 เมกะวัตต์ ในขณะที่กำลังการผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก และประเทศเพื่อนบ้านจะสูงขึ้น อีก 5,067 เมกะวัตต์ เนื่องจากเหตุผลหลักคือการที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่อีก 3 รายมีกำหนดเริ่มเดินเครื่องในช่วงปี 2550 ถึง 2552 โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมจำนวน 4,147 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี 2554 กฟผ. มีแผนที่จะพึ่งพากำลังผลิตไฟฟ้าจากแหล่งที่ยังมิได้ระบุ (รวม 2,940 เมกะวัตต์ในปี 2554 และจะเพิ่มขึ้นเป็น 13,230 เมกะวัตต์ ภายในปี 2558) โดย กฟผ. มีนโยบายที่จะลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในสัดส่วนไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ของกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นในส่วนนี้ ทั้งนี้ กฟผ. คาดว่ากำลังการผลิตรวมในปี 2547 2549 2554 และ 2558 จะมีจำนวน 26,352 26,372 37,443 และ 47,333 เมกะวัตต์ตามลำดับ

## ความต้องการไฟฟ้า

### ความต้องการไฟฟ้าในอดีตและผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ

ในช่วงระยะเวลาไม่กี่ปีที่ผ่านมา ความต้องการไฟฟ้าในประเทศจะสอดคล้องกับผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ แผนภาพข้างล่างแสดงให้เห็นว่าอัตราความต้องการไฟฟ้าของไทยลดลงตั้งแต่ปี 2538 ถึง 2541 ตามการลดลงของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศในช่วงเดียวกัน และตั้งแต่ปี 2543 ถึง 2546 ความต้องการไฟฟ้าของไทยได้เพิ่มขึ้นตามการเพิ่มขึ้นของผลิตภัณฑ์มวลรวมของประเทศในช่วงเดียวกันเช่นกัน

## อัตราการเติบโตของความต้องการไฟฟ้าและผลิตภัณฑ์มวลรวมของประเทศ



ที่มา : แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2546 ของ กฟผ. (ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด และความต้องการพลังงานไฟฟ้า) คณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด และความต้องการพลังงานไฟฟ้า 2546) และ ธนาคารแห่งประเทศไทย (อัตราการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ)

## การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

ในเดือนมกราคม 2547 คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าได้ประมาณการด้วยการเพิ่มความ ต้องการไฟฟ้าให้สูงขึ้นเพื่อให้สอดคล้องกับการฟื้นตัวทางเศรษฐกิจของประเทศโดยพิจารณาจาก

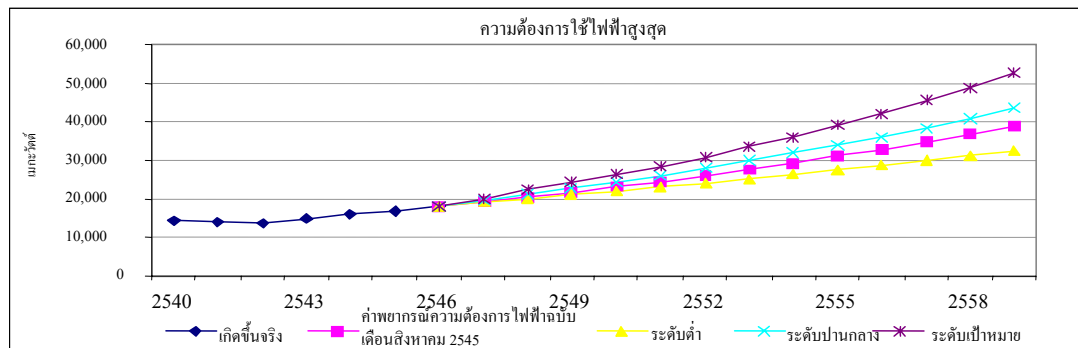
- ปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในปี 2546
- การคาดการณ์การเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ
- แผนการลดสัดส่วนอัตราการเติบโตของการใช้พลังงานต่ออัตราการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ และ
- แผนยุทธศาสตร์การอนุรักษ์พลังงานที่สนับสนุนโดยรัฐบาล

การพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าของคณะอนุกรรมการการพยากรณ์แบ่งออกเป็น 3 กรณี

- กรณีเศรษฐกิจขยายตัวต่ำ
- กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง
- กรณีเศรษฐกิจขยายตัวตามเป้าหมาย

แผนภาพข้างล่างแสดงถึงการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละกรณีข้างต้น

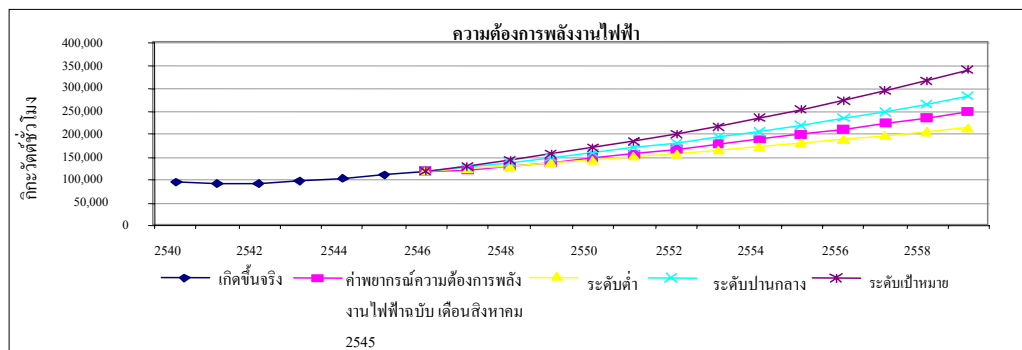
## พยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด



ที่มา: รายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของคณะกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง ปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นจาก 19,600 เมกะวัตต์ในปี 2547 เป็น 22,728 31,844 และ 43,558 เมกะวัตต์ในปี 2549 2554 และ 2559 ตามลำดับ คณะกรรมการการพยากรณ์ได้ประมาณการอัตราการเติบโตเฉลี่ยของความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ร้อยละ 7.11 ร้อยละ 6.97 และร้อยละ 6.47 ในช่วงของแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 9 (ปี 2545 – 2549) ฉบับที่ 10 (ปี 2550 – 2554) และฉบับที่ 11 (ปี 2555 – 2559) ตามลำดับ

## พยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า

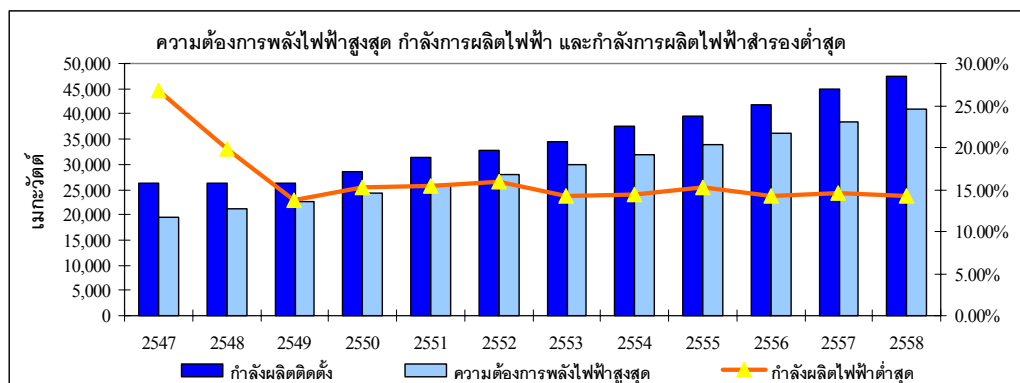


ที่มา: รายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของคณะกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเดือนมกราคมปี 2547

กรณีเศรษฐกิจขยายตัวปานกลาง ปริมาณความต้องการพลังงานเพิ่มขึ้นจาก 126,811 กิกะวัตต์ชั่วโมงในปี 2547 เป็น 147,658 206,674 และ 282,488 กิกะวัตต์ชั่วโมง ในปี 2549 2554 และ 2559 ตามลำดับ คณะกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าได้ประมาณการอัตราการเติบโตเฉลี่ยของความต้องการใช้พลังงานที่ร้อยละ 7.29 ร้อยละ 6.96 และร้อยละ 6.45 ในช่วงของแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 9 (ปี 2545 – 2549) ฉบับที่ 10 (ปี 2550 – 2554) และฉบับที่ 11 (ปี 2555 – 2559) ตามลำดับ

### ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด กำลังการผลิต และกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด

ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2547 ซึ่งครอบคลุมกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศในช่วงปี 2547 ถึง 2558 กฟผ. คาดว่ากำลังไฟฟ้าสำรองต่ำสุดของประเทศจะลดลงจากร้อยละ 26.8 ในปี 2547 เป็นร้อยละ 14.2 ในปี 2558 ซึ่งเป็นปีที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด



ที่มา : แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปี 2547 ของ กฟผ.

### การแข่งขัน

ผลจากนโยบายของรัฐบาลและการพยากรณ์ดังกล่าวข้างต้นทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กและผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศเพื่อนบ้านคาดว่าจะมีบทบาทสำคัญมากขึ้นในการผลิตไฟฟ้าเพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าภายในประเทศ อย่างไรก็ตาม การแข่งขันระหว่างผู้ผลิตเหล่านี้ยังคงมีไม่มากนัก ส่วนหนึ่งเนื่องจากภาคการผลิตไฟฟ้าเป็นอุตสาหกรรมที่ต้องใช้เงินทุนและความเชี่ยวชาญสูง ผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนมีการแข่งขันในช่วงแรกเพื่อให้ได้รับการอนุญาตให้ดำเนินการ และทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. แต่เมื่อได้รับการอนุมัติและเข้าทำสัญญาดังกล่าวแล้ว ผู้ผลิตไฟฟ้าดังกล่าวเพียงแต่จ่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเท่านั้น นอกจากนี้ ถึงแม้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กจะสามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมได้โดยตรง แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมดังกล่าวมักจะตั้งอยู่ในบริเวณนิคมอุตสาหกรรมที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กเพียงรายเดียวให้เลือกซื้อไฟฟ้า นอกเหนือจากการซื้อจาก กฟผ. อย่างไรก็ตาม ความมีเสถียรภาพที่ผ่านมามีแนวโน้มประกอบกับต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ต่ำกว่าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กในบางกรณี ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมมีแนวโน้มที่จะหันไปซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กที่ตั้งอยู่ในบริเวณเดียวกับที่ตั้งโรงงานของตนแทนการซื้อจาก กฟผ.

### 3.2.3 ภาวะอุตสาหกรรมธุรกิจพาราไซลีน

พาราไซลีนเป็นสารประกอบอะโรมาติก (Aromatic Compound) และเป็น ไอโซเมอร์ (Isomer) ชนิดหนึ่งของสารไซลีนส์ พาราไซลีนเป็นของเหลวที่มีกลิ่นหอม ไม่มีสี ติดไฟได้ และระเหยได้ง่าย (Volatile) สารชนิดนี้จะถูกใช้เป็นวัตถุดิบในกระบวนการผลิตสาร Purified Terephthalic Acid หรือ PTA ซึ่งเป็นวัตถุดิบหลักในการผลิตพลาสติก และไฟเบอร์ เช่น PET โพลีเอสเตอร์ แครอน และฟิล์ม เช่น Mylar

ส่วนประกอบของหน่วยผลิตพาราไซลีนจะแตกต่างกันมากโดยขึ้นอยู่กับวัตถุดิบ เทคโนโลยีการผลิต และกระบวนการผลิต โดยทั่วไปแล้ว หน่วยการผลิตพาราไซลีนจะเป็นส่วนหนึ่งของโรงกลั่นน้ำมัน หรือโรงงานอะโรมาติก

ราคาของผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี รวมทั้ง มิกซ์โซลีนส์ และพาราโซลีน และผลิตภัณฑ์ต่อเนื่องที่ใช้สารเหล่านี้เป็นวัตถุดิบจะขึ้นลงตามวัฏจักร ซึ่งได้รับอิทธิพลจากปริมาณของอุปสงค์และอุปทาน โดยทั่วไปแล้ว อุปสงค์ของผลิตภัณฑ์เหล่านี้จะสอดคล้องกับความเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ ปัจจัยหลักที่สำคัญอื่น ๆ ที่มีต่อความต้องการของผลิตภัณฑ์เหล่านี้ ได้แก่มาตรฐานการดำรงชีวิต และการนำพลาสติก และสารสังเคราะห์มาใช้แทนวัสดุอื่น ๆ วัฏจักรของราคาก็ได้รับอิทธิพลจากการคาดการณ์ในเรื่องกำลังการผลิต และอุปทานในอนาคต ปัจจัยสำคัญที่มีอิทธิพลต่อกำลังการผลิตและอุปทาน รวมถึงการเริ่มต้นการผลิต (Start-up) ของโรงงานปิโตรเคมีแห่งใหม่ และการหยุดการผลิตของโรงงานที่ไม่ทำการ

การเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันดิบและเนฟทา ประกอบกับอุปสงค์ที่ลดลงของสินค้าบางชนิด ทำให้กำไรของการผลิตพาราโซลีนลดลง โดยกำไรของการผลิตพาราโซลีนลดลงตั้งแต่ปี 2541 ถึงปี 2545 และเริ่มดีขึ้นในปี 2546 การเพิ่มขึ้นของความต้องการทำให้มีการใช้กำลังการผลิตส่วนที่สิ้นเกินในช่วงปีที่ผ่านมา

ภูมิภาคเอเชียเป็นผู้ผลิตและตลาดที่สำคัญของพาราโซลีน และประเทศไทยเป็นผู้ผลิตพาราโซลีนที่ใหญ่ที่สุดในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ผู้ผลิตพาราโซลีนรายใหญ่ 3 รายของไทย ได้แก่ บริษัท อะโรมาติก ไทย จำกัด (มหาชน) เอสโซ่ และ บจ.ไทยพาราโซลีน การบริโภคพาราโซลีนในประเทศส่วนใหญ่เป็นไปเพื่อการผลิต PTA โดยผู้ผลิต PTA ในประเทศ ได้แก่ บริษัท ทุนเท็กซ์ปิโตรเคมีกัล (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน) และบริษัท สยามมิทซูชิ พีทีเอ จำกัด สำหรับบริษัท อินโดรามาปิโตรเคมี จำกัด จะเริ่มการผลิตในปี 2549

โดยทั่วไป ผู้ผลิตในประเทศไทยพอใจที่จะผลิตพาราโซลีนเพื่อการบริโภคในประเทศเพราะจะได้ราคาที่สูงกว่าการบริโภคภายในประเทศเพิ่มขึ้นอย่างสม่ำเสมอตั้งแต่ปี 2543 ถึงปี 2546 ทั้งนี้ เนื่องมาจากการเพิ่มการผลิตของ PTA โดยจะมีการส่งออกผลผลิตส่วนที่เกินจากการจำหน่ายในประเทศไปในประเทศอื่นๆ ในแถบเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ หรือเอเชียเหนือ เนื่องจากต้นทุนในการขนส่งที่ต่ำ

#### ค่าสมมูลของอุปสงค์/อุปทานของพาราโซลีนในประเทศไทย (พันตันต่อปี)

ปี	2543	2544	2545	2546
การผลิต	639	696	906	1057
การนำเข้า	85	70	40	81
การส่งออก	212	228	277	297
การบริโภค	512	538	669	841

ที่มา: PTIT Focus Special Annual Issue 2546

### 3.2.4 ภาวะอุตสาหกรรมธุรกิจน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

#### อุตสาหกรรมน้ำมันหล่อลื่น (Lubricant) ทั่วโลก

อุตสาหกรรมน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานเป็นอุตสาหกรรมที่ผลิตวัตถุดิบที่สำคัญสำหรับผู้ผลิตน้ำมันหล่อลื่นเพื่อใช้ในการลดแรงเสียดทาน การสึกหรอ ระบายความร้อน และชะล้างสารปนเปื้อนแขวนลอย โดยสามารถแบ่งน้ำมันหล่อลื่นได้เป็น 2 ประเภท คือเพื่อใช้ในรถยนต์ และเพื่อใช้ในอุตสาหกรรม น้ำมันหล่อลื่นสำหรับรถยนต์จะรวมถึงน้ำมันเครื่อง น้ำมันเกียร์และ Transmission Oil และช่วยให้การทำงานของเครื่องยนตกลไกในยานพาหนะประเภทต่าง ๆ เป็นไปโดยราบรื่นขึ้น



น้ำมันหล่อลื่นสำหรับอุตสาหกรรมจะรวมถึง Turbine Oils, Bearing Oils และ Hydraulic Oils เพื่อการใช้งานในเชิงอุตสาหกรรม

ตลาดน้ำมันหล่อลื่นในระดับโลกได้มีการเปลี่ยนแปลงที่สำคัญในช่วงทศวรรษที่ผ่านมาเนื่องจากการรวมตัวของผู้ประกอบการอุตสาหกรรม (Industry Consolidation) อุตสาหกรรมนี้จะมีลักษณะการขยายตัวของความต้องการค่อนข้างคงที่ แต่ขณะเดียวกันจะมีการเปลี่ยนรูปแบบการใช้งานของผลิตภัณฑ์ และมีการแข่งขันที่รุนแรงขึ้น ปัจจัยต่างๆเหล่านี้มีผลกระทบต่อกำไรของอุตสาหกรรม

เทคโนโลยีการผลิตของอุตสาหกรรมนี้ไม่ค่อยมีการเปลี่ยนแปลงมากนัก แต่เมื่อเร็วๆ นี้ได้มีการปรับปรุงเทคโนโลยีที่มีอยู่เพื่อตอบสนองมาตรฐานด้านคุณภาพที่เข้มงวดขึ้นตามความต้องการของผู้ผลิตรถยนต์

### **อุตสาหกรรมน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน**

น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานเป็นวัตถุดิบหลักในการผลิต Transmission Fluid Transformer Oil และ Refrigerating Oil การผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานจะมีหลายขั้นตอนเพื่อที่จะแยกสารประกอบที่ไม่เป็นที่ต้องการทางกายภาพและปรับแต่งองค์ประกอบอื่น ๆ โดยการเปลี่ยนแปลงทางเคมี เพื่อให้น้ำมันมีคุณสมบัติที่เหมาะสมสำหรับเป็นน้ำมันหล่อลื่นสำเร็จรูป น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานจะถูกสกัดจากสารที่มีคุณสมบัติในการหล่อลื่น หลังจากมีการกลั่นน้ำมันดิบ แต่ต้องได้รับการปรับปรุงคุณภาพโดยใช้สารปรุงแต่งเพื่อเพิ่มคุณภาพในการผลิตเป็นน้ำมันหล่อลื่นสำเร็จรูป

ในกระบวนการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานจะมีการสกัด และคัดผลิตภัณฑ์พลอยได้จากการกลั่น (By-Products) ที่มีส่วนประกอบของสารอะโรมาติกสูงออกไป ในบางกรณี ผลิตภัณฑ์พลอยได้เหล่านี้สามารถนำไปใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตผงถ่าน (Carbon Black) Rubber Extender oil และการใช้งานที่ไม่เกี่ยวกับงานหล่อลื่นอื่น ๆ หากมีคุณสมบัติตามความต้องการ ขางมะตอย Extract และ Wax ก็เป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ที่ได้จากกระบวนการผลิตเช่นเดียวกัน

น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานจะมีความแตกต่างกันตามองค์ประกอบของโมเลกุล คุณสมบัติทางกายภาพและเคมี โดยเป็นไปตามแหล่งที่มาของน้ำมันดิบ และขั้นตอนในกระบวนการผลิต ความแตกต่างในองค์ประกอบของวัตถุดิบที่ใช้จะมีผลต่อการใช้งานขั้นสุดท้าย และจะมีผลต่อความต้องการของน้ำมันสำเร็จรูปของผู้บริโภคในที่สุด

สถาบันปิโตรเลียมประเทศสหรัฐอเมริกาได้วางระบบการแบ่งกลุ่มน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานเพื่อช่วยในการเปรียบเทียบระหว่างน้ำมันเครื่องที่ใช้ น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานที่มาจากกระบวนการผลิตที่แตกต่างกัน ระบบนี้ได้แบ่งน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานไว้ห้ากลุ่ม จากกลุ่ม 1 ถึงกลุ่ม 5 โดยขึ้นอยู่กับปริมาณของกำมะถันและสารประกอบไฮโดรคาร์บอนชนิดอิ่มตัว (Saturate) และระดับความหนืด (Viscosity)

## การแบ่งกลุ่มน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานโดยสถาบันปิโตรเลียมประเทศสหรัฐอเมริกา

คุณสมบัติ				
กลุ่ม	ปริมาณกำมะถัน (ร้อยละโดยน้ำหนัก)	ไฮโดรคาร์บอนชนิดอิ่มตัว		ดัชนีความหนืด
1	>0.03	และ/หรือ	<90	80-119
2	<0.03	และ	>90	80-119
3	<0.03	และ	>90	>120
4	น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานสังเคราะห์สารโพลีอัลฟาโอเลฟินส์(Polyalphaolefins) (PAOs)			
5	น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานสังเคราะห์อื่น ๆ			

น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานในกลุ่ม 3 มีความหนืดสูงกว่าน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานในกลุ่ม 1 และ 2 และในอดีตที่ผ่านมาจึงมีราคาสูงกว่า

## กำลังการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานทั่วโลก

ทวีปเอเชียเป็นภูมิภาคที่ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานเป็นอันดับสองโดยมีโรงงาน 34 แห่ง และ ณ ปี 2546 มีกำลังการผลิตรวมเท่ากับ 220,533 บาร์เรลต่อวัน

ภูมิภาค	จำนวนโรงงาน	กำลังการผลิตรวม (บาร์เรลต่อวัน)
เอเชีย	34	220,533
ยุโรป	24	177,444
สหรัฐ	21	208,400
อดีตสหภาพโซเวียต	17	259,600
ตะวันออกกลางและแอฟริกา	15	49,245
ละตินอเมริกา	13	59,805
แคนาดา	4	24,000
ออสเตรเลีย	3	12,679
<b>รวม</b>	<b>131</b>	<b>1,011,706</b>

ที่มา: Lubricants World 4<sup>th</sup> Annual Edition 2003

## ความต้องการน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานในภูมิภาคเอเชีย

ภูมิภาคเอเชียเป็นภูมิภาคที่นำเข้าน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานที่สำคัญในช่วงปี 2538 ถึงปี 2540 แต่ตั้งแต่ปี 2541 เป็นต้นมา ภูมิภาคเอเชียกลายเป็นภูมิภาคที่ส่งออกน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน เนื่องจากการมีกำลังการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานที่เพิ่มขึ้น และเกิดวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจทำให้อุปสงค์ในภูมิภาคลดน้อยลงไป ซึ่งทำให้ราคาของน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานในภูมิภาคได้รับผลกระทบ ทั้งนี้ ประเทศสิงคโปร์ ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ และออสเตรเลียเป็นผู้จำหน่ายน้ำมันหล่อลื่นสำเร็จรูปรายใหญ่ในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก

ในช่วงปี 2541 ถึงปี 2546 กำลังการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานในภูมิภาคเอเชียมีมากกว่าอุปสงค์ แม้ว่าอุปสงค์จะเพิ่มขึ้นในช่วงที่ผ่านมาก็ตาม อนึ่ง แม้ว่าอุปสงค์ในภูมิภาคเอเชียสำหรับน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานคุณภาพที่สูงยังคงมีน้อย แต่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นทดแทนอุปสงค์ของน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่ม 1 (Group 1 Base Oil) บางส่วนในอนาคต

### ความต้องการน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานในประเทศ

มีผู้ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานในประเทศ 2 ราย ได้แก่ ทีพีไอ และ บมจ. ไทยลูบเบส ซึ่งได้เดินเครื่องผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานตั้งแต่ปี 2542 โดยผู้ผลิตทั้งสองรายดำเนินการต่ำกว่ากำลังการผลิตมาโดยตลอด แต่การใช้กำลังการผลิตได้เพิ่มขึ้นในปี 2546 และน่าจะเพิ่มขึ้นอีกในปี 2547

### ยางมะตอย (Bitumen)

ยางมะตอยเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ที่สำคัญของกระบวนการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน โดยทั่วไปแล้ว ยางมะตอยจะเป็นของแข็ง หรือเกือบจะเป็นของแข็ง และมีสีน้ำตาลหรือดำ และมีกลิ่นที่ชัดเจน แอสฟัลท์ (Asphalt) เป็นรูปแบบหนึ่งของยางมะตอย โดยจะหลอมเหลวเมื่อโดนความร้อน และมีสารปนเปื้อนเช่น ไนโตรเจน ออกซิเจน และกำมะถัน แอสฟัลท์ส่วนใหญ่จะถูกนำไปใช้งานในการสร้างถนนและการยาห้หลังคา ยางมะตอยสามารถนำมาผลิตเป็น Wax ธรรมชาติ ได้ด้วย

### ตารางอุปสงค์/อุปทาน ของยางมะตอยในประเทศ

	หน่วย : ตัน			
	2543	2544	2545	2546
<b>อุปทาน</b>				
การผลิต	996,667	1,136,263	944,040	907,374
การนำเข้า	4,545	909	1,414	1,111
<b>อุปทานโดยรวม</b>	<b>1,001,212</b>	<b>1,137,172</b>	<b>945,455</b>	<b>908,485</b>
การเคปโต (ร้อยละ)		14	(17)	(4)
<b>อุปสงค์</b>				
การบริโภค	771,919	843,333	804,444	690,707
การส่งออก	244,141	291,010	145,657	228,485
<b>อุปสงค์โดยรวม</b>	<b>1,016,061</b>	<b>1,134,343</b>	<b>950,101</b>	<b>919,192</b>
การเคปโต (ร้อยละ)		12	(16)	(3)

ที่มา: PTIT Focus Special Annual Issue 2003

ตั้งแต่ปี 2543 ถึง 2546 ความต้องการยางมะตอยในประเทศลดลงทุกปีในอัตราเฉลี่ยสะสมร้อยละ 3.3 เนื่องมาจากการลดการก่อสร้างถนนที่ใช้ยางมะตอยภายในประเทศในช่วงระยะเวลาดังกล่าว โดยงบประมาณโดยรวมของหน่วยงานของรัฐที่เกี่ยวกับการขนส่งได้ลดลงจาก 81,892 ล้านบาท เป็น 42,614 ล้านบาท และประเทศไทยได้กลายเป็นผู้ส่งออกยางมะตอยโดยส่งไปจำหน่ายยังไต้หวัน เวียดนาม ลาว กัมพูชา และพม่า ตามข้อมูลของสำนักงบประมาณ งบประมาณของประเทศเกี่ยวกับด้านคมนาคมจะเพิ่มเป็น 46,478 ล้านบาท เป็น 59,975 ล้านบาทในปี 2547 และ 2548 ตามลำดับ ซึ่งเป็นการเพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 9 และร้อยละ 29 ต่อปี

### 3.3 กฎเกณฑ์ในการกำกับดูแลที่ใช้ในปัจจุบัน

อุตสาหกรรมน้ำมันปิโตรเลียมและไฟฟ้าอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของกระทรวงพลังงาน โดยมีคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (“กพช.”) และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (“สนพ.”) ซึ่งเป็นหน่วยงานของกระทรวงพลังงานมีอำนาจหน้าที่ในการกำหนดหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ในอุตสาหกรรมดังกล่าว โดยปลัดกระทรวงพลังงานเป็นกรรมการท่านหนึ่งของบริษัทฯ อำนาจหน้าที่ที่สำคัญของหน่วยงานต่าง ๆ สรุปได้ดังนี้

#### กระทรวงพลังงาน

กระทรวงพลังงานมีหน้าที่ในการกำหนด ให้คำแนะนำและกำกับดูแลการดำเนินการตามแนวนโยบายเกี่ยวกับอุตสาหกรรมและความต้องการพลังงานของประเทศ โดยนโยบายด้านพลังงานดังกล่าวรวมถึง การบริหารจัดการทรัพยากรธรรมชาติโดยการอนุญาตให้สำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย นอกจากนี้ กระทรวงพลังงานเป็นผู้มีอำนาจกำกับดูแล กฟผ. และ บมจ. ปตท. บมจ. บางจาก ทั้งนี้ การกำกับดูแลของกระทรวงพลังงาน ในส่วนของการกำกับดูแลโรงกลั่นน้ำมันให้มีความปลอดภัยในการประกอบธุรกิจน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซ การกำหนดคุณภาพน้ำมันเชื้อเพลิง การค้าและการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงตามกฎหมายเป็นอำนาจหน้าที่ของกรมธุรกิจพลังงาน ซึ่งเป็นกรมในสังกัดกระทรวงพลังงาน

#### กพช.

อำนาจและหน้าที่ของ กพช. ตามที่บัญญัติไว้ใน พ.ร.บ. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ รวมถึง การเสนอนโยบายพลังงาน และแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศต่อคณะรัฐมนตรี กำหนดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขในการกำหนดราคาพลังงานให้สอดคล้องกับนโยบายพลังงานและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ ติดตามและดูแลการดำเนินการของคณะกรรมการชุดต่าง ๆ หน่วยงานของรัฐ รัฐวิสาหกิจ และภาคเอกชนที่มีอำนาจและหน้าที่เกี่ยวข้องกับกิจการพลังงาน ทั้งนี้ มติของ กพช. ถือเป็นนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาลและจะมีผลใช้บังคับเมื่อคณะรัฐมนตรีเห็นชอบ

#### สนพ.

อำนาจและหน้าที่หลักอย่างหนึ่งของ สนพ. ตามที่กำหนดใน พ.ร.บ. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ คือ การศึกษา และวิเคราะห์นโยบายพลังงานและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศเพื่อนำเสนอต่อ กพช. ดังนั้น สนพ. จึงมีหน้าที่ในการให้คำแนะนำเกี่ยวกับนโยบาย และแผนดังกล่าวเพื่อให้สอดคล้องกับหน้าที่ในการตรวจสอบ ประเมินผล ประสานงาน และสนับสนุนการปฏิบัติตามนโยบายพลังงานและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ รวบรวมข้อมูลด้านพลังงาน ตรวจสอบสถานการณ์ทางด้านพลังงาน วิเคราะห์และพยากรณ์แนวโน้มความต้องการพลังงาน รวมถึงเผยแพร่ข้อมูลสถิติทางด้านพลังงาน

นอกจากอำนาจหน้าที่ตามพ.ร.บ. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติแล้ว สนพ. ยังมีอำนาจหน้าที่ตามที่กำหนดไว้ในพระราชกำหนดแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2516 และ พ.ร.บ. การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 อีกด้วย

ในฐานะที่เป็นบริษัทกลั่นน้ำมันหลักของ บมจ. ปตท. บริษัทฯ จึงต้องให้ความร่วมมือกับ สนพ. ในการดำเนินการตามนโยบายต่าง ๆ

### 3.3.1 กฎเกณฑ์ในการกำกับดูแลธุรกิจกลั่นน้ำมัน

#### ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปและการรักษาระดับราคา

ในประเทศไทยการกำหนดราคาราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปจะอ้างอิงกับราคาราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมประเภทนั้น ๆ ในตลาดสิงคโปร์ (Singapore Spot Market) ซึ่งถือเป็นเกณฑ์มาตรฐานในการคำนวณราคา ณ โรงกลั่น (Thai Ex-Refinery Price) โดยทั่วไปการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมภายในประเทศจะอ้างอิงตามหลักการของความเสมอภาคกับการนำเข้า (Import Parity Basis) ซึ่งหมายความว่าราคา ณ โรงกลั่นของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่มีจำหน่ายในประเทศไทยจะถูกกำหนดโดยอ้างอิงกับราคาของผลิตภัณฑ์ดังกล่าวในตลาดสิงคโปร์บวกด้วยค่าใช้จ่ายในการขนส่งผลิตภัณฑ์นั้น ๆ จากประเทศสิงคโปร์มายังประเทศไทย เช่นค่าประกันภัย ค่าขนส่งสินค้า อากาศเข้า ความสูญเสียของมวลน้ำมันที่เกิดจากการขนส่งสินค้าทางทะเล และค่าใช้จ่ายในการจัดการ ราคาของผลิตภัณฑ์บางประเภทอาจเพิ่มขึ้นหรือลดลงอันเนื่องมาจากการกำหนดคุณสมบัติของผลิตภัณฑ์ที่แตกต่างกันในตลาดของทั้งสองประเทศดังกล่าว

โรงกลั่นน้ำมันแต่ละแห่งจะเป็นผู้กำหนดราคา ณ โรงกลั่น โดยราคาขายส่งผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปจะประกอบด้วยราคา ณ โรงกลั่นที่อ้างอิงมาจาก MOPS บวกกับภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล เงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง และกองทุนอนุรักษ์พลังงาน และภาษีมูลค่าเพิ่มซึ่งจัดเก็บโดยรัฐบาล ภาษีและเงินส่งเข้ากองทุนจะถูกส่งต่อไปยังหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

การส่งออกผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปจะมีกำหนดราคาตามหลักการของความเสมอภาคกับการส่งออก (Export Parity Basis) ซึ่งเป็นราคาจากตลาดสิงคโปร์สำหรับผลิตภัณฑ์นั้นๆ โดยอ้างอิงจาก MOPS บวกหรือลดราคาส่วนเพิ่มหรือส่วนลดที่ขึ้นอยู่กับสภาพตลาดในเวลานั้น

รัฐบาลได้ขอให้โรงกลั่นน้ำมันในประเทศช่วยรักษาระดับราคาราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันที่จำหน่ายให้แก่ผู้ค้าปลีกในประเทศเป็นครั้งคราว ซึ่งในกรณีดังกล่าว โรงกลั่นน้ำมันจะถูกขอให้จำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันให้แก่ผู้ซื้อในราคาที่ต่ำกว่าราคา ณ โรงกลั่นซึ่งประกาศโดยรัฐบาล และจะมีการจ่ายเงินชดเชยโดยกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงบนส่วนต่างระหว่างราคา ณ โรงกลั่นและราคาที่ควบคุมดังกล่าว โดยกลไกที่เหมาะสมในการรักษาระดับราคาขายปลีกผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในเวลาที่ราคาสูงขึ้นมาก ขึ้นอยู่กับสภาวะตลาดในขณะนั้น

รัฐบาลได้เข้าควบคุมราคาขายก๊าซปิโตรเลียมเหลวซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่มีการใช้อย่างมากตามครัวเรือนเพื่อใช้เป็นก๊าซหุงต้ม โดยการขอให้ผู้ผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว ซึ่งรวมถึงโรงกลั่นน้ำมัน เช่น บริษัทฯ และโรงแยกก๊าซธรรมชาติของ บมจ. ปตท. ให้ขายก๊าซปิโตรเลียมเหลว ในราคาที่รัฐบาลกำหนด ซึ่งมีการอ้างอิงตามราคาของ Saudi Aramco Contract Price หรือ CP ในปัจจุบัน ราคาที่รัฐบาลกำหนดเป็นราคามาตรฐานเท่ากับราคา CP ลบ 16 ดอลลาร์สหรัฐต่อดัน ซึ่งต้องไม่ต่ำกว่า 185 ดอลลาร์สหรัฐต่อดันและไม่สูงกว่า 315 ดอลลาร์สหรัฐต่อดัน ราคาดังกล่าวซึ่งถูกกำหนดเป็นดอลลาร์สหรัฐต่อดันจะถูกแปลงเป็นราคา ณ โรงกลั่นที่เป็นบาทต่อกิโลกรัมโดยใช้อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราสกุลดอลลาร์สหรัฐต่อบาท ราคาขายส่งหน้าโรงกลั่นจะหมายถึงราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว ณ โรงกลั่นรวมภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล และภาษีมูลค่าเพิ่ม โดยถ้าราคาที่รัฐบาลควบคุมนั้นสูงกว่าราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว ณ โรงกลั่นรวมกับภาษีที่เกี่ยวข้อง ราคาส่วนเกินจะถูกส่ง

เข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง แต่ถ้าวราคาราคาที่ควบคุมนั้นต่ำกว่าราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว ณ โรงกลั่นบวกภาษีที่เกี่ยวข้อง ผู้ผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวจะได้รับการชดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง หากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงมีเงินกองทุนเพียงพอในการชำระหนี้ อย่างไรก็ดี กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงไม่มีกำหนดเวลาที่ชัดเจนในการจ่ายเงินชดเชยดังกล่าว ในบางครั้ง การควบคุมราคาดังกล่าวอาจส่งผลให้รัฐต้องทำการชดเชยเป็นเงินจำนวนมากและทำให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นลูกหนี้ของผู้ผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว อย่างไรก็ดี กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจะไม่จ่ายดอกเบี้ยในเงินที่ค้างชำระดังกล่าว ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2547 ยอดลูกหนี้ที่ค้างชำระของบริษัทฯ โดยกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในส่วนของก๊าซปิโตรเลียมเหลวมีจำนวน 440 ล้านบาท

ตั้งแต่เดือนมกราคม 2547 รัฐบาลได้เริ่มควบคุมราคาขายปลีกและราคาขายส่งหน้าโรงกลั่นของน้ำมันเบนซินไร้สารตะกั่ว และน้ำมันดีเซล โดยมีการประกาศราคาขายของผลิตภัณฑ์เหล่านี้เป็นครั้งคราวไป และจะมีการจ่ายเงินชดเชยโดยกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อให้ราคา ณ โรงกลั่น ซึ่งดูแลโดยรัฐบาล สอดคล้องกับราคาราคาควบคุมในระดับที่ต้องการ แต่กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงตกลงจะจ่ายเงินชดเชยให้แก่ผู้ผลิตภายในวันที่ 7 ของเดือนที่สองนับจากวันสุดท้ายของเดือนที่มีการขาย ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2547 บริษัทฯ มียอดหนี้ค้างชำระภายใต้โครงการควบคุมราคาน้ำมันเบนซินไร้สารตะกั่ว และน้ำมันดีเซลจากรัฐบาลจำนวน 1,943 ล้านบาท

#### **การสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงตามกฎหมาย**

ตามประกาศของกระทรวงพาณิชย์ (ปัจจุบัน อำนาจหน้าที่ในการออกประกาศดังกล่าวเป็นของกรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน) ซึ่งประกาศใช้เมื่อปี 2544 โดยอาศัยอำนาจของพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 กำหนดให้ผู้ประกอบกิจการโรงกลั่นน้ำมันต้องสำรองน้ำมันดิบที่นำเข้ากลั่นเพื่อผลิตสำหรับจำหน่ายในประเทศในปริมาณเท่ากับร้อยละ 5 โดยคำนวณจากปริมาณการค้าน้ำมันเชื้อเพลิงประจำปีที่ได้แจ้งไว้กับกรมธุรกิจพลังงาน

#### **กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงและกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน**

กองทุนน้ำมันได้จัดตั้งขึ้นตามคำสั่งของนายกรัฐมนตรีโดยอาศัยอำนาจตามพระราชกำหนดแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2516 โดยกองทุนนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงและเพื่อรักษาระดับราคาขายปลีกน้ำมันอันเนื่องมาจากราคาน้ำมันในตลาดโลกได้ปรับตัวสูงขึ้น เพื่อให้เกิดผลกระทบที่จะมีผลต่อเศรษฐกิจและประชาชนให้น้อยที่สุด ในการนี้ ผู้ประกอบการผลิตและจำหน่ายน้ำมัน มีหน้าที่ต้องส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงตามปริมาณน้ำมันที่ผลิตหรือจำหน่ายให้ตามที่กำหนดโดยคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กพง.)

กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานจัดตั้งขึ้นโดยอาศัยพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นแหล่งลงทุนในการดำเนินงานและใช้จ่ายช่วยเหลือหรืออุดหนุนการค้า เน้นงานเกี่ยวกับการอนุรักษ์พลังงาน ป้องกัน และแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากการใช้พลังงาน โดยผู้ผลิตและจำหน่ายน้ำมันมีหน้าที่นำส่งเงินเข้ากองทุนในอัตราตามที่ กพง. กำหนด โดยกรมสรรพสามิต กรมศุลกากร และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นผู้รับผิดชอบในการเรียกเก็บเงินเข้ากองทุน

### คุณภาพของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป

รัฐบาลโดยกรมธุรกิจพลังงานกระทรวงพลังงานได้กำหนดคุณภาพผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศเพื่อให้ผู้บริโภคได้น้ำมันที่มีคุณภาพดีและไม่มีผลกระทบต่อเครื่องยนต์ โดยข้อกำหนดต่าง ๆ ดังกล่าวออกตามพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 (ซึ่งเป็นหน่วยงานที่โอนอำนาจจากกรมทะเบียนการค้า กระทรวงพาณิชย์) ในช่วงที่ผ่านมาได้มีการเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำมัน เช่น การลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันเบนซินและดีเซล

คุณภาพของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปขึ้นอยู่กับชนิดและวัตถุประสงค์ที่ใช้ ตัวอย่างเช่น หากเป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ผลิตเพื่อการส่งออกอาจจะได้รับการยกเว้นไม่ต้องเป็นไปตามข้อกำหนดคุณภาพน้ำมันเชื้อเพลิงที่รัฐบาลกำหนด

### กฎเกณฑ์เกี่ยวกับไฟฟ้า

#### ประวัติและกฎเกณฑ์ในปัจจุบัน

แม้ว่า กระทรวงพลังงานจะเป็นหน่วยงานกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าโดยตรง แต่คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อเดือนธันวาคม 2546 อนุมัติการจัดตั้งคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าขึ้นเพื่อกำกับและดูแลกิจการไฟฟ้าของประเทศ และได้ให้ กฟผ. เป็นผู้มีอำนาจหน้าที่ดังกล่าวในระหว่างที่คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้ายังมิได้รับการจัดตั้ง แต่ในปัจจุบันยังมิได้มีการกำหนดเวลาที่แท้จริงในการจัดตั้งคณะกรรมการชุดนี้ ดังนั้น การกำกับดูแลกิจการไฟฟ้ายังคงเป็น กฟผ. กฟน. และ กฟภ.

ตามประกาศคณะปฏิวัติ ฉบับที่ 58 พ.ศ. 2515 การก่อสร้างและดำเนินการผลิตไฟฟ้าต้องได้รับอนุญาตและสัมปทานจากกระทรวงพลังงาน ในการให้สัมปทานนั้นจะให้บริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าเพื่อขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าเฉพาะรายที่ระบุ นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตเกินกว่า 20 เมกะวัตต์ จะต้องได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. ในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. การไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่ง กฟผ. อาจกำหนดเงื่อนไขเกี่ยวกับคุณภาพไฟฟ้าข้อกำหนดทางเทคนิควิศวกรรมและข้อกำหนดที่เกี่ยวกับความปลอดภัยในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้านั้นได้

#### การปรับโครงสร้างกฎเกณฑ์เกี่ยวกับกิจการไฟฟ้าตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อเดือนธันวาคมปี 2546

เมื่อเร็ว ๆ นี้ ได้มีการกำหนดให้มีระบบ “ผู้ซื้อรายเดียว” ซึ่งกำหนดขึ้นตามการปรับโครงสร้างกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวกับกิจการไฟฟ้า ซึ่งได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2546 โดยกำหนดให้ กฟผ. เป็นผู้ซื้อไฟฟ้าขายส่งรายเดียวของประเทศในขณะที่ยังคงเป็นผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าด้วย ภายใต้การปรับโครงสร้างดังกล่าว ได้มีการกำหนดขอบข่ายการทำงานเพื่อแยกการกำหนดนโยบายและการกำกับดูแลออกจากกันอย่างชัดเจน โดยอยู่ภายใต้กระทรวงพลังงาน และคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า (Board of Commission) ตามลำดับ โดยคณะกรรมการดังกล่าวมีหน้าที่ดูแลกิจการไฟฟ้าของประเทศ เพื่อให้การประกอบกิจการไฟฟ้ามีประสิทธิภาพ มีความมั่นคงในระบบไฟฟ้า ค้ำครองผู้บริโภค ดูแลความเป็นธรรมให้แก่ผู้ประกอบการ และเพื่อรองรับการขยายตัวของเศรษฐกิจ โดยคณะกรรมการดังกล่าวจึงมีหน้าที่หลัก อันได้แก่ การออกนโยบาย การดำเนินการตามข้อกำหนด การดูแลให้มีการปฏิบัติตามข้อกำหนด การเป็นผู้ไกล่เกลี่ยข้อพิพาท และจัดการข้อมูลและการออกใบอนุญาต ซึ่งหน้าที่ของคณะกรรมการจะรวมถึงการควบคุมดูแลธุรกิจการผลิต การส่ง และการจำหน่ายไฟฟ้า ธุรกิจขนส่งและจำหน่ายปลีกก๊าซธรรมชาติ

คณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าประกอบด้วยสมาชิกจำนวน 7 คน ซึ่งได้รับการแต่งตั้งโดยคณะรัฐมนตรี โดยคำแนะนำของนายกรัฐมนตรี และคณะกรรมการสรรหา ซึ่งเสนอโดยรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

เป็นที่คาดหมายว่า โครงสร้างกิจการไฟฟ้าใหม่จะเปิดให้มีการแข่งขันในการประมูลเพื่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ โดย กฟผ. มีสิทธิที่จะร่วมประมูลแข่งขันด้วย