



บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)

คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 1
สิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2569



S&P Global







MSCI
ESG RATINGS
AA

CCC B BB BBB A AA AAA



สารบัญ

- 01** บทสรุปผู้บริหาร
- 05** เหตุการณ์สำคัญใน Q1/2569 ถึงปัจจุบัน
- 06** สถานการณ์ราคาน้ำมัน
- 08** ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ
 -  08 กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ
 -  13 กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน
 -  14 กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ
 -  15 กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน
- 17** งบกำไรขาดทุน
- 19** งบฐานะการเงิน งบกระแสเงินสด
และอัตราส่วนทางการเงิน
- 21** แนวโน้มเศรษฐกิจและสถานการณ์ราคาน้ำมัน

บทสรุปผู้บริหาร

ข้อมูลสำคัญทางการเงิน

หน่วย: ล้านบาท	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	QoQ	YoY
รายได้จากการขายและให้บริการ ^{1/}	134,647	123,790	142,528	15%	6%
Accounting EBITDA	12,666	9,154	17,795	94%	40%
กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ	5,030	5,814	12,316	>100%	>100%
กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน	199	257	266	4%	33%
กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ	6,625	1,800	4,308	>100%	-35%
กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน	903	1,589	1,396	-12%	55%
รายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ ^{2/}	(91)	(306)	(492)	-61%	<-100%
กำไรสำหรับงวดส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	2,115	2,217	6,144	>100%	>100%
กำไรต่อหุ้น (บาท)	1.54	1.58	4.17		
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ไม่รวมรายการพิเศษ) ^{3/}	2,237	4,703	953	-80%	-57%

หมายเหตุ: 1/ ปรับปรุงรายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ สะท้อนถึงรายการระหว่างธุรกิจ

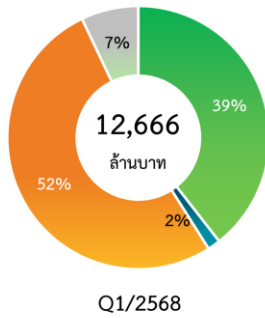
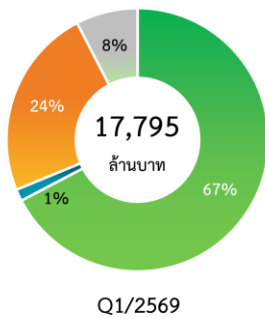
2/ รายการอื่นๆ รวมกลุ่มธุรกิจใหม่และโอดตั้งส์

3/ ปรับการคำนวณกำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) โดยคำนวณจากกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ หักรายการพิเศษตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษีประกอบด้วย Inventory Gain (loss), กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน, รายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์และ TFRS9

ข้อมูลสำคัญรายกลุ่มธุรกิจ

กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	QoQ	YoY
ธุรกิจโรงกลั่น					
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	268.4	279.7	279.8	0.1	11.4
อัตรากำลังการผลิต (%)	91%	95%	95%		
ค่าการกลั่นพื้นฐาน (US\$/BBL)	3.98	10.80	18.57	7.77	14.59
ค่าการกลั่นรวม (US\$/BBL)	4.60	6.56	14.16	7.61	9.56
ธุรกิจการตลาด					
ปริมาณการจำหน่ายรวม (ล้านลิตร)	3,498	3,615	3,700	2%	6%
- ค่าปลีก	2,103	2,103	2,196	4%	4%
- อุตสาหกรรม	1,395	1,512	1,504	-1%	8%
ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจาก (บาท/ลิตร)	0.83	0.77	0.73	-4%	-11%
สถานีบริการน้ำมัน	2,161	2,214	2,217	3	56
ธุรกิจพลังงานชีวภาพ					
ปริมาณการจำหน่ายรวมของพลังงานชีวภาพ (ล้านลิตร)	153.9	148.6	163.3	10%	6%
- ผลิตภัณฑ์เอทานอล	66.7	64.8	68.4	6%	3%
- ผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซล	87.2	83.8	94.9	13%	9%
กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน					
ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมัน (ล้านบาร์เรล)	27.4	29.8	27.5	-8%	1%
- ภายในกลุ่มบางจาก (System)	21.7	22.4	23.3	4%	7%
- ภายนอกกลุ่มบางจาก (Out-Out)	5.7	7.4	4.2	-43%	-26%
กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ					
ปริมาณการจำหน่าย-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	39.1	20.4	39.1	92%	0.2%
ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (US\$/BBL)	72.8	52.4	74.2	42%	2%
ราคาขายก๊าซธรรมชาติ (US\$/BBL)	84.4	57.4	76.5	33%	-9%
กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน					
ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	1,625.4	1,998.3	1,989.2	-0.4%	22%

Accounting EBITDA รายการกลุ่มธุรกิจ



- กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ
- กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน
- กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ
- กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน

ท่ามกลางสถานการณ์ราคาพลังงานโลกที่เผชิญกับความตึงตัวของอุปทานจากความขัดแย้งในพื้นที่ตะวันออกกลางรวมถึงความเสี่ยงด้านเส้นทางขนส่งน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบและส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันกลั่นชั้นกลาง (Middle Distillates) ได้แก่ น้ำมันอากาศยานและน้ำมันดีเซล ในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นอย่างฉับพลันในเดือนมี.ค. 69 ทั้งนี้ ภายใต้บริบทดังกล่าว กลุ่มบริษัทบางจากให้ความสำคัญกับการสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศไทยอย่างเต็มความสามารถโดยขับเคลื่อนผ่านการดำเนินงานผ่านกลุ่มธุรกิจหลักที่ประสานกันอย่างไร้รอยต่อ ครอบคลุมตั้งแต่การบริหารจัดการหาน้ำมันดิบอย่างมีประสิทธิภาพ การรักษาระดับกำลังการกลั่นในระดับสูงสุดเป็นประวัติการณ์ ไปจนถึงการบริหารจัดการห่วงโซ่อุปทานรวมถึงการกระจายน้ำมันทั่วประเทศเพื่อรองรับความต้องการบริโภคน้ำมันที่เพิ่มขึ้น

สำหรับ Q1/2569 กลุ่มบริษัทบางจาก มีรายได้จากการขายและการให้บริการ 142,528 ล้านบาท (15% QoQ, 6% YoY) EBITDA 17,795 ล้านบาท (94% QoQ, 40% YoY) และมีกำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 953 ล้านบาท (-80% QoQ, -57% YoY) ทั้งนี้ หากรวมรายการ Inventory Gain (รวม NRV) และรายการพิเศษอื่นที่เกิดขึ้นใน Q1/2569 บริษัทฯ มีกำไรส่วนของบริษัทใหญ่ 6,144 ล้านบาท (>100% QoQ, >100% YoY) คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 4.17 บาท โดยกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ มี EBITDA เพิ่มขึ้นโดยหลักมาจากธุรกิจโรงกลั่น ที่สามารถเพิ่มกำลังการผลิตเฉลี่ยในระดับสูงสุดเป็นประวัติการณ์ที่ 279.8 KBD รองรับความต้องการบริโภคน้ำมันในประเทศที่ปรับเร่งตัวขึ้น ประกอบกับ Crack Spread ของน้ำมันอากาศยานและน้ำมันดีเซลในตลาดโลกที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมากในเดือนมี.ค. 69 ส่งผลให้ค่าการกลั่นพื้นฐานของกลุ่มบริษัทฯ ปรับขึ้นมาอยู่ที่ US\$18.57/BBL โดยการเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญของ Crack Spread ทำให้บริษัทฯ มีผลขาดทุนของสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า โดยเป็นผลขาดทุนที่เกิดขึ้นจริง (Realized Loss) จำนวน 3,350 ล้านบาท ซึ่งสามารถชดเชยด้วยการรับรู้ Inventory Gain (รวม NRV) ของกลุ่มบริษัทฯ จำนวน 8,299 ล้านบาท ตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างมากในเดือนมี.ค. 69 ได้ทั้งหมด และมีผลขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized Loss) จำนวน 7,653 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ความผันผวนตามสถานการณ์พลังงานโลกอาจส่งผลให้ราคาน้ำมันและค่าการกลั่นมีความผันผวนและทำหายอย่างต่อเนื่อง สำหรับธุรกิจการตลาด มีปริมาณการจำหน่ายรวมสูงสุดเป็นประวัติการณ์จากการขยายตัวของยอดจำหน่ายผ่านสถานีบริการ โดยบริษัทฯ ได้บริหารจัดการการกระจายน้ำมันอย่างเต็มความสามารถเพื่อรองรับความต้องการใช้น้ำมันที่เพิ่มขึ้นและเพื่อบรรเทาความกังวลของผู้บริโภคและสร้างความเชื่อมั่นต่อเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศ ส่วนธุรกิจพลังงานชีวภาพ มีปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซลและเอทานอลที่เพิ่มขึ้นตามความต้องการบริโภคน้ำมันที่สูงขึ้น และจากมาตรการภาครัฐในการเพิ่มสัดส่วนการผสมไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลจาก B5 เป็น B7 รวมถึงการส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน มีปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันลดลง QoQ จากการชะลอตัวของธุรกรรมภายนอกกลุ่มบางจาก (Out-Out) ท่ามกลางความขัดแย้งในตะวันออกกลาง และความไม่แน่นอนของเส้นทางขนส่งน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซ อย่างไรก็ตาม ปริมาณการซื้อขายภายในกลุ่มยังสามารถขยายตัวได้ตามกำลังการกลั่นที่เพิ่มขึ้น กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติได้รับปัจจัยหนุนจากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่ปรับเพิ่มขึ้นจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง และราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นจากความต้องการใช้พลังงานที่เพิ่มสูงขึ้นในช่วงฤดูหนาว สอดรับกับใน Q1/2569 ที่มีปริมาณจำหน่ายเพิ่มขึ้น QoQ จากการจำหน่าย

บทสรุปผู้บริหาร

มากกว่ากำลังผลิตตามสัญญา (Overlift) ของแหล่ง Brage และ Draugen ตามแผนบริหารการขาย **กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน** มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำใน สปป. ลาว อ่อนตัว QoQ ตามปัจจัยฤดูกาล อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในสหรัฐฯ เพิ่มขึ้น จากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่สูงขึ้นในฤดูหนาวและจำนวนวันปิดซ่อมบำรุงตามแผนที่ลดลง ซึ่งช่วยชดเชยผลกระทบของส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว ที่ปรับลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนหน้าได้บางส่วน

สรุปฐานะการเงิน ณ 31 มี.ค. 69 กลุ่มบริษัทบางจาก มี**เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด 23,788 ล้านบาท** และมี**สินทรัพย์รวม 339,836 ล้านบาท** เพิ่มขึ้น 41,031 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ ณ 31 ธ.ค. 68 มี**หนี้สินรวม 247,604 ล้านบาท** ปรับเพิ่มขึ้น 32,940 ล้านบาท และ**ส่วนผู้ถือหุ้นรวม 92,232 ล้านบาท** เพิ่มขึ้น 8,091 ล้านบาท โดยเป็นส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนของบริษัทใหญ่ 73,464 ล้านบาท และมีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ 0.91 เท่า

ท่ามกลางความท้าทายจากความผันผวนของราคาพลังงานตั้งแต่เดือนมี.ค. 69 **กลุ่มบริษัทบางจากยังคงยืนหยัดทำหน้าที่สนับสนุนความต่อเนื่องในการจัดหาและส่งออกพลังงานของประเทศ** และด้วยความมุ่งมั่นในการจัดหาน้ำมันดิบที่มีคุณภาพจากหลายภูมิภาคทั่วโลก ส่งผลให้ใน Q1/2569 บริษัทฯ ได้รับผลกระทบจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางในระดับที่จำกัด อย่างไรก็ตาม ผลกระทบจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางและความไม่แน่นอนของการขนส่งน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ทำให้ต้นทุนน้ำมันดิบ ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ต้นทุนค่าขนส่งและประกันภัยปรับตัวสูงขึ้น สะท้อนความเสี่ยงจากภาวะสงคราม (War Risk Premium) ซึ่งบริษัทฯ จะทยอยรับรู้ผลกระทบดังกล่าวตั้งแต่ไตรมาส 2 เป็นต้นไป ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้พยายามอย่างสุดความสามารถในการจัดหา น้ำมันดิบเพิ่มเติมรวมถึงจัดหาจากแหล่งใหม่ๆ เพื่อรักษาอัตราการกลั่นและรองรับความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศ ซึ่ง ณ ปัจจุบัน บริษัทฯ ได้จัดหาน้ำมันดิบไปแล้วถึงเดือนก.ค. 69 โดยบริษัทฯ ได้มีการติดตามสถานการณ์พลังงานอย่างใกล้ชิดและปรับแผนการดำเนินงานอย่างทันที่ เพื่อบริหารต้นทุนและความต่อเนื่องทางธุรกิจอย่างเหมาะสม

ทั้งนี้ เมื่อวันที่ 7 เม.ย. 69 ณ ท่าเรือโรงกลั่นบางจากศรีราชา บริษัทฯ ได้รับเรือบรรทุกน้ำมันดิบขนาด 700,000 บาร์เรล ซึ่งเดินทางผ่านช่องแคบฮอร์มุซอย่างปลอดภัย และจะถูกนำเข้าสู่กระบวนการกลั่นเพื่อส่งออกผลิตภัณฑ์ให้แก่ผู้บริโภครต่อไป อีกทั้งบริษัทฯ ได้เริ่มจำหน่ายน้ำมันดีเซล B20 เพื่อเป็นทางเลือกสำหรับผู้ประกอบการขนส่ง ภาคประมง และภาคอุตสาหกรรม ควบคู่กับการริเริ่มโครงการ “Fry to Fly - 2 ลิตร แลก 1 ลิตร” ภายใต้แนวคิด “น้ำมันครัวแลกน้ำมันรถ” เพื่อช่วยบรรเทาภาระค่าครองชีพของผู้บริโภคในช่วงที่ราคาพลังงานปรับตัวสูงขึ้น อีกทั้งยังเป็นการสนับสนุนการจัดหาวัตถุดิบเข้าสู่กระบวนการผลิตน้ำมันอากาศยานยั่งยืน (Sustainable Aviation Fuel: SAF) ซึ่งมีกำหนดส่งมอบผลิตภัณฑ์ SAF เป็นครั้งแรกภายในเดือนพ.ค. 69

กลุ่มบริษัทบางจากยังมุ่งมั่นในการบริหารจัดการให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดในการผสานขีดความสามารถของทั้งสองโรงกลั่น ส่งผลให้**กลุ่มบริษัทบางจากรับรู้ผลจากความร่วมมืออย่างต่อเนื่อง (Recurring Synergy) และรับรู้ผลประโยชน์จากการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงาน (Business Improvement) รวมกันประมาณ 2,800 ล้านบาท** เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 1,800 ล้านบาทใน Q1/2568 ซึ่งโดยหลักมาจากการจัดหาและสั่งซื้อน้ำมันดิบ และการเพิ่มกำลังการกลั่นเป็นประวัติการณ์ของโรงกลั่นบางจากศรีราชา

นอกจากนี้ บริษัทฯ ได้ขยายธุรกิจพลังงานไทยสู่ตลาดต่างประเทศ ภายหลังการเข้าทำสัญญาซื้อขายหุ้น Chevron Hong Kong Limited (“CHK”) ในสัดส่วนร้อยละ 100 ซึ่งประกอบไปด้วยสถานีบริการน้ำมันจำนวน 31 แห่ง พร้อมคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือระดับมาตรฐานสากลในฮ่องกง โดยการดำเนินการดังกล่าวนับเป็นก้าวสำคัญในการต่อยอดธุรกิจค้าปลีกน้ำมันในต่างประเทศ และเป็นการเตรียมพร้อมด้านการตลาดและการบริหารกำลังการกลั่น สำหรับธุรกิจโรงกลั่นและธุรกิจการค้าน้ำมันของกลุ่มบริษัทบางจากในระยะยาว ตลอดจนรองรับการพัฒนาธุรกิจน้ำมันเรือเดินสมุทรแบบครบวงจร ซึ่งคาดว่าจะสามารถตั้งแล้วเสร็จภายในกลางปี 2569

เหตุการณ์สำคัญใน Q1/2569 ถึงปัจจุบัน

มกราคม 2569

- 13 ม.ค. 69 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ OKEA ได้รับสิทธิในใบอนุญาตการผลิตใหม่จากกระทรวงพลังงานประเทศนอร์เวย์ จำนวน 3 แปลง ภายใต้โครงการ Awards in Pre-Defined Areas (APA) ปี 2025 ซึ่งช่วยเสริมความแข็งแกร่งด้านการสำรวจในพื้นที่ใกล้แหล่งผลิตเดิม และการพัฒนาโครงการใกล้โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่

กุมภาพันธ์ 2569

- 13 ก.พ. 69 บริษัทฯ ลงนามสัญญาซื้อขายหุ้นกับบริษัท Chevron Companies (Greater China) Limited (“CCGC”) เพื่อเข้าถือหุ้นกิจการบริษัท Chevron Hong Kong Limited (“CHK”) ในสัดส่วนร้อยละ 100 คิดเป็นมูลค่าประมาณ 270 ล้านดอลลาร์สหรัฐ นับเป็นก้าวสำคัญของบริษัทฯ ในการขยายธุรกิจพลังงานไทยสู่ตลาดต่างประเทศผ่านการต่อยอดธุรกิจค้าปลีกน้ำมันผ่านสถานีบริการ 31 แห่ง และเป็นการเตรียมความพร้อมด้านตลาดสำหรับธุรกิจโรงกลั่นน้ำมันและการบริหารกำลังการกลั่นของกลุ่มบริษัทบางจากในระยะยาว โดยคาดว่าจะธุรกรรมการซื้อขายหุ้นจะแล้วเสร็จในช่วงกลางปี 2569

มีนาคม 2569

- 23 มี.ค. 69 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจไฟฟ้าและพลังงานสะอาด BCPG ได้รับโอนหุ้นในบริษัท สแกน แอดวานซ์ เพาเวอร์ จำกัด ในสัดส่วนร้อยละ 100 จากบริษัท คอนโทรโน จำกัด และบริษัท พร่อม พาวเวอร์ จำกัด ซึ่งเป็นผู้ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในไทย จำนวน 32 โครงการ กำลังการผลิตติดตั้ง 17.48 เมกะวัตต์ และจะดำเนินการเปลี่ยนชื่อบริษัทดังกล่าวเป็น บริษัท บีซีพีจี เอ็นเนอร์ยี่ โซลูชันส์ จำกัด ต่อไป
- 25 มี.ค. 69 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ OKEA ประกาศการค้นพบน้ำมันเพิ่มเติมในหลุมสำรวจ Talisker West ณ แหล่งผลิต Brage ซึ่ง OKEA เป็น Operator ถือสัดส่วนที่ร้อยละ 35.2 โดยพบว่าปริมาณสำรองที่สามารถผลิตได้ (Gross Recoverable Resources) อยู่ในช่วง 23-44 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมัน จากเดิม 16-33 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมัน โดยปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้นช่วยสร้างมูลค่าเพิ่มและสนับสนุนประสิทธิภาพด้านเงินลงทุนในหลุมสำรวจ

เมษายน 2569

- 10 เม.ย. 69 ที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ มีมติอนุมัติจ่ายเงินปันผลสำหรับผลการดำเนินงาน ปี 2568 ในอัตราหุ้นละ 1.05 บาท คิดเป็นเงินประมาณ 1,546 ล้านบาท โดยจ่ายปันผลในวันที่ 24 เม.ย. 69
- 20 เม.ย. 69 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ OKEA บรรลุข้อตกลงในการจำหน่ายแหล่งปิโตรเลียม Mistral ซึ่งเป็นสัดส่วนการลงทุน 20% ให้กับบริษัท Japex Norge AS คิดเป็นมูลค่า 30 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ แบบมีเงื่อนไขเพิ่มเติม เพื่อให้ OKEA มีโอกาสได้รับผลประโยชน์เพิ่มขึ้นหากมีการค้นพบเชิงพาณิชย์ในแหล่ง Mistral Nord โดยการจำหน่ายแหล่งปิโตรเลียมครั้งนี้ช่วยเสริมความแข็งแกร่งให้กับฐานะการเงินของบริษัทย่อย โดย OKEA คาดว่าจะรับรู้กำไรสุทธิหลังหักภาษีของธุรกรรมดังกล่าวประมาณ 25 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ เมื่อธุรกรรมเสร็จสมบูรณ์ภายในสิ้นไตรมาส 3 ปี 2569

สถานการณ์ราคาน้ำมัน

สถานการณ์ราคาน้ำมันดิบและส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบอ้างอิง (Crack Spread)

ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ย (US\$/BBL)	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	QoQ	YoY
Dubai (DB)	76.94	63.82	87.87	24.05	10.93
Dated Brent (DTD)	75.73	63.73	81.13	17.40	5.40
DTD-DB	(1.21)	(0.09)	(6.74)	(6.65)	(5.53)
ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบอ้างอิง (US\$/BBL)					
Gasoline 95-DB	7.74	15.64	9.67	(5.97)	1.93
Jet/Kerosene-DB	13.20	24.41	37.55	13.14	24.35
Gasoil (10 ppm)-DB	14.26	24.31	36.59	12.28	22.33
Low Sulphur Fuel Oil-DB	2.57	0.18	(1.14)	(1.32)	(3.71)

ราคาน้ำมันดิบดูไบ เฉลี่ย Q1/2569 ปรับเพิ่มขึ้น US\$24.05/BBL QoQ โดยได้รับแรงหนุนจากความกังวลด้านอุปทานน้ำมันโลกที่รุนแรงขึ้นหลังการปิดช่องแคบฮอร์มุซ อันเป็นผลจากความขัดแย้งในภูมิภาคตะวันออกกลางในช่วงปลายเดือนก.พ. ส่งผลให้อุปทานน้ำมันจากประเทศผู้ผลิตหลักในตะวันออกกลางลดลงอย่างฉับพลัน ทำให้ตลาดน้ำมันโลกเข้าสู่ภาวะตึงตัวอย่างมาก โดยเฉพาะตลาดเอเชียที่พึ่งพาน้ำมันดิบตะวันออกกลางในสัดส่วนสูง แม้ว่าประเทศสมาชิก International Energy Agency (IEA) จะดำเนินมาตรการปล่อยน้ำมันจากคลังสำรองเชิงกลยุทธ์ รวมถึงการผ่อนคลายมาตรการคว่ำบาตรน้ำมันรัสเซียเป็นการชั่วคราวเพื่อบรรเทาความตึงตัวของตลาด แต่มาตรการดังกล่าวยังไม่สามารถชดเชยอุปทานที่ลดลงได้ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบยังคงสะท้อน Risk Premium ทางภูมิรัฐศาสตร์และมีความผันผวนสูงโดยเฉพาะในเดือนมี.ค. 69

ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเตหะรานกับดูไบ (DTD-DB) เฉลี่ย Q1/2569 ปรับลดลง US\$6.65/BBL QoQ โดยราคาน้ำมันดิบดูไบได้รับแรงหนุนจากความกังวลด้านอุปทานและการส่งออกน้ำมันดิบของตะวันออกกลางที่ทวีความรุนแรงขึ้นภายหลังการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ขณะที่การเจรจาข้อตกลงสันติภาพเพื่อยุติความขัดแย้งระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านยังไม่มีข้อยุติ ทำให้ตลาดน้ำมันโลกเข้าสู่ภาวะตึงตัว โดยเฉพาะในตลาดเอเชียซึ่งมีความต้องการน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางในระดับสูง แม้ว่าราคาน้ำมันดิบเตหะรานจะได้รับแรงหนุนจากปัจจัยเดียวกัน แต่อุปทานยังไม่ตึงตัวเทียบเท่ากับน้ำมันดิบดูไบ ส่งผลให้ส่วนต่างราคา DTD-DB ใน Q1/2569 ปรับตัวแคบลงมาอยู่ที่ US\$(6.74)/BBL

ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับราคาน้ำมันดิบดูไบ

- **ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน 95 – ดูไบ** เฉลี่ย Q1/2569 ปรับลดลง QoQ โดยได้รับแรงกดดันจากการปรับเพิ่มขึ้นอย่างฉับพลันของราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงเดือนมี.ค. อันเป็นผลจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ต้นทุนน้ำมันดิบปรับเพิ่มขึ้นเร็วกว่าราคาผลิตภัณฑ์ อย่างไรก็ตาม อุปสงค์น้ำมันเบนซินในเอเชียยังคงแข็งแกร่งต่อเนื่อง ท่ามกลางความกังวลด้านความเพียงพอสำหรับการใช้งานภายในประเทศ โดยเฉพาะจากการที่จีนปรับลดปริมาณการส่งออกน้ำมันเบนซินลงกว่า 70% เมื่อเทียบกับเดือนมี.ค. 68 ส่งผลให้อุปทานน้ำมันเบนซินในภูมิภาคเริ่มตึงตัวมากขึ้นในเดือนมี.ค.

- **ส่วนต่างราคาน้ำมันเจ็ท/เคโรซีน – ดูไบ** เฉลี่ย Q1/2569 ปรับเพิ่มขึ้นอย่างก้าวกระโดด QoQ สูงกว่าผลิตภัณฑ์อื่น สะท้อนภาวะอุปทานตึงตัวจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ซึ่งกระทบต่อการขนส่งและการส่งออกน้ำมันจากภูมิภาคดังกล่าวซึ่งเป็นแหล่งส่งออกน้ำมันเจ็ทหลักของโลก ขณะเดียวกันข้อจำกัดด้านการจัดหาวัตถุดิบส่งผลให้โรงกลั่นในเอเชียเริ่มลดกำลังการกลั่น รวมถึงการใช้มาตรการจำกัดหรือระงับการส่งออกน้ำมันเชื้อเพลิงของหลายประเทศ โดยเฉพาะจีนซึ่งเป็นผู้ส่งออกน้ำมันเจ็ทรายสำคัญเช่นกัน นอกจากนี้อุปทานน้ำมันเจ็ทในฝั่ง Atlantic Basin ยังคงอยู่ในภาวะตึงตัว จากการพึ่งพาการนำเข้าจากตะวันออกกลาง ประกอบกับมาตรการคว่ำบาตรของสหภาพยุโรปต่อผลิตภัณฑ์น้ำมันจากรัสเซียยังจำกัดทางเลือกในการจัดหาอุปทานเพิ่มเติม ส่งผลให้ส่วนต่างราคาน้ำมันเจ็ท/ดูไบปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงที่ผ่านมา

สถานการณ์ราคาน้ำมัน

- ส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซล (10 ppm) – ดูไบ เฉลี่ย Q1/2569 ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ QoQ จากความกังวลด้านอุปทานพลังงานทั่วโลก โดยเฉพาะในเอเชียซึ่งอยู่ในภาวะตึงตัว ท่ามกลางสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่กระทบต่อการขนส่งและการส่งออกน้ำมันจากตะวันออกกลางซึ่งเป็นแหล่งส่งออก Middle Distillates หลักของโลก ประกอบกับระดับสต็อกน้ำมันดีเซลทั่วโลกที่อยู่ในระดับต่ำ ความเสียหายต่อโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน ข้อจำกัดในการจัดหาวัตถุดิบ การลดกำลังการผลิตของโรงกลั่นในเอเชีย และการใช้มาตรการจำกัดการส่งออกน้ำมันเชื้อเพลิงของหลายประเทศในเอเชียรวมถึงจีน ปัจจัยเหล่านี้ร่วมกันหนุนให้ราคาน้ำมันดีเซลและส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซล/ดูไบปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงที่ผ่านมา
- ส่วนต่างราคาน้ำมันเตาเกรดกำมะถันต่ำ-ดูไบ เฉลี่ย Q1/2569 ปรับลดลง QoQ โดยมีแรงกดดันหลักจากการปรับเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงเดือนมี.ค. ส่งผลให้ต้นทุนวัตถุดิบปรับเพิ่มขึ้นเร็วกว่าราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันเตา อย่างไรก็ตามในช่วงครึ่งเดือนแรกของเดือนมี.ค. อุปทานน้ำมันเตาเกรดกำมะถันต่ำในเอเชียยังอยู่ในภาวะตึงตัวจากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์และข้อจำกัดด้านการขนส่ง ขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันเตาในภาคการเดินเรือยังทรงตัว

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ



สำหรับ Q1/2569 กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพมีรายได้ 123,733 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20% QoQ และ 13% YoY และมี EBITDA 12,316 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100% ทั้ง QoQ และ YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

ผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	QoQ	YoY
รายได้ (ล้านบาท)	109,841	103,283	123,733	20%	13%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจโรงกลั่น	111,776	104,569	129,453	24%	16%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจการตลาด	104,996	98,808	108,136	9%	3%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจพลังงานชีวภาพ	5,387	4,295	4,849	13%	-10%
รายการระหว่างกัน ^{1/}	(112,318)	(104,389)	(118,705)	-14%	-6%
EBITDA (ล้านบาท)	5,030	5,814	12,316	>100%	>100%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจโรงกลั่น	3,185	4,345	10,245	>100%	>100%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจการตลาด	1,751	1,277	1,563	22%	-11%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจพลังงานชีวภาพ	288	243	408	68%	42%
รายการระหว่างกัน ^{1/}	(193)	(51)	110	>100%	>100%
ธุรกิจโรงกลั่น					
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	268.4	279.7	279.8	0.1	11.4
อัตรากำลังการผลิต (%)	91%	95%	95%		
ค่าการกลั่นพื้นฐานกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	3.98	10.80	18.57	7.77	14.59
- ค่าการกลั่นพื้นฐานโรงกลั่นพระโขนง	5.31	12.83	22.71	9.88	17.41
- ค่าการกลั่นพื้นฐานโรงกลั่นศรีราชา	2.91	9.21	15.39	6.18	12.47
Oil Hedging (US\$/BBL)	0.96	(0.98)	(13.79)	(12.81)	(14.75)
Inventory Gain/ (Loss) ^{2/} (US\$/BBL)	(0.34)	(3.27)	9.39	12.65	9.72
ค่าการกลั่นรวมกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	4.60	6.56	14.16	7.61	9.56
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย (THB/USD)	34.12	32.34	31.61	(0.73)	(2.51)
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (%)					
ก๊าซ LPG	5%	4%	4%	-0.1%	-0.3%
แนฟทา	2%	2%	2%	0.1%	1%
น้ำมันเบนซิน	26%	25%	24%	-0.8%	-1.6%
น้ำมันเครื่องบิน	11%	10%	10%	0%	-1%
น้ำมันดีเซล	43%	43%	43%	-0.2%	0.6%
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	0%	0%	0%	0%	0%
Unconverted Oil (UO)	3%	3%	3%	0%	-1%
น้ำมันเตา	9%	9%	10%	1%	1%
ยางมะตอย	1%	2%	2%	0%	0.4%
ปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมของบริษัทฯ ^{3/} (ล้านลิตร)	4,223	4,359	4,484	3%	6%
ธุรกิจการตลาด	3,498	3,615	3,700	2%	6%
บริษัทน้ำมันมาตรา 7	323	321	436	36%	35%
ส่งออก	403	423	348	-18%	-14%

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

ธุรกิจการตลาด	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	QoQ	YoY
ค่าการตลาดของกลุ่มบางจาก (บาท/ลิตร)	0.83	0.86	0.51	-40%	-38%
ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบางจาก ^{4/} (บาท/ลิตร)	0.83	0.77	0.73	-4%	-11%
ปริมาณการจำหน่ายรวมของกลุ่มบริษัทบางจาก (ล้านลิตร)	3,498	3,615	3,700	2%	6%
- ค่าปลีก	2,103	2,103	2,196	4%	4%
- อุตสาหกรรม	1,395	1,512	1,504	-1%	8%
ปริมาณการจำหน่ายตามผลิตภัณฑ์ของกลุ่มบางจาก (ล้านลิตร)	3,498	3,615	3,700	2%	6%
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	165	176	160	-9%	-3%
แก๊สโซลีน	895	941	935	-1%	5%
น้ำมันเครื่องบิน	405	393	406	3%	0.2%
น้ำมันดีเซล	1,808	1,815	1,890	4%	5%
น้ำมันเตา และอื่นๆ	225	289	308	7%	37%
หน่วย: จำนวนสาขา					
สถานีบริการน้ำมัน	2,161	2,214	2,217	3	56
สถานีอัดประจุไฟฟ้า (EV Chargers)	419	543	592	49	173
ร้านกาแฟ (Inthanin)	1,035	1,183	1,187	4	152
ธุรกิจพลังงานชีวภาพ					
กำไรขั้นต้น	279	242	410	69%	47%
ปริมาณการจำหน่าย (ล้านลิตร)	153.9	148.6	163.3	10%	6%
ผลิตภัณฑ์เอทานอล	66.7	64.8	68.4	6%	3%
ผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซล	87.2	83.8	94.9	13%	9%

หมายเหตุ: 1/ ปรับปรุงรายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ สะท้อนถึงรายการระหว่างธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ

2/ Inventory Gain/(Loss) รวม (กลับรายการ) ขาดทุนจากการปรับมูลค่าสินค้าคงเหลือ (NRV)

3/ ปริมาณการจำหน่ายไม่รวมการแลกเปลี่ยนน้ำมันกับบริษัทน้ำมันมาตรา 7 และการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบ

4/ ค่าการตลาดสุทธิ รวม Inventory Gain/(Loss) และ NRV

ธุรกิจโรงกลั่น

สำหรับ Q1/2569 กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น มีรายได้ 129,453 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 24% QoQ และ 16% YoY และมี EBITDA 10,245 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น >100% ทั้ง QoQ และ YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% QoQ	EBITDA +>100% YoY
(+) กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นบางจากเพิ่มกำลังการผลิตเฉลี่ยสูงสุดเป็นประวัติการณ์อยู่ที่ 279.8 KBD เพื่อรองรับความต้องการใช้น้ำมันและสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ	(+) กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นบางจากมีกำลังการผลิตเฉลี่ย 279.8 KBD เพิ่มขึ้น 11.4 KBD ตามความต้องการบริโภคน้ำมันที่เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ
(+) ค่าการกลั่นพื้นฐานปรับเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ US\$18.57/BBL ตาม Crack Spread ในกลุ่มผลิตภัณฑ์ Middle Distillates (น้ำมันดีเซลและน้ำมันอากาศยาน) ที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยได้รับแรงหนุนจากอุปทานที่ตึงตัวในเดือนมี.ค. 69 อันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ประกอบกับส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเตหะรานที่มียูเรียมต่ำกว่าน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยที่ US\$(6.74)/BBL เป็นปัจจัยหนุนต่อค่าการกลั่นในไตรมาสนี้ เมื่อเทียบกับค่าการกลั่นที่ US\$10.80/BBL ในไตรมาสก่อนหน้า	(+) ค่าการกลั่นพื้นฐานปรับเพิ่มขึ้น US\$14.59/BBL จาก Crack Spread น้ำมันดีเซลและน้ำมันอากาศยาน รวมถึงส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเตหะรานที่มียูเรียมต่ำกว่าน้ำมันดิบดูไบ เมื่อเทียบกับค่าการกลั่นที่ US\$3.98/BBL ใน Q1/2568
	(+) รับรู้ Inventory Gain ในไตรมาสนี้ เมื่อเทียบกับ Q1/2568 ที่รับรู้ Inventory Loss (รวม NRV) US\$0.34/BBL (เทียบเท่า 278 ล้านบาท)

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

EBITDA +>100% QoQ	EBITDA +>100% YoY
<p>(+) รับรู้ Inventory Gain (รวม NRV) US\$9.39/BBL (เทียบเท่า 7,480 ล้านบาท) สอดคล้องตามทิศทางราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ปรับตัวขึ้นในเดือนมี.ค. 69 จากข้อจำกัดด้านอุปทาน เมื่อเทียบกับ Q4/2568 ที่รับรู้ Inventory Loss (รวม NRV) US\$3.27/BBL (เทียบเท่า 2,718 ล้านบาท)</p> <p>(-) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันลวงหน้า (รวมการวัดมูลค่ายุติธรรมตามมาตรฐานบัญชี) เพิ่มขึ้นจาก Q4/2568 ที่รับรู้ผลขาดทุนอยู่ที่ US\$0.98/BBL (เทียบเท่า 816 ล้านบาท) เป็น US\$13.79/BBL (เทียบเท่า 11,003 ล้านบาท) โดยหลักเป็นผลขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized Loss) ที่ US\$9.59/BBL (เทียบเท่า 7,653 ล้านบาท) สะท้อนแนวโน้มคาดการณ์ Crack Spread ที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากภาวะอุปทานที่ตึงตัว</p>	<p>(-) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันลวงหน้า (รวมการวัดมูลค่ายุติธรรมตามมาตรฐานบัญชี) จากการปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญของ Crack Spread ขณะที่ Q1/2568 รับรู้ผลกำไร US\$0.96/BBL (เทียบเท่า 788 ล้านบาท)</p>

ธุรกิจการตลาด

สำหรับ Q1/2569 กลุ่มธุรกิจการตลาดมีรายได้ 108,136 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 9% QoQ และ 3% YoY และมี EBITDA 1,563 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 22% QoQ แต่ลดลง 11% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +22% QoQ	EBITDA -11% YoY
<p>(+) ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันรวมของกลุ่มบริษัทบางจากทำสถิติสูงสุดเป็นประวัติการณ์อยู่ที่ 3,700 ล้านลิตร โดยมีแรงหนุนหลักจากธุรกิจค้าปลีกที่ขยายตัวตามความต้องการใช้น้ำมันที่เร่งตัวขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในเดือนมี.ค. 69 จากความกังวลเกี่ยวกับสถานการณ์ราคาน้ำมันและภาวะขาดแคลนน้ำมัน ซึ่งส่งผลต่อพฤติกรรมผู้บริโภค โดยกลุ่มบริษัทบางจากได้มีการบริหารจัดการห่วงโซ่อุปทานและการกระจายน้ำมันทั่วประเทศอย่างเต็มความสามารถเพื่อรองรับความต้องการดังกล่าว ขณะที่ตลาดอุตสาหกรรมมีปริมาณการจำหน่ายโดยรวมใกล้เคียงไตรมาสก่อนหน้า ท่ามกลางการแข่งขันในอุตสาหกรรมที่อยู่ในระดับสูง โดยมีปัจจัยบวกจากการเติบโตของผลิตภัณฑ์มูลค่าสูง เช่น น้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับเรือเดินสมุทร (Marine Fuels) จากการขยายฐานลูกค้าอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง</p>	<p>(-) ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจากลดลง 11% เนื่องจากต้นทุนราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญโดยเฉพาะในเดือนมี.ค. 69 จากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง และมาตรการตรึงราคาขายปลีกน้ำมันของภาครัฐ</p> <p>(+) ปริมาณการจำหน่ายรวมเติบโตร้อย 6% จากการขยายตัวของยอดจำหน่ายทั้งในธุรกิจค้าปลีกและธุรกิจอุตสาหกรรม โดยตลาดค้าปลีกได้แรงหนุนจากความต้องการใช้น้ำมันของภาคประชาชนที่สูงกว่าปกติในเดือนมี.ค. 69 ตามเหตุผลที่กล่าวไปข้างต้น ขณะที่ตลาดอุตสาหกรรมมีการเติบโตของยอดจำหน่ายผลิตภัณฑ์มูลค่าสูงทั้งผลิตภัณฑ์ยางมะตอยและน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับเรือเดินสมุทร ซึ่งเป็นผลจากการขยายฐานลูกค้าอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง</p>

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

EBITDA +22% QoQ	EBITDA -11% YoY
<p>(+) ค่าใช้จ่ายในการขายและการบริการลดลง QoQ เนื่องจากไตรมาส 4 ของทุกปีเป็นช่วงที่มีค่าใช้จ่ายในระดับสูง โดยเฉพาะค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับพนักงานและกิจกรรมส่งเสริมการตลาด</p> <p>(-) ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจากอ่อนตัวอยู่ที่ 0.73 บาท/ลิตร จากต้นทุนราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ อันเป็นผลจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ประกอบกับมาตรการของภาครัฐในการตรึงราคาขายปลีกน้ำมัน ส่งผลให้ราคาขายปลีกหน้าสถานีบริการไม่สะท้อนต้นทุนที่ปรับเพิ่มขึ้น แม้กลุ่มบริษัทบางจากจะมีการรับรู้ Inventory Gain สวนทางกับการรับรู้ Inventory Loss ในไตรมาสก่อน แต่ก็ยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยแรงกดดันด้านต้นทุนดังกล่าว</p>	

บางจากฯ มุ่งมั่นในการส่งมอบผลิตภัณฑ์น้ำมันที่มีคุณภาพระดับมาตรฐานสากล ควบคู่กับการพัฒนาธุรกิจ Retail Experience ด้วยความใส่ใจในทุกรายละเอียดและการบริการที่เป็นเลิศ เพื่อยกระดับความประทับใจและสร้างความพึงพอใจสูงสุดให้แก่ลูกค้า ภายใต้แนวคิด “Greenovative Destination for Intergeneration” โดยมุ่งเน้นในการนำเสนอสินค้าและผลิตภัณฑ์ที่มีความหลากหลาย เพื่อให้สถานีบริการน้ำมันบางจากเป็นจุดหมายปลายทางที่ตอบโจทย์ความต้องการของผู้ใช้บริการทุกช่วงวัย โดย ณ สิ้นไตรมาส 1/2569 กลุ่มบริษัทบางจากมีสถานีบริการรวม 2,217 สถานี จุดชาร์จ EV กว่า 592 สถานี มีส่วนแบ่งทางการตลาดผ่านสถานีบริการที่ระดับ 27.7% และยังคงมุ่งนำเสนอผลิตภัณฑ์คุณภาพสูงทั้ง Premium 97 และ Premium Diesel ผ่านการขยาย Network Coverage ให้ครอบคลุมมากขึ้น โดยมีส่วนแบ่งการตลาดในตลาดน้ำมันพรีเมียม 18.6% นอกจากนี้ บางจากฯ ยังได้เริ่มจำหน่ายน้ำมันดีเซล B20 เพื่อเป็นอีกทางเลือกสำหรับผู้ประกอบการขนส่ง ภาคเกษตรและประมง โดยเพิ่มจุดจำหน่ายผ่านเครือข่ายสถานีบริการ 40 สถานี ขณะที่



ธุรกิจ Retail Experience บางจากฯ มีเป้าหมายในการเพิ่ม EBITDA จากการขยายตัวของร้านกาแฟอินทนิล ซึ่ง ณ ปัจจุบันมี 1,187 สาขา ทั้งในและนอกสถานีบริการน้ำมันบางจากทั่วประเทศ และได้มีการเพิ่มความหลากหลายของบริการ เพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าอย่างต่อเนื่อง ทั้งการเพิ่มร้านค้าสะดวกซื้อร้านค้าพันธมิตรที่มีศักยภาพในสถานีบริการบางจาก เพื่อรองรับทุกไลฟ์สไตล์ได้อย่างลงตัว

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

ธุรกิจพลังงานชีวภาพ

สำหรับ Q1/2569 กลุ่มธุรกิจพลังงานชีวภาพมีรายได้ 4,849 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 13% QoQ แต่ลดลง 10% YoY และมี EBITDA 408 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 68% QoQ และ 42% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +68% QoQ	EBITDA +42% YoY
<p>(+) ธุรกิจผลิตและจำหน่ายเอทานอลมีรายได้เพิ่มขึ้น และมีกำไรขั้นต้นเติบโตอย่างโดดเด่น ตามราคาขายเฉลี่ยเอทานอลที่ทยอยฟื้นตัว และปริมาณการจำหน่ายที่เติบโตตามแผนบริหารการขาย รวมถึงการบริหารจัดการวัตถุดิบอย่างมีประสิทธิภาพ</p> <p>(+) ธุรกิจผลิตและจำหน่ายไบโอดีเซล (B100) มีรายได้เติบโตตามปริมาณการจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 13% เพื่อรองรับการฟื้นตัวของอุปสงค์ในภาคขนส่งและภาคเกษตร รวมถึงได้รับแรงหนุนจากการปรับเพิ่มสัดส่วนผสมน้ำมันดีเซลพื้นฐานจาก B5 เป็น B7 ตามนโยบายภาครัฐ ซึ่งมีผลตั้งแต่วันที่ 14 มิ.ค. - 13 มิ.ย. 69 แม้ได้รับแรงกดดันจากราคาขายเฉลี่ยที่ยังทรงตัวจากภาวะอุปทานส่วนเกินและการแข่งขันในอุตสาหกรรม แต่กำไรขั้นต้นสามารถปรับตัวดีขึ้นจากกำไรของผลิตภัณฑ์พลอยได้ (กลีเซอริน) ที่ปรับเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาตลาดโลก</p>	<p>(+) ธุรกิจผลิตและจำหน่ายเอทานอล มีปริมาณการขายปรับเพิ่มขึ้น 3% อีกทั้งมีกำไรขั้นต้นปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากการบริหารจัดการต้นทุนวัตถุดิบและการเพิ่มประสิทธิภาพกระบวนการผลิต ส่งผลให้ต้นทุนต่อหน่วยลดลงอย่างมีนัยสำคัญ</p> <p>(-) ธุรกิจผลิตและจำหน่ายไบโอดีเซล (B100) มีรายได้ลดลงตามราคาขายเฉลี่ยที่ปรับลดลงถึง 20% จากภาวะอุปทานส่วนเกินในตลาด เมื่อเทียบกับ Q1/2568 ที่ราคาขายเฉลี่ยอยู่ในระดับสูงตามราคาน้ำมันปาล์มดิบซึ่งได้รับแรงหนุนจากสต็อกในประเทศที่อยู่ในระดับต่ำ ส่งผลให้กำไรขั้นต้นปรับลดลงแม้ปริมาณการจำหน่ายและกำไรจากผลิตภัณฑ์พลอยได้จะปรับเพิ่มขึ้น แต่ยังไม่เพียงพอชดเชยผลกระทบจากราคาขายที่ลดลง</p>

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน



ผลการดำเนินงานของธุรกิจการค้าน้ำมัน	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	QoQ	YoY
รายได้ (ล้านบาท) ^{1/}	75,095	68,404	66,380	-3%	-12%
EBITDA (ล้านบาท)	199	257	266	4%	33%
ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวม (ล้านบาร์เรล)	27.4	29.8	27.5	-8%	0.5%
- ภายในกลุ่มบางจาก (System)	21.7	22.4	23.3	4%	7%
- ภายนอกกลุ่มบางจาก (Out-Out)	5.7	7.4	4.2	-43%	-26%

สำหรับ Q1/2569 กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมันมีรายได้ 66,380 ล้านบาท ปรับลดลง 3% QoQ และ 12% YoY และมี EBITDA 266 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 4% QoQ และ 33% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +4% QoQ	EBITDA +33% YoY
<p>(+) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานปรับลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า อย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากไตรมาส 4 ของทุกปี เป็นช่วงที่มีค่าใช้จ่ายสูง โดยเฉพาะค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับพนักงาน</p> <p>(-) ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมลดลงมาอยู่ที่ 27.5 ล้านบาร์เรล จากการชะลอตัวของธุรกรรมนอกกลุ่มบางจาก (Out-Out) ซึ่งได้รับผลกระทบจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง และความไม่แน่นอนของเส้นทางขนส่งน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ทำให้บริษัทฯ ให้ความสำคัญกับการจัดหา น้ำมันดิบเพื่อเสถียรภาพภายในกลุ่มบางจากเป็นหลัก โดยปริมาณ การซื้อขายภายในกลุ่มสามารถขยายตัวได้ตามกำลังการกลั่นที่ เพิ่มขึ้นและช่วยพยุงเสถียรภาพการดำเนินงานโดยรวม</p> <p>(-) อัตรากำไรปรับลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า โดยมีสาเหตุหลักจาก ชะลอตัวของปริมาณการซื้อขายแบบ Out-Out ซึ่งมีอัตรากำไรสูง ส่งผลให้โครงสร้างรายได้โดยรวมมีสัดส่วนของธุรกรรมที่ให้ ผลตอบแทนสูงลดลง และกดดันต่ออัตรากำไรในไตรมาสนี้</p>	<p>(+) รับรู้รายได้อื่น (Synergy Benefit) ใน Q4/2568 และ Q1/2569 จากความร่วมมือกับธุรกิจการตลาดในการจัดหาน้ำมันเตาเกรด พิเศษสำหรับผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้งานในช่วง สถานการณ์น้ำท่วมเมื่อปลายปี 2568</p> <p>(+) ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมทรงตัว โดยปริมาณการซื้อขายภายในกลุ่มบางจากที่เติบโตช่วยชดเชยการ ชะลอตัวของธุรกรรมแบบ Out-Out ได้ทั้งหมด</p> <p>(-) อัตรากำไรลดลง แต่ยังคงทรงตัวในระดับใกล้เคียงกับ Q1/2568 แม้ได้รับแรงกดดันจากการชะลอตัวของปริมาณการซื้อขายแบบ Out-Out</p>

นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน ได้ร่วมกับ Quantum Global Group จัดทำสัญญาเช่าเรือแบบระยะยาว (Vessel Time Charter Contract) เพื่อเพิ่มความคล่องตัวในการบริหารจัดการและลดต้นทุนด้าน Logistics และต่อยอดเพิ่มรายได้จาก Freight Trading โดย Quantum Global เป็นบริษัทที่ดำเนินธุรกิจด้านการค้าพลังงานและการขนส่งในระดับสากล สะท้อนถึงความร่วมมือทางธุรกิจที่ ต่อเนื่องในด้านการค้าและการขนส่ง สนับสนุนการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ



ผลการดำเนินงานของธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ (ล้านบาท)	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	QoQ	YoY
รายได้	9,047	3,307	8,337	>100%	-8%
EBITDA	6,625	1,800	4,308	>100%	-35%
ผลการดำเนินงาน - OKEA					
รายได้จากการขายน้ำมันดิบและก๊าซ	9,047	3,307	8,337	>100%	-8%
EBITDA	6,548	1,881	4,337	>100%	-34%
ปริมาณการผลิต-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	34.23	30.85	34.87	13%	2%
ปริมาณการจำหน่าย-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	39.07	20.41	39.14	92%	0.2%
ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (US\$/BBL)	72.80	52.40	74.20	42%	2%
ราคาขายก๊าซธรรมชาติ (US\$/BBL)	84.40	57.40	76.50	33%	-9%

สำหรับ Q1/2569 กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีรายได้ 8,337 ล้านบาท เพิ่มขึ้นมากกว่า 100% QoQ แต่ลดลง 8% YoY และมี EBITDA 4,308 ล้านบาท เพิ่มขึ้นมากกว่า 100% QoQ แต่ลดลง 35% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% QoQ	EBITDA -35% YoY
<p>(+) ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Price) เพิ่มขึ้น 42% เช่นเดียวกับราคาขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Price) เพิ่มขึ้น 33% จากความขัดแย้งในตะวันออกกลางและความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นในช่วงฤดูหนาว</p> <p>(+) ปริมาณการผลิตและปริมาณการจำหน่ายเพิ่มขึ้น 13% และ 92% ตามลำดับ จากการจำหน่ายมากกว่ากำลังผลิตตามสัญญา (Overlift) ของแหล่ง Brage และ Draugen ตามแผนบริหารการขาย และการเริ่มผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติของหลุมผลิต Talisker East ในพื้นที่แหล่งผลิต Brage ตั้งแต่วันที่ 69</p> <p>(-) รับรู้ขาดทุนจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรวม 937 ล้านบาท (คิดเป็น 333 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ หลักหักภาษี) โดยหลักมาจากการขาดทุนล่วงหน้าที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized Hedging Losses) เนื่องจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่เพิ่มขึ้น ขณะที่ไตรมาสก่อนหน้ามีกำไรจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ</p>	<p>(-) รับรู้ขาดทุนจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติล่วงหน้าที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่เพิ่มขึ้น ขณะที่ปีก่อนหน้ามีกำไรจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ</p> <p>(-) ราคาขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Price) ปรับลดลง 9% จากอุปทานในตลาดโลกที่ปรับตัวสูงขึ้น และฤดูหนาวที่อุ่นกว่าปีก่อนหน้า</p> <p>(+) ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Price) เพิ่มขึ้น 2% จากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ส่งผลต่อการลดลงของอุปทานในตลาดโลก</p> <p>(+) ปริมาณการผลิตเพิ่มขึ้น 2% โดยหลักจากการเริ่มผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติของหลุมผลิต Talisker East ในพื้นที่แหล่งผลิต Brage ขณะที่ปริมาณการจำหน่ายใกล้เคียงกับช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า ที่มี Overlift ตามแผนบริหารการขาย</p>

ทั้งนี้ ใน Q1/2569 OKEA มีบันทึกการกลับรายการต่อยาคับสินทรัพย์ที่สามารถหักเป็นค่าใช้จ่ายทางภาษีได้รวม 488 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ จากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้า (Forward Price) ที่เพิ่มขึ้นในแหล่งผลิต Statfjord ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบจากการขาดทุนในสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติล่วงหน้าได้ทั้งหมด

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน



ผลการดำเนินงานของธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน (ล้านบาท)	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	QoQ	YoY
รายได้จากการขายและการให้บริการ	731	944	1,098	16%	50%
EBITDA (รวมส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุน)	903	1,589	1,396	-12%	55%
- ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุน	444	982	848	-14%	91%
กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทย่อย^{1/})					
พลังงานแสงอาทิตย์-ประเทศไทย	187.2	187.7	206.0	10%	30%
พลังงานลม-ประเทศไทย	9.0	9.0	9.0	0%	0%
พลังงานน้ำ-สปป.ลาว	114.0	114.0	114.0	0%	0%
พลังงานลม-สปป.ลาว	-	289.5	289.5	0%	N/A
พลังงานลม-ประเทศฟิลิปปินส์ ^{2/}	17.1	-	-	N/A	-100%
พลังงานก๊าซธรรมชาติ - ประเทศสหรัฐอเมริกา	857.0	857.3	857.3	0%	0%
รวม	1,184.3	1,457.5	1,475.8	1%	25%
ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง)					
พลังงานแสงอาทิตย์ - ประเทศไทย	88.4	79.9	91.0	13%	2%
พลังงานลม - ประเทศไทย	4.0	3.1	3.5	13%	-13%
พลังงานน้ำ - สปป.ลาว	57.8	180.8	72.0	-60%	25%
พลังงานลม - สปป.ลาว	-	356.3	252.4	-29%	N/A
พลังงานลม-ประเทศฟิลิปปินส์ ^{2/}	18.3	-	-	N/A	-100%
พลังงานก๊าซธรรมชาติ - ประเทศสหรัฐอเมริกา	1,456.9	1,378.2	1,570.3	14%	8%
รวม	1,625.4	1,998.3	1,989.2	-0.4%	22%
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติและเชื้อเพลิง (ล้านลิตร)					
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ	690.4	716.5	716.5	0%	4%
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง	309.0	324.3	304.6	-6%	-1%

หมายเหตุ: 1/ กำลังการผลิตตามสัญญาของบริษัท บีซีพีจี จำกัด (มหาชน) ซึ่งถือเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ มีสัดส่วนการถือหุ้น 57.81%

2/ เมื่อเดือนเม.ย. 68 ธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานได้หยุดรับรายได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์ทั้งหมด จำนวน 2 โครงการ ขนาดกำลังผลิตตามสัญญา รวม 19.7 เมกะวัตต์

สำหรับ Q1/2569 กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานมีรายได้ 1,098 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 16% QoQ และเพิ่มขึ้น 50% YoY และมี EBITDA 1,396 ล้านบาท ปรับลดลง 12% QoQ แต่เพิ่มขึ้น 55% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA -12% QoQ	EBITDA +55% YoY
(-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในสปป.ลาว มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง 60% จากปริมาณน้ำที่ลดลงตามปัจจัยฤดูกาล	(+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในสปป.ลาว มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 25% จากปริมาณน้ำสะสมสูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า เนื่องจากช่วงฤดูฝนที่เกิดขึ้นเร็วและยาวนาน
(-) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 848 ล้านบาท ลดลงจากไตรมาสก่อน โดยมีรายละเอียดดังนี้	(+) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 848 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า โดยมีรายละเอียดดังนี้

EBITDA -12% QoQ	EBITDA +55% YoY
<p>(-) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว รับรู้ ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 206 ล้านบาท ปรับลดลงจากปัจจัยด้านฤดูกาล</p> <p>(+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในสหรัฐฯ รับรู้ ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 642 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้นจากช่วงฤดูหนาวและจำนวนวันการปิดซ่อมบำรุงตามแผนที่ลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า</p> <p>(-) โครงการคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือในประเทศไทย มีปริมาณการใช้ถังเก็บน้ำมันเทียบเท่ากับไตรมาสก่อนจากสัญญาเช่าแบบคงที่ ขณะที่ปริมาณการใช้ท่อเพื่อขนถ่ายน้ำมันลดลงจากการใช้บริการขนถ่ายน้ำมันของลูกค้าลดลง</p> <p>(+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย มีรายได้รวมเพิ่มขึ้นจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 13% จากค่าความเข้มแสงที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาล นอกจากนี้มีการรับโอนหุ้นโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ขนาดกำลังการผลิต 17.5 เมกะวัตต์ ที่เริ่มรับรู้เมื่อวันที่ 23 มี.ค. 69</p> <p>(+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 13% จากกำลังลมที่สูงขึ้น</p>	<p>(+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในสหรัฐฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 642 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากการรับรู้ Capacity Revenue เพิ่มขึ้นจาก \$29/MW-day เป็น \$270/MW-day ตั้งแต่วันที่ 68 เดือนมิ.ย. 68 รวมถึงจำนวนวันการปิดซ่อมบำรุงที่ลดลงจากช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า</p> <p>(+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 206 ล้านบาท จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มไตรมาส ตั้งแต่วันที่ 68 ส.ค. 68 กำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งโครงการ 600 เมกะวัตต์ (คิดเป็นกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนที่ 289.5 เมกะวัตต์)</p> <p>(-) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลมในฟิลิปปินส์หยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม จากแผนการจำหน่ายเงินลงทุนทั้งหมดในบริษัท Petro Wind Energy Inc. เมื่อเดือน มิ.ย. 68</p> <p>(-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย มีรายได้รวมลดลงจากค่า Ft ที่ลดลง แม้จะมีปริมาณการจำหน่ายที่เพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากการทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์</p> <p>(-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง 13% จากความเร็วลมที่ลดลง</p> <p>(-) โครงการคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือในประเทศไทย มีปริมาณการใช้ถังเก็บน้ำมันเพิ่มขึ้นจากการปรับสัญญาเช่าแบบคงที่ ขณะที่ปริมาณการใช้ท่อเพื่อขนถ่ายน้ำมันลดลงเล็กน้อย</p>

งบกำไรขาดทุน

ภาพรวมงบกำไรขาดทุน

หน่วย: ล้านบาท	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	QoQ	YoY
รายได้จากการขายและการให้บริการ	134,647	123,790	142,528	15%	6%
กำไร (ขาดทุน) จากตราสารอนุพันธ์	955	(741)	(12,229)	<-100%	<-100%
Accounting EBITDA	12,666	9,154	17,795	94%	40%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	466	(2)	667	>100%	43%
กลับรายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์ และ TFRS9	(387)	(1,984)	3,179	>100%	>100%
ต้นทุนทางการเงิน	(1,577)	(1,378)	(1,399)	-2%	11%
รายได้ (ค่าใช้จ่าย) ภาษีเงินได้	(3,990)	716	(8,540)	<-100%	<-100%
กำไรสำหรับงวด	2,667	2,390	7,178	>100%	>100%
ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	2,115	2,217	6,144	>100%	>100%
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	1.54	1.58	4.17		
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) ^{1/}	2,237	4,703	953	-80%	-57%
รายการพิเศษ (ก่อนหักภาษี)	(237)	(5,029)	11,802	>100%	>100%
โดยมีรายการหลักดังนี้					
Inventory Gain (loss)					
(รวมกลับรายการ/ขาดทุนจากการปรับ NRV)	(297)	(3,047)	8,299	>100%	>100%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	466	(2)	667	>100%	43%
รายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์ และ TFRS9	(406)	(1,980)	3,179	>100%	>100%
- ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี	(185)	(334)	(1,656)	<-100%	<-100%

หมายเหตุ: 1/ ปรับการคำนวณกำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) โดยคำนวณจากกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ หักรายการพิเศษตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี ประกอบด้วย Inventory Gain (loss), กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน, รายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์และ TFRS9

ผลการดำเนินงาน Q1/2569 เทียบกับ Q4/2568

รายได้จากการขายและการให้บริการรวม 142,528 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 15% โดยได้อานิสงค์หลักจากราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในช่วงเดือนมี.ค. 69 อีกทั้งธุรกิจโรงกลั่นยังคงรักษาระดับกำลังการผลิตเฉลี่ยในระดับสูงสุด และธุรกิจการตลาดที่มีปริมาณการจำหน่ายรวมสูงสุดเป็นประวัติการณ์ ตลอดจนกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีการเริ่มผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติของหลุมผลิต Talisker East ในพื้นที่แหล่งผลิต Brage ตั้งแต่เดือน มี.ค. 69 และการจำหน่ายมากกว่ากำลังผลิตตามสัญญา (Overlift) ตามแผนบริหารการขาย

ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ 12,229 ล้านบาท โดยหลักเป็นผลขาดทุนจากการบริหารความเสี่ยงส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้าของธุรกิจโรงกลั่น และมีผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเนื่องจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่ปรับเพิ่มขึ้นของกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ

Accounting EBITDA 17,795 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 94% โดยการปรับเพิ่มขึ้นจากปัจจัยด้านราคาน้ำมันตามอุปทานที่ตึงตัวในตลาดโลก อีกทั้งธุรกิจโรงกลั่นมีปัจจัยบวกเพิ่มเติมจากค่าการกลั่นพื้นฐานที่ปรับเพิ่มขึ้นสะท้อนภาวะตลาดน้ำมันที่ตึงตัวในเดือนมี.ค. 69 รวมถึงปัจจัยหนุนจากส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยานและน้ำมันดีเซลที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ และการรักษาระดับกำลังการผลิตเฉลี่ยในระดับสูงสุด เพื่อสนองต่อความต้องการบริโภคภายในประเทศ รวมถึงธุรกิจการตลาดที่มีปริมาณการจำหน่ายรวมสูงสุดเป็นประวัติการณ์

งบกำไรขาดทุน

จากการขยายตัวของยอดขายผ่านสถานีบริการ และกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติที่มีปริมาณการผลิตและจำหน่ายรวมถึงราคาขายปรับเพิ่มขึ้นเช่นกัน ทั้งนี้จากปัจจัยที่ปรับเพิ่มขึ้นข้างต้นสามารถชดเชยผลกระทบของรายการขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ได้ทั้งหมด

รายการพิเศษโดยหลัก ได้แก่

- **Inventory Gain (รวมกลับรายการ/ขาดทุนจากการปรับ NRV)** 8,299 ล้านบาท จากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันตลาดโลกอย่างมีนัยสำคัญในช่วงเดือนมี.ค. 69
- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน** 667 ล้านบาท โดยหลักจากการอ่อนค่าของดอลลาร์สหรัฐเทียบกับโครนอร์เวย์ของกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติที่มีหนี้สินในสกุลดอลลาร์สหรัฐ ประกอบกับการแข็งค่าของดอลลาร์สหรัฐเทียบกับบาทส่งผลให้ธุรกิจการตลาดมีกำไรจากการที่มีลูกหนี้การค้าสกุลดอลลาร์สหรัฐ และกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาดที่มีสินทรัพย์ในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐได้รับผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน
- **กลับรายการจากการด้อยค่า** 3,179 ล้านบาท (คิดเป็น -1,656 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี) โดยหลักมาจากกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติบันทึกกลับรายการด้อยค่าบนสินทรัพย์ 4,869 ล้านบาท (คิดเป็น 488 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี) เนื่องจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่ปรับเพิ่มขึ้น ขณะที่มีการบันทึกขาดทุนจากการด้อยค่าอื่นๆ -1,690 ล้านบาท (คิดเป็น -1,594 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี) โดยหลักมาจากการด้อยค่าเงินลงทุน เนื่องจากมูลค่าที่คาดว่าจะได้รับคืนต่ำกว่ามูลค่าตามบัญชี

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 8,540 ล้านบาท โดยหลักมาจากการกลับรายการด้อยค่าบนสินทรัพย์ในแหล่งผลิต Statfjord ขณะที่ผลดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ และกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพปรับเพิ่มขึ้นตามสถานการณ์ตลาดโลก ทั้งนี้ใน Q1/2569 บริษัทฯ มีอัตราภาษีที่แท้จริง (Effective Tax Rate) อยู่ที่ 54% สูงขึ้นจากการกลับรายการด้อยค่าสินทรัพย์ในกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ หากไม่มีรายการดังกล่าวบริษัทฯ จะมีอัตราภาษีที่แท้จริงอยู่ที่ 44%

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ 6,144 ล้านบาท คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 4.17 บาท จาก 1.58 บาท ใน Q4/2568

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 953 ล้านบาท ลดลง 80%

ผลการดำเนินงาน Q1/2569 เทียบกับ Q1/2568

รายได้จากการขายและการให้บริการรวม 142,528 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6% ส่วนใหญ่มาจากธุรกิจโรงกลั่นที่ราคาน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันตลาดโลก อีกทั้งกำลังการผลิตเฉลี่ยเพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า และธุรกิจการตลาดที่มีปริมาณการจำหน่ายเพิ่มขึ้นจากการขยายตัวของยอดขายทั้งในธุรกิจค้าปลีกและธุรกิจอุตสาหกรรมที่สูงกว่าปกติในเดือนมี.ค. 69

Accounting EBITDA 17,795 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 40% โดยหลักเป็นการปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ตลอดจนส่งผลให้ธุรกิจโรงกลั่นมีค่าการกลั่นพื้นฐานปรับเพิ่มขึ้น และมีส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเบรนท์ที่มีราคาต่ำกว่าน้ำมันดิบดูไบ

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ 6,144 ล้านบาท คิดเป็นกำไรต่อหุ้นเพิ่มขึ้นเป็น 4.17 บาท จาก 1.54 บาท ใน Q1/2568

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 953 ล้านบาท ลดลง 57%

งบฐานะการเงิน งบกระแสเงินสด และอัตราส่วนทางการเงิน

ณ วันที่ 31 มี.ค. 69 กลุ่มบริษัทบางจากมีสินทรัพย์รวม 339,836 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 41,031 ล้านบาท จาก ณ สิ้นปี 2568 โดยหลักมาจากธุรกิจโรงกลั่น และธุรกิจการตลาด เนื่องจากราคาน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาในตลาดโลก และปริมาณการจำหน่ายที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในช่วงเดือนมี.ค. 69 ส่งผลต่อรายการสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นที่ปรับเพิ่มขึ้นจากเงินชดเชยกองทุนน้ำมันค้ำรับ ลูกหนี้การค้า และรายการสินค้าคงเหลือ ประกอบกับกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีการกลับรายการด้วยค่าสินทรัพย์ของแหล่งผลิต Statfjord และกลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมันที่มีปรับการบันทึกสัญญาเช่าระยะยาวตามมาตรฐานบัญชี IFRS16 ขณะที่ส่วนนี้สินรวม 247,604 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 32,940 ล้านบาท โดยหลักจากเจ้าหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น รวมถึงรายการหนี้สินอื่นจากอนุพันธ์ทางการเงินหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้นของธุรกิจโรงกลั่นจากการขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของการป้องกันความเสี่ยงราคาน้ำมันที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized Loss) และภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีที่ปรับเพิ่มขึ้นจากกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ อีกทั้งมีส่วนของผู้ถือหุ้นรวม 92,232 ล้านบาท คิดเป็นมูลค่าทางบัญชีต่อหุ้น 49.92 บาท เพิ่มขึ้น 8,091 ล้านบาท จาก ณ สิ้นปี 2568 โดยหลักมาจากกำไรสำหรับงวด 7,178 ล้านบาท

กลุ่มบริษัทบางจากมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด 23,788 ล้านบาท ปรับตัวลดลง 4,767 ล้านบาท จากสิ้นปี 2568 ทั้งนี้เป็นผลจากการใช้เงินสดเพื่อซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ของกลุ่มบริษัท และใช้จ่ายเงินกู้ยืมในระหว่างงวด และมีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ 0.91 เท่า และมีอันดับเครดิตองค์กรและตราสารหนี้ของบริษัท ที่ระดับ “A+” และแนวโน้มอันดับเครดิต “คงที่” หรือ “Stable” จากทริสเรทติ้ง

งบฐานะการเงิน

(หน่วย : ล้านบาท)	31 ธ.ค. 68	%ต่อสินทรัพย์รวม	31 มี.ค. 69	%ต่อสินทรัพย์รวม	%เปลี่ยนแปลง
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	28,555	10%	23,788	7%	-17%
สินค้าคงเหลือ	32,803	11%	42,856	13%	31%
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	33,553	11%	53,233	16%	59%
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์	114,934	38%	122,270	36%	6%
เงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	28,042	9%	27,936	8%	0%
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	60,918	20%	69,753	20%	15%
รวมสินทรัพย์	298,805		339,836		
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้หมุนเวียนอื่น	26,449	9%	42,302	12%	60%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	122,818	41%	109,699	32%	-11%
ประมาณการหนี้สินสำหรับต้นทุนในการซื้อถอย	30,306	10%	32,668	10%	8%
หนี้สินอื่น	35,091	12%	62,935	19%	79%
รวมหนี้สิน	214,664	72%	247,604	73%	15%
ส่วนของผู้ถือหุ้น	84,141	28%	92,232	27%	10%

งบฐานะการเงิน งบกระแสเงินสด และอัตราส่วนทางการเงิน

งบกระแสเงินสด

(หน่วย : ล้านบาท)	31 มี.ค. 68	31 มี.ค. 69
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด (1 มกราคม)	28,626	28,555
กำไรสำหรับงวด	2,667	7,178
ปรับปรุงค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจากกำไรจากการดำเนินงาน	4,539	4,451
ปรับปรุงรายการอื่น	3,612	14,190
การเปลี่ยนแปลงสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน	(6,440)	(10,929)
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	4,378	14,891
เงินสดสุทธิใช้ในกิจกรรมการลงทุน	(3,819)	(5,315)
เงินสดสุทธิใช้ในกิจกรรมจัดหาเงิน	(2,285)	(15,046)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงสุทธิ	(1,726)	(5,470)
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนของเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	712	703
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด (สุทธิจากเงินเบิกเกินบัญชี) ณ วันสิ้นงวด	27,613	23,788

อัตราส่วนทางการเงิน

	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (%)			
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (Gross Profit Margin)	6.90%	6.52%	20.85%
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (EBITDA Margin)	9.44%	7.43%	13.56%
อัตราส่วนกำไรสุทธิ ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (Net Profit Margin)	1.99%	1.94%	5.47%
อัตราผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (ROE)	2.73%	4.55%	10.26%
อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน (%)			
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ (ROA)	8.05%	3.55%	6.00%

	31 มี.ค. 68	31 ธ.ค. 68	31 มี.ค. 69
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า)			
อัตราส่วนสภาพคล่อง (Current Ratio)	1.29	1.30	1.23
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (Quick Ratio)	0.70	0.81	0.65
อัตราส่วนหมุนเวียนสินค้าคงเหลือ (Inventory Turnover)	10.38	12.76	10.28
ระยะเวลาเก็บสินค้าคงเหลือ (Inventory Period) (วัน)	35	29	36
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า (AR Turnover)	29.73	27.04	22.97
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย (Collection Period) (วัน)	12	13	16
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้การค้า (AP Turnover)	20.08	29.98	17.81
ระยะเวลาชำระหนี้ (Payment Period) (วัน)	18	12	20
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)			
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Net IBD to Equity)	1.12	1.10	0.91

แนวโน้มเศรษฐกิจและสถานการณ์ราคาน้ำมัน

แนวโน้มสถานการณ์เศรษฐกิจ

กองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) ได้ปรับลดคาดการณ์การเติบโตของเศรษฐกิจโลกในปี 2569 จาก 3.30% เหลือ 3.10% โดยมีแรงกดดันจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ส่งผลให้ราคาพลังงาน ต้นทุนการผลิต และค่าขนส่งปรับตัวสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ประกอบกับความไม่แน่นอนของนโยบายการค้าระหว่างประเทศ โดยเฉพาะมาตรการภาษีนำเข้าของสหรัฐฯ ที่ยังคงกดดันการค้าโลก ขณะที่อัตราเงินเฟ้อมีแนวโน้มเร่งตัวขึ้นจากต้นทุนด้านพลังงานและข้อจำกัดด้านอุปทาน ส่งผลให้หลายประเทศเผชิญความเสี่ยงที่จะเข้าสู่ภาวะที่เศรษฐกิจเติบโตช้าหรือหยุดนิ่ง พร้อมกับเงินเฟ้อที่สูงผิดปกติ (Stagflation) ภายใต้บริบทดังกล่าว ธนาคารกลางหลักมีแนวโน้มดำเนินนโยบายการเงินอย่างระมัดระวัง

เศรษฐกิจไทยในช่วง Q2/2569 มีแนวโน้มชะลอตัวอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับปีก่อน จากแรงกดดันของต้นทุนพลังงานที่เพิ่มขึ้น ซึ่งส่งผลกระทบต่อภาคการผลิต การบริโภค และเสถียรภาพเศรษฐกิจโดยรวม อีกทั้งภาคการส่งออกได้รับผลกระทบจากเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัวและต้นทุนการนำเข้า โดยเฉพาะพลังงานและวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ดุลการค้าและดุลบัญชีเดินสะพัดมีแนวโน้มอ่อนตัวลง ขณะที่ภาคการท่องเที่ยวมีแนวโน้มชะลอตัวจากต้นทุนการเดินทางที่สูงขึ้น การบริโภคภาคเอกชนถูกกดดันจากค่าครองชีพที่เพิ่มขึ้นและภาระหนี้ครัวเรือนที่ยังอยู่ในระดับสูง ด้านอัตราเงินเฟ้อมีแนวโน้มเร่งตัว ส่งผลให้เศรษฐกิจไทยมีความเสี่ยงเข้าสู่ภาวะ Stagflation โดยคณะกรรมการนโยบายการเงินมีแนวโน้มคงอัตราดอกเบี้ยนโยบายเพื่อรักษาสมดุลระหว่างการควบคุมเงินเฟ้อและการสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ

แนวโน้มสถานการณ์ราคาน้ำมัน

ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยดูไบใน Q2/2569 มีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้น โดยคาดว่าจะเคลื่อนไหวในช่วง US\$90-130/BBL ภายใต้ความไม่แน่นอนของสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางและผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่ออุปทานน้ำมันโลก ทั้งนี้ สำนักงานพลังงานระหว่างประเทศ (IEA) รายงานว่าอุปทานน้ำมันโลกในเดือนมี.ค. 69 ปรับลดลงเฉลี่ย 10.1 ล้านบาร์เรลต่อวัน ซึ่งถือเป็นการเปลี่ยนแปลงด้านอุปทานอย่างฉับพลัน (Supply Shock) ขณะเดียวกัน IEA ประเมินว่าอุปสงค์น้ำมันโลกในปี 2569 จะหดตัวราว 0.08 ล้านบาร์เรลต่อวัน จากผลกระทบของราคาพลังงานที่อยู่ในระดับสูงและแนวโน้มเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัว โดยการปรับลดของอุปสงค์ดังกล่าวยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยอุปทานที่หายไปในระยะสั้น ส่งผลให้ตลาดน้ำมันยังคงอยู่ในภาวะตึงตัวและราคาน้ำมันมีแนวโน้มทรงตัวในระดับสูง นอกจากนี้ ราคาน้ำมันยังมีความเสี่ยงผันผวนจากความไม่แน่นอนจากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์โลก รวมถึงทิศทางนโยบายการค้าและนโยบายพลังงานของประเทศหลัก

สำหรับส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเบรนท์กับดูไบ (DTD-DB) ใน Q2/2569 คาดว่าจะอยู่ที่ระดับ US\$4-10/BBL โดยได้รับอิทธิพลจากอุปทานน้ำมันโลกที่ยังอยู่ในภาวะตึงตัว ท่ามกลางความไม่แน่นอนของสถานการณ์ทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อทั้งการผลิตและการขนส่งน้ำมันดิบจากภูมิภาคดังกล่าว โดยราคาน้ำมันดิบเบรนท์มีแนวโน้มได้รับแรงหนุนเพิ่มเติมจากความต้องการของโรงกลั่นในเอเชียที่เพิ่มขึ้น เพื่อชดเชยความเสี่ยงด้านอุปทานจากตะวันออกกลาง ส่งผลให้มีการนำเข้าน้ำมันดิบจาก Atlantic Basin สู่ตลาดเอเชียมากขึ้น ขณะเดียวกันราคาน้ำมันดิบดูไบยังคงได้รับแรงหนุนจากอุปทานที่ตึงตัวในตะวันออกกลางและความเสี่ยงจากความขัดแย้งเช่นเดียวกัน แต่มีแนวโน้มผันผวนสูงกว่า เนื่องจากแรงหนุนด้านราคาอาจไม่ต่อเนื่องเมื่อเทียบกับน้ำมันดิบเบรนท์ ซึ่งมีความยืดหยุ่นด้านโลจิสติกส์และแหล่งที่มาของอุปทานที่หลากหลายกว่า ส่งผลให้ส่วนต่างราคา DTD-DB มีแนวโน้มทรงตัวในกรอบจำกัด

สำหรับค่าการกลั่นของโรงกลั่นประเภท Cracking ในสิงคโปร์ใน Q2/2569 มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น โดยได้รับแรงหนุนจากความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์ที่เพิ่มขึ้น อาทิ ความตึงเครียดทางการเมืองและการทหารในตะวันออกกลาง รวมถึงความเสี่ยงจากการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งส่งผลให้ห่วงโซ่อุปทานน้ำมันตึงตัวอย่างมีนัยสำคัญ ขณะที่โรงกลั่นในเอเชียเริ่มเผชิญข้อจำกัดในการจัดหาวัตถุดิบและมีการปรับลดกำลังการกลั่น ประกอบกับมาตรการจำกัดหรือระงับการส่งออกน้ำมันเชื้อเพลิงของหลายประเทศในภูมิภาค ส่งผลให้ราคาน้ำมันสำเร็จรูปอยู่ในระดับสูงและมีความผันผวนเพิ่มขึ้น

ภาคผนวก

ธุรกิจโรงกลั่น

ธุรกิจโรงกลั่น	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	QoQ	YoY
รายได้ (ล้านบาท)	111,776	104,569	129,453	24%	16%
EBITDA (ล้านบาท)	3,185	4,345	10,245	>100%	>100%
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	268.4	279.7	279.8	0.1	11.4
อัตรากำลังการผลิต (%)	91%	95%	95%		
ค่าการกลั่นพื้นฐานกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	3.98	10.80	18.57	7.77	14.59
- Oil Hedging (US\$/BBL)	0.96	(0.98)	(13.79)	(12.81)	(14.75)
- Inventory Gain/ (Loss) ^{1/} (US\$/BBL)	(0.34)	(3.27)	9.39	12.65	9.72
ค่าการกลั่นรวมกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	4.60	6.56	14.16	7.61	9.56
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย (THB/USD)	34.12	32.34	31.61	(0.73)	(2.51)
โรงกลั่นพระโขนง					
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	120.0	123.1	121.7	(1.4)	1.7
อัตรากำลังการผลิต (%)	100%	103%	101%		
ค่าการกลั่นพื้นฐาน (US\$/BBL)	5.31	12.83	22.71	9.88	17.41
- Oil Hedging (US\$/BBL)	1.14	(1.32)	(17.79)	(16.48)	(18.93)
- Inventory Gain/ (Loss) ^{1/} (US\$/BBL)	0.49	(2.28)	6.52	8.80	6.03
ค่าการกลั่นรวม (US\$/BBL)	6.94	9.23	11.45	2.21	4.51
โรงกลั่นศรีราชา					
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	148.5	156.6	158.2	1.5	9.7
อัตรากำลังการผลิต (%)	85%	90%	91%		
ค่าการกลั่นพื้นฐาน (US\$/BBL)	2.91	9.21	15.39	6.18	12.47
- Oil Hedging (US\$/BBL)	0.81	(0.72)	(10.72)	(10.00)	(11.53)
- Inventory Gain/ (Loss) ^{1/} (US\$/BBL)	(1.01)	(4.04)	11.59	15.63	12.60
ค่าการกลั่นรวม (US\$/BBL)	2.72	4.45	16.26	11.80	13.54
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปีโตรเลียม (%)					
ภาพรวมกลุ่มบริษัทบางจาก					
ก๊าซ LPG	5%	4%	4%	-0.1%	-0.3%
แนฟทา	2%	2%	2%	0.1%	1%
น้ำมันเบนซิน	26%	25%	24%	-0.8%	-1.6%
น้ำมันเครื่องบิน	11%	10%	10%	0%	-1%
น้ำมันดีเซล	43%	43%	43%	-0.2%	0.6%
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	0%	0%	0%	0%	0%
Unconverted Oil (UO)	3%	3%	3%	0%	-1%
น้ำมันเตา	9%	9%	10%	1%	1%
ยางมะตอย	1%	2%	2%	0%	0.4%

ภาคผนวก

ธุรกิจโรงกลั่น	Q1/2568	Q4/2568	Q1/2569	QoQ	YoY
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (%)					
โรงกลั่นพระโขนง					
ก๊าซ LPG	3%	2%	2%	0%	-1%
น้ำมันเบนซิน	22%	23%	22%	-1%	0%
น้ำมันเครื่องบิน	14%	11%	11%	0%	-2.2%
น้ำมันดีเซล	47%	49%	49%	1%	3%
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%
Unconverted Oil (UO)	8%	6%	6%	0%	-1%
น้ำมันเตา	8%	9%	9%	0%	1%
โรงกลั่นศรีราชา					
ก๊าซ LPG	6%	6%	6%	-0.2%	0%
แนฟทา	3%	4%	4%	0.2%	1%
น้ำมันเบนซิน	29%	26%	26%	-0.3%	-3%
น้ำมันเครื่องบิน	8%	8%	8%	0.0%	0%
น้ำมันดีเซล	40%	40%	39%	-0.9%	-1%
น้ำมันเตา	9%	9%	10%	0.7%	1%
ยางมะตอย	2%	3%	3%	-0.2%	1%
ปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมของธุรกิจโรงกลั่น^{2/} (ล้านลิตร)	4,223	4,359	4,484	3%	6%
ธุรกิจการตลาด	3,498	3,615	3,700	2%	6%
บริษัทน้ำมันมาตรา 7	323	321	436	36%	35%
ส่งออก	403	423	348	-18%	-14%

หมายเหตุ: 1/ ตัวเลข Inventory Gain/ (Loss) ที่แสดงในตารางรวม (กลับรายการ) ขาดทุนจากการปรับมูลค่าสินค้าคงเหลือ (NRV)

2/ ปริมาณการจำหน่ายไม่รวมการแลกเปลี่ยนน้ำมันกับบริษัทน้ำมันมาตรา 7 และการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบ

ภาคผนวก

การคำนวณอัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร

- อัตราส่วนกำไรขั้นต้น ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (%) (Gross Profit Margin) = $\frac{\text{กำไรขั้นต้น}}{\text{รายได้จากการขายและการให้บริการ}}$
- อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (%) (EBITDA Margin) = $\frac{\text{EBITDA}}{\text{รายได้จากการขายและการให้บริการ}}$
- อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (%) (Net Profit Margin) = $\frac{\text{กำไร (ขาดทุน) สุทธิ}}{\text{รายได้จากการขายและการให้บริการ}}$
- อัตราส่วนผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (%) (ROE) = $\frac{\text{กำไร (ขาดทุน) ส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่}}{\text{รวมส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ (เฉลี่ย)}}$

อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน

- อัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ (%) (ROA) = $\frac{\text{กำไร (ขาดทุน) ก่อนต้นทุนทางการเงินและภาษีเงินได้}}{\text{รวมสินทรัพย์ (เฉลี่ย)}}$

อัตราส่วนสภาพคล่อง

- อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า) (Current Ratio) = $\frac{\text{สินทรัพย์หมุนเวียน}}{\text{หนี้สินหมุนเวียน}}$
- อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า) (Quick Ratio) = $\frac{(\text{เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด} + \text{เงินลงทุนระยะสั้น} + \text{ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้หมุนเวียนอื่น})}{\text{หนี้สินหมุนเวียน}}$
- อัตราส่วนหมุนเวียนสินค้าคงเหลือ (เท่า) (Inventory Turnover) = $\frac{\text{ต้นทุนขายและการให้บริการ}}{\text{สินค้าคงเหลือก่อนค่าเผื่อการลดมูลค่าสินค้าคงเหลือ (เฉลี่ย)}}$
- ระยะเวลาเก็บสินค้าคงเหลือ (Inventory Period) (วัน) = $\frac{365}{\text{อัตราส่วนหมุนเวียนสินค้าคงเหลือ}}$
- อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า (เท่า) (AR Turnover) = $\frac{\text{รายได้จากการขายและการให้บริการ}}{\text{ลูกหนี้การค้าก่อนหนี้สงสัยจะสูญ (เฉลี่ย)}}$
- ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย (วัน) (Collection Period) = $\frac{365}{\text{อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า}}$
- อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้การค้า (เท่า) (AP Turnover) = $\frac{\text{ต้นทุนขายและการให้บริการ}}{\text{เจ้าหนี้การค้า (เฉลี่ย)}}$
- ระยะเวลาชำระหนี้ (วัน) (Payment Period) = $\frac{365}{\text{อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้การค้า}}$

อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)

- อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า) (Net IBD to Equity) = $\frac{(\text{หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย} - \text{เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด} - \text{เงินลงทุนระยะสั้น})}{\text{ส่วนของผู้ถือหุ้น}}$

หมายเหตุ:

- 1/ รวมส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ (เฉลี่ย) คำนวณโดยใช้สูตรดังนี้
 - รายปี คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดงวดปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดงวดปีปัจจุบัน) / 2
 - รายไตรมาส คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดไตรมาสปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีปัจจุบัน) / 2
- 2/ รวมสินทรัพย์ (เฉลี่ย) คำนวณโดยใช้สูตรดังนี้
 - รายปี คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดงวดปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดงวดปีปัจจุบัน) / 2
 - รายไตรมาส คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดไตรมาสปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีปัจจุบัน) / 2
- 3/ การคำนวณอัตราส่วนผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (ROE) ข้อมูลตัวเลขคือ กำไร (ขาดทุน) ส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ จะต้องถูกปรับเป็นตัวเลขเต็มปี (Annualized)
- 4/ การคำนวณอัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ (ROA) ข้อมูลตัวเลขคือ กำไร (ขาดทุน) ก่อนต้นทุนทางการเงินและภาษีเงินได้ จะต้องถูกปรับเป็นตัวเลขเต็มปี (Annualized)
- 5/ ลูกหนี้การค้าก่อนหนี้สงสัยจะสูญ (เฉลี่ย) คำนวณโดยใช้สูตรดังนี้
 - รายปี คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดงวดปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดงวดปีปัจจุบัน) / 2
 - รายไตรมาส คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดไตรมาสปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีปัจจุบัน) / 2
- 6/ เจ้าหนี้การค้า (เฉลี่ย) คำนวณโดยใช้สูตรดังนี้
 - รายปี คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดงวดปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดงวดปีปัจจุบัน) / 2
 - รายไตรมาส คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดไตรมาสปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีปัจจุบัน) / 2
- 7/ หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย คำนวณโดย (เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน + เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน (รวมทั้งถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) + หนี้กู้ยืมถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี)