



บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)

คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 2
สิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2569



S&P Global



MSCI
ESG RATINGS



CCC B BB BBB A AA AAA

SET50



สารบัญ

- 01** บทสรุปผู้บริหาร
- 05** เหตุการณ์สำคัญใน Q2/2569 ถึงปัจจุบัน
- 07** สถานการณ์ราคาน้ำมัน
- 09** ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ
 -  **09** กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ
 -  **15** กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน
 -  **17** กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ
 -  **19** กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน
- 22** งบกำไรขาดทุน
- 25** งบฐานะการเงิน งบกระแสเงินสด
และอัตราส่วนทางการเงิน
- 27** แนวโน้มเศรษฐกิจและสถานการณ์ราคาน้ำมัน

บทสรุปผู้บริหาร

ข้อมูลสำคัญทางการเงิน

หน่วย: ล้านบาท	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	QoQ	YoY	1H/2568	1H/2569	YoY
รายได้จากการขายและให้บริการ ^{1/}	125,827	142,528	183,553	29%	46%	260,474	326,080	25%
Accounting EBITDA	3,664	17,795	25,968	46%	>100%	16,331	43,763	>100%
กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ	(855)	12,316	17,186	40%	>100%	4,175	29,502	>100%
กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน	194	266	784	>100%	>100%	394	1,050	>100%
กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ	3,503	4,308	7,062	64%	>100%	10,128	11,370	12%
กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน	978	1,396	1,065	-23%	9%	1,881	2,462	31%
รายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ ^{2/}	(156)	(492)	(129)	74%	18%	(247)	(620)	<-100%
กำไร (ขาดทุน) สำหรับงวดที่เป็นของบริษัทใหญ่	(2,560)	6,144	12,239	99%	>100%	(445)	18,383	>100%
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้น (บาท)	(1.86)	4.17	8.34			(0.32)	12.51	
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ไม่รวมรายการพิเศษ) ^{3/}	796	953	12,202	>100%	>100%	3,033	13,155	>100%

หมายเหตุ: 1/ ปรับปรุงรายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ สะท้อนถึงการระหว่างธุรกิจ

2/ รายการอื่นๆ รวมกลุ่มธุรกิจใหม่และไฮโดรเจน

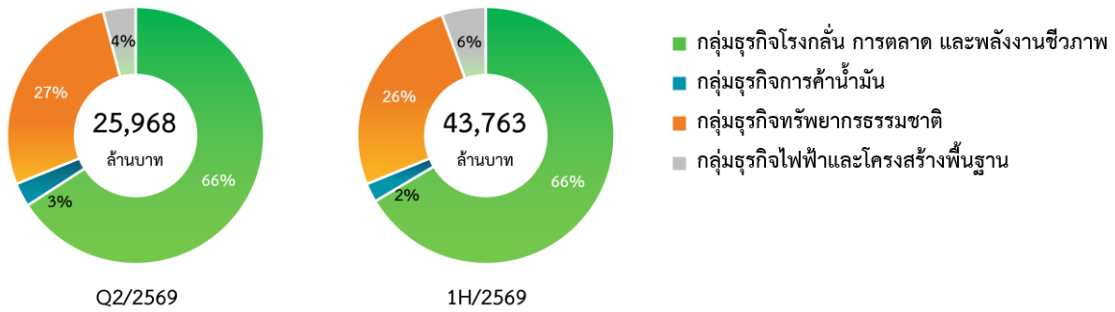
3/ ปรับปรุงการคำนวณกำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) โดยคำนวณจากกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ หักรายการพิเศษตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษีประกอบด้วย Inventory Gain (loss), กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน, รายการ (ขาดทุน) จากการซื้อขายหลักทรัพย์และ TFRS9

ข้อมูลสำคัญรายกลุ่มธุรกิจ

กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	QoQ	YoY	1H/2568	1H/2569	YoY
ธุรกิจโรงกลั่น								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	241.6	279.8	272.6	(7.3)	31.0	254.9	276.2	21.2
อัตรากำลังการผลิต (%)	82%	95%	93%			87%	94%	
ค่าการกลั่นพื้นฐาน (US\$/BBL)	4.45	18.57	18.41	(0.16)	13.97	4.20	18.49	14.28
ค่าการกลั่นรวม (US\$/BBL)	(1.52)	14.16	17.15	2.99	18.67	1.73	15.66	13.94
กำลังการผลิตเฉลี่ยของหน่วยผลิต SAF (KBD)	-	-	6.8	6.8	6.8	-	6.8	6.8
ปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ SAF (ล้านลิตร)	-	-	39	-	-	-	39	-
ธุรกิจการตลาด								
ปริมาณการจำหน่ายรวม (ล้านลิตร)	3,393	3,700	3,186	-14%	-6%	6,891	6,886	-0.1%
- ค้าปลีก	2,098	2,196	1,963	-11%	-6%	4,201	4,159	-1%
- อุตสาหกรรม	1,295	1,504	1,223	-19%	-6%	2,690	2,727	1%
ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจาก (บาท/ลิตร)	0.73	0.73	1.26	73%	73%	0.78	0.98	26%
จำนวนสถานีบริการน้ำมัน (สาขา)	2,171	2,217	2,191	(26)	20	2,171	2,191	20
ธุรกิจพลังงานชีวภาพ								
ปริมาณการจำหน่ายรวมของพลังงานชีวภาพ (ล้านลิตร)	129.9	163.6	182.8	12%	41%	283.7	346.3	22%
- ผลิตภัณฑ์เอทานอล	46.5	68.7	67.3	-2%	45%	113.2	135.9	20%
- ผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซล	83.3	94.9	115.5	22%	39%	170.5	210.4	23%
กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน								
ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์ (ล้านบาร์เรล)	25.4	27.5	33.0	20%	30%	52.7	60.5	15%
- ภายในกลุ่มบางจาก (System)	17.3	23.3	25.0	7%	45%	39.0	48.3	24%
- ภายนอกกลุ่มบางจาก (Out-Out)	8.1	4.2	8.0	90%	-1%	13.7	12.2	-11%
กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ								
ปริมาณการจำหน่าย-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	33.0	39.1	34.4	-12%	4%	36.0	36.8	2%
ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (US\$/BBL)	63.1	74.2	104.2	40%	65%	67.9	88.5	30%
ราคาขายก๊าซธรรมชาติ (US\$/BBL)	71.4	76.5	88.1	15%	23%	77.9	81.7	5%
กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน								
ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	1,661.7	1,988.7	1,641.9	-18%	-1%	3,286.5	3,630.6	10%

บทสรุปผู้บริหาร

Accounting EBITDA รายการกลุ่มธุรกิจ



สำหรับ Q2/2569 กลุ่มบริษัทบางจาก มีรายได้จากการขายและการให้บริการ 183,553 ล้านบาท (29% QoQ, 46% YoY) EBITDA 25,968 ล้านบาท (46% QoQ, >100% YoY) และมีกำไรส่วนของบริษัทใหญ่ 12,239 ล้านบาท (99% QoQ, >100% YoY) คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 8.34 บาท จากผลประกอบการที่ดีขึ้นของทั้งกลุ่มบริษัทฯ โดย EBITDA ได้รับปัจจัยสนับสนุนอย่างมีนัยสำคัญจากผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า (Oil Hedging) ที่ลดลงเหลือจำนวน 879 ล้านบาท เนื่องจากมีการกลับรายการของผลขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่ายุติธรรม (Mark-to-Market) ในไตรมาสก่อน ส่งผลให้มีรายการกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized Gain) จำนวน 4,415 ล้านบาท อีกทั้งความมุ่งมั่นของบริษัทฯ ในการต่อยอดการเติบโตในธุรกิจพลังงานแห่งอนาคต โดยหน่วยผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (Sustainable Aviation Fuel: SAF) ได้เริ่มดำเนินการผลิตเชิงพาณิชย์และส่งมอบผลิตภัณฑ์เป็นครั้งแรกในเดือนพ.ค. 69 ซึ่งสามารถเดินเครื่องที่กำลังการผลิตเฉลี่ย 6.8 KBD โดยมีปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ SAF รวม 39 ล้านลิตร นอกจากนี้ยังได้รับประโยชน์จากส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืนและน้ำมันพืชใช้แล้ว (SAF-UCO Spread) ที่อยู่ในระดับสูงจากอุปทานพลังงานที่ตึงตัวในตลาดโลก ส่งผลให้บริษัทฯ เริ่มรับรู้ EBITDA จากธุรกิจ SAF เข้ามาเป็นอีกหนึ่งปัจจัยขับเคลื่อนผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ ในไตรมาสนี้และในระยะยาวต่อไป สำหรับ **กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ** มี EBITDA เพิ่มขึ้นจาก**ธุรกิจโรงกลั่น** แม้ว่าค่าการกลั่นพื้นฐานของกลุ่มบริษัทฯ ลดลงเล็กน้อย QoQ อยู่ที่ US\$18.41/BBL เนื่องจากผลกระทบจากการปรับลดราคาน้ำมันดิบของน้ำมันดีเซลตามมาตรการภาครัฐ ประกอบกับต้นทุนการจัดหาน้ำมันดิบของกลุ่มบริษัทฯ ที่ปรับสูงขึ้น และส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเดปเบรนท์ที่อยู่ในระดับสูงกว่าน้ำมันดิบดูไบ ซึ่งลดทอนผลบวกจาก Crack Spread ของน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้นในทุกผลิตภัณฑ์ ขณะเดียวกันกำลังการผลิตเฉลี่ยลดลงมาอยู่ที่ 272.6 KBD เนื่องจากข้อจำกัดในการส่งออกน้ำมันดีเซลและน้ำมันอากาศยานตามมาตรการภาครัฐ ซึ่งส่งผลต่อการบริหารพื้นที่จัดเก็บน้ำมันและการวางแผนการผลิตของโรงกลั่นน้ำมัน ประกอบกับความต้องการบริโภคน้ำมันในประเทศที่ชะลอตัวลง อย่างไรก็ตาม ยังได้รับปัจจัยบวกจากการกลับรายการของผลขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า และการเริ่มรับรู้ EBITDA จาก SAF ตามที่กล่าวถึงข้างต้น **ธุรกิจการตลาด** มีค่าการตลาดสุทธิเพิ่มขึ้น QoQ ซึ่งช่วยชดเชยผลกระทบจากปริมาณการจำหน่ายรวมที่ลดลงจากความต้องการในการบริโภคน้ำมันที่ชะลอตัวได้ทั้งหมด ส่วน**ธุรกิจพลังงานชีวภาพ** ได้รับปัจจัยหนุนจากปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซลเพิ่มขึ้นจากการขยายมาตรการกำหนดสัดส่วนการผสมไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลที่ระดับ B7 ของภาครัฐจนถึงวันที่ 13 ก.ย. 69 ขณะที่ปริมาณการจำหน่ายเอทานอลปรับลดลงจากการหยุดซ่อมบำรุงประจำปีตามแผน **กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน** มีปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันเพิ่มขึ้น QoQ จากการฟื้นตัวของธุรกรรมภายนอกกลุ่มบางจาก (Out-Out) ภายหลังจากที่สามารถจัดหาน้ำมันดิบให้กับภายในกลุ่มได้อย่างเพียงพอ อีกทั้งรับรู้รายได้จากธุรกิจขนส่งทางเรือเพิ่มขึ้นจากการขยายตัวของปริมาณธุรกรรมและได้รับประโยชน์จากการให้บริการขนส่งตามค่าระวางเรือที่อยู่ในระดับสูง **กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีภัณฑ์** ได้รับปัจจัยหนุนจากราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลวที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง และราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นจากปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติในยุโรปอยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปี ช่วยชดเชยปริมาณการจำหน่ายที่ลดลง QoQ **กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน** รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนลดลงตามปัจจัยฤดูกาล

บทสรุปผู้บริหาร

สำหรับ 1H/2569 กลุ่มบริษัทบางจาก มีรายได้จากการขายและการให้บริการ 326,080 ล้านบาท (25% YoY) EBITDA 43,763 ล้านบาท (>100% YoY) และมีกำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 13,155 ล้านบาท (>100% YoY) ทั้งนี้ หากรวมรายการ Inventory Gain (รวม NRV) และรายการพิเศษอื่นที่เกิดขึ้นใน 1H/2569 บริษัทฯ มีกำไรส่วนของบริษัทใหญ่ 18,383 ล้านบาท (>100% YoY) คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 12.51 บาท เป็นผลจากอุปทานน้ำมันในตลาดโลกตึงตัวและผลักดันให้ราคาน้ำมันดิบปรับเพิ่มขึ้นอย่างมาก จากราคาเฉลี่ยที่ US\$72/BBL ใน 1H/2568 เป็น US\$92/BBL ในช่วง 6 เดือนแรกของปีนี้ ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ มี EBITDA เพิ่มขึ้นจากธุรกิจโรงกลั่น ที่มีกำลังการผลิตเฉลี่ยอยู่ที่ 276.2 KBD เพิ่มขึ้น 21.2 KBD YoY จากการที่โรงกลั่นศรีราชาปรับเพิ่มกำลังการผลิตในระดับสูงและไม่มีการชะลอการกลั่นเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยกลั่นตามแผนเช่นเดียวกับในช่วง 1H/2568 ประกอบกับ Crack Spread ของน้ำมันสำเร็จรูปทุกผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากภาวะอุปทานที่ตึงตัวในตลาดโลก ส่งผลให้ค่าการกลั่นพื้นฐานของกลุ่มบริษัทฯ เพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ US\$18.49/BBL อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขึ้นของ Crack Spread ส่งผลให้บริษัทฯ มีผลขาดทุนของสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า โดยเป็นผลขาดทุนที่เกิดขึ้นจริง (Realized Loss) จำนวน 8,645 ล้านบาท ซึ่งผลกระทบเกือบทั้งหมดได้รับการชดเชยจากการรับรู้ Inventory Gain (รวม NRV) ของกลุ่มบริษัทฯ จำนวน 8,300 ล้านบาท ขณะที่มีผลขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized Loss) จำนวน 3,238 ล้านบาท นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ ได้เริ่มรับรู้ EBITDA จาก SAF ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อเดือนพ.ค. 69 เข้ามาในรอบ 1H/2569 ด้วย สำหรับธุรกิจการตลาด มีค่าการตลาดสุทธิปรับตัวดีขึ้นจากการรับรู้ Inventory Gain ขณะที่ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันทรังตัวใกล้เคียงกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ธุรกิจพลังงานชีวภาพ มีปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซลและเอทานอลเพิ่มขึ้นจากมาตรการภาครัฐที่เพิ่มสัดส่วนการผสมไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซล รวมถึงการส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน มีปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันเพิ่มขึ้น โดยหลักมาจากปริมาณการซื้อขายภายในกลุ่มบางจากที่ขยายตัวตามกำลังการกลั่น ประกอบกับเริ่มรับรู้รายได้จากธุรกิจขนส่งทางเรือ กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ ได้รับแรงหนุนจากราคาขายเฉลี่ยน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นตามราคาในตลาดโลก กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในสหรัฐฯ จากค่าความพร้อมจ่าย (Capacity Revenue) ที่สูงขึ้น และส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว ภายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ใน Q3/2568

ท่ามกลางความผันผวนของราคาพลังงานโลกตั้งแต่เดือนมี.ค. 69 กลุ่มบริษัทบางจากยังคงยืนหยัดทำหน้าที่สนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศอย่างต่อเนื่องผ่านกลุ่มธุรกิจหลักที่ประสานกันอย่างไร้รอยต่อตลอดห่วงโซ่คุณค่า พร้อมทั้งมุ่งมั่นยกระดับประสิทธิภาพการดำเนินงานผ่านการผสมผสานขีดความสามารถของทั้งสองโรงกลั่น ส่งผลให้ใน 1H/2569 กลุ่มบริษัทบางจากรับรู้ผลจากความร่วมมืออย่างต่อเนื่อง (Recurring Synergy) และรับรู้ผลประโยชน์จากการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงาน (Business Improvement) รวมประมาณ 5,600 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 3,000 ล้านบาท ในช่วงเดียวกันของปีก่อน

อีกก้าวสำคัญในการต่อยอดธุรกิจค้าปลีกน้ำมันในต่างประเทศ บริษัทฯ โดยบริษัทย่อย Bangchak Hong Kong Holding Limited ได้ดำเนินการเข้าซื้อหุ้นทั้งหมดของบริษัท Chevron Hong Kong Limited เมื่อวันที่ 30 มิ.ย. 69 และได้เปลี่ยนชื่อเป็น Bangchak Hong Kong Limited (BHK) เรียบร้อยแล้ว โดยจะเริ่มรับรู้ผลการดำเนินงานจาก BHK ในช่วงครึ่งหลังของปี 2569 โดยธุรกรรมดังกล่าวครอบคลุมสถานีบริการน้ำมันจำนวน 31 แห่ง พร้อมคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือระดับมาตรฐานสากลในฮ่องกง

บทสรุปผู้บริหาร

ทั้งนี้ จากความโดดเด่นและความแข็งแกร่งในการดำเนินธุรกิจ บริษัทฯ ได้รับการจัดอันดับที่ 21 ของบริษัทชั้นนำ 500 แห่งของเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ตามการจัดอันดับของ Fortune Southeast Asia 500 ในปี 2569 อีกทั้งหลักทรัพย์ BCP ยังได้รับการคัดเลือกให้อยู่ในดัชนี SET50 สำหรับรอบการคำนวณระหว่าง 1 ก.ค. – 31 ธ.ค. 69 ตอกย้ำความเชื่อมั่นของนักลงทุนต่อศักยภาพในการเติบโตและการสร้างมูลค่าในระยะยาวของกลุ่มบริษัทบางจาก พร้อมทั้งสนับสนุนการขยายฐานผู้ลงทุนที่กว้างขึ้นทั้งในและต่างประเทศ

สรุปฐานะการเงิน ณ 30 มิ.ย. 69 กลุ่มบริษัทบางจาก มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด 27,611 ล้านบาท และมีสินทรัพย์รวม 374,755 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 75,950 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ ณ 31 ธ.ค. 68 มีหนี้สินรวม 272,149 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 57,485 ล้านบาท และส่วนผู้ถือหุ้นรวม 102,606 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 18,465 ล้านบาท โดยเป็นส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนของบริษัทใหญ่ 83,353 ล้านบาท และมีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นอยู่ที่ 1.05 เท่า

เหตุการณ์สำคัญใน Q2/2569 ถึงปัจจุบัน

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 3/2569

พฤษภาคม 2569

- 8 พ.ค. 69 บริษัทฯ ได้รับเรือขนส่งน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางถึงท่าเรือโรงกลั่นบางจากศรีราชาอย่างปลอดภัย ช่วยให้การจัดหาน้ำมันดิบและการผลิตของทั้งสองโรงกลั่นยังคงดำเนินไปตามแผน แม้จะอยู่ท่ามกลางสถานการณ์ความผันผวนของตลาดพลังงานโลก รวมถึงความเสี่ยงด้านการขนส่งน้ำมันจากวิกฤตในช่องแคบฮอร์มุซ
- 21 พ.ค. 69 หน่วยผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (Sustainable Aviation Fuel: SAF) ของบริษัทฯ ได้เริ่มส่งมอบผลิตภัณฑ์เป็นครั้งแรก โดยเป็นหน่วยผลิตแบบ Stand Alone แห่งแรกของไทย ภายในพื้นที่โรงกลั่นพระโขนง ด้วยกำลังการผลิต 7 พันบาร์เรลต่อวัน ถือเป็นก้าวสำคัญสู่ธุรกิจพลังงานสะอาดและเชื้อเพลิงการบินคาร์บอนต่ำ

มิถุนายน 2569

- 4 มิ.ย. 69 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน (BCPG) ผ่านบริษัท BCPG Formosa ได้รับโอนหุ้นร้อยละ 100 ของบริษัท Hui Yu Energy Co., Ltd. ซึ่งเป็นผู้ดำเนินการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในสาธารณรัฐจีน (ไต้หวัน) ตามเงื่อนไขการพัฒนาโครงการ
- 16 มิ.ย. 69 บริษัทฯ แจ้งสิ้นสุดโครงการซื้อหุ้นคืนเพื่อบริหารทางการเงิน (Treasury Stock) รอบแรก ตามแผนที่กำหนด ซึ่งเป็นการซื้อหุ้นคืนภายในระยะเวลา 6 เดือน ตั้งแต่วันที่ 16 ธ.ค. 68 – 15 มิ.ย. 69 โดยซื้อหุ้นคืนรวม 9,668,400 หุ้น คิดเป็นร้อยละ 0.66 ของหุ้นที่จำหน่ายแล้วทั้งหมดในปัจจุบัน หรือคิดเป็นร้อยละ 0.70 ของหุ้นที่จำหน่ายแล้วทั้งหมด ณ วันที่ 26 พ.ย. 68 มีมูลค่ารวมทั้งสิ้น 336.24 ล้านบาท
- 17 มิ.ย. 69 บริษัทฯ ได้รับเลือกจากตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยให้เป็นหุ้นที่เข้าค่านวณดัชนี SET50 (หุ้น 50 บริษัทแรกที่มีมูลค่าหลักทรัพย์ตามราคาตลาดสูงที่สุด) ในรอบครึ่งหลังของปี 2569 ซึ่งมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ก.ค. 69 – 31 ธ.ค. 69
- 30 มิ.ย. 69 บริษัทฯ โดยบริษัทย่อย Bangchak Hong Kong Holding Limited ได้ดำเนินการเข้าซื้อหุ้นทั้งหมดของบริษัท Chevron Hong Kong Limited (CHK) แล้วเสร็จ ซึ่งถือเป็นก้าวสำคัญในการขยายธุรกิจ และเสริมความแข็งแกร่งด้านการค้าและการพาณิชย์สู่ตลาดเอเชียเหนือ ตลอดจนรองรับการพัฒนาธุรกิจน้ำมันเชื้อเพลิงเรือเดินสมุทรแบบครบวงจร พร้อมทั้งได้เปลี่ยนชื่อเป็นบริษัท Bangchak Hong Kong (BHK)

เหตุการณ์สำคัญใน Q2/2569 ถึงปัจจุบัน

กรกฎาคม 2569

- 7 ก.ค. 69 ที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น (EGM) ของบริษัทย่อยในธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน BCPG มีมติอนุมัติการจำหน่ายเงินลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ 2 แห่งในสหรัฐฯ (Hamilton Liberty และ Hamilton Patriot) ซึ่งเป็นการจำหน่ายหุ้นร่วมกับผู้ถือหุ้นรายอื่นทั้งหมดภายใต้เงื่อนไขสิทธิบังคับเข้าร่วมขายหุ้น (Drag-along Rights) โดยคาดว่าจะได้รับเงินสดจากการขายประมาณ 354 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ ซึ่งจะนำไปเสริมความแข็งแกร่งด้านฐานะการเงิน และเพิ่มศักยภาพในการบริหารเงินทุนรองรับการลงทุนตามยุทธศาสตร์ในอนาคต

สิงหาคม 2569

- 4 ส.ค. 69 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจการค้าน้ำมัน BCPT ได้จัดตั้งบริษัทย่อยแห่งใหม่ Mobius Maritime Pte. Ltd. ในประเทศสิงคโปร์ ด้วยทุนจดทะเบียน 5 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ เพื่อดำเนินธุรกิจการเดินเรือและการให้เช่าเหมาลำเรือพร้อมลูกเรือ สำหรับการขนส่งสินค้าและการขนส่งทางน้ำ มีวัตถุประสงค์เพื่อสนับสนุนการดำเนินธุรกิจด้านการขนส่งทางทะเลของกลุ่มบริษัท โดยใช้เงินทุนหมุนเวียนของ BCPT และ BCPT ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 100

สถานการณ์ราคาน้ำมัน

สถานการณ์ราคาน้ำมันดิบและส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบอ้างอิง (Crack Spread)

ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ย (US\$/BBL)	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	QoQ	YoY	1H/2568	1H/2569	YoY
Dubai (DB)	66.96	87.87	95.87	8.00	28.91	71.87	91.87	20.00
Dated Brent (DTD)	67.88	81.13	103.85	22.72	35.97	71.87	92.31	20.44
DTD-DB	0.92	(6.74)	7.98	14.72	7.06	0.00	0.44	0.44
ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบอ้างอิง (US\$/BBL)								
Gasoline 95-DB	11.48	9.67	28.97	19.30	17.49	9.64	19.32	9.68
Jet/Kerosene-DB	14.23	37.55	63.40	25.85	49.17	13.72	50.48	36.76
Gasoil (10 ppm)-DB	15.81	36.59	63.38	26.79	47.57	15.05	49.98	34.93
Low Sulphur Fuel Oil-DB	6.14	(1.14)	11.36	12.50	5.22	4.38	5.11	0.73

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ย ใน Q2/2569 อยู่ที่ US\$95.87/BBL เพิ่มขึ้น US\$8.00/BBL QoQ โดยได้รับแรงหนุนจากภาวะอุปทานน้ำมันโลกที่ตึงตัว ภายหลังการส่งออกน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซหยุดชะงักจากความขัดแย้งระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน ส่งผลให้การผลิตจากประเทศอ่าวเปอร์เซียลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ประกอบกับสำนักงานพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency: IEA) ระบุว่าอุปทานน้ำมันโลกในเดือนพ.ค. ลดลงจากระดับก่อนเกิดความขัดแย้งถึง 13.6 ล้านบาร์เรลต่อวัน และปริมาณน้ำมันคงคลังทั่วโลกปรับลดลงต่อเนื่อง แม้ว่าประเทศสมาชิก IEA จะเร่งปล่อยน้ำมันจากคลังสำรองฉุกเฉินเพื่อบรรเทาผลกระทบด้านอุปทานก็ตาม อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบอ่อนตัวลงจากระดับสูงในช่วงปลายไตรมาส หลังสหรัฐฯ และอิหร่านบรรลุข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราว ส่งผลให้ตลาดคาดหวังการทยอยกลับมาเปิดช่องแคบฮอร์มุซ แม้ข้อจำกัดด้านการขนส่งและความเสียหายของโครงสร้างพื้นฐานยังคงจำกัดการฟื้นตัวของอุปทาน ส่งผลให้ราคาน้ำมันยังคงสะท้อนความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์และมีความผันผวนตลอดไตรมาส

ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเตเบรนท์กับดูไบ (DTD-DB) เฉลี่ย Q2/2569 เพิ่มขึ้น US\$14.72/BBL QoQ จากภาวะอุปทานน้ำมันโลกที่ตึงตัว ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบทั้งเตเบรนท์และดูไบปรับตัวสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ภายหลังสหรัฐฯ และอิหร่านบรรลุข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราว ความกังวลด้านอุปทานตะวันออกกลางเริ่มคลี่คลาย ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับลดลงมากกว่าเตเบรนท์ ขณะที่ความต้องการน้ำมันดิบจากภูมิภาคแอตแลนติกยังคงแข็งแกร่งจากการกระจายแหล่งจัดหาของโรงกลั่น โดยเฉพาะโรงกลั่นในเอเชียที่ลดการพึ่งพาน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางและจัดหาน้ำมันดิบจากแหล่งผลิตอื่นมากขึ้น ส่งผลให้ส่วนต่าง DTD-DB ปรับเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ US\$7.98/BBL ในไตรมาสนี้

ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับราคาน้ำมันดิบดูไบ

- **ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน 95 – ดูไบ** เฉลี่ย Q2/2569 ปรับเพิ่มขึ้น QoQ โดยได้รับแรงหนุนจากอุปทานน้ำมันเบนซินในภูมิภาคเอเชียที่ตึงตัว หลังโรงกลั่นในตะวันออกกลางและเอเชียปรับลดกำลังการผลิตจากข้อจำกัดด้านการจัดหาน้ำมันดิบ ประกอบกับจีนยังคงจำกัดการส่งออกน้ำมันเบนซินเพื่อรักษาอุปทานภายในประเทศ ส่งผลให้อุปทานน้ำมันเบนซินในภูมิภาคอยู่ในระดับต่ำ นอกจากนี้ ภายหลังความกังวลด้านอุปทานน้ำมันดิบคลี่คลาย ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับลดลงเร็วกว่าราคาน้ำมันเบนซิน เนื่องจากตลาดผลิตภัณฑ์ยังคงตึงตัวจากกำลังการผลิตและการส่งออกจากตะวันออกกลางยังไม่สามารถฟื้นตัวกลับสู่ระดับปกติได้ทันที

- **ส่วนต่างราคาน้ำมันเจ็ท/เคโรซีน – ดูไบ** เฉลี่ย Q2/2569 ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ QoQ จากความกังวลด้านอุปทานน้ำมันเจ็ททั่วโลกที่ยังอยู่ในภาวะตึงตัว โดยเฉพาะในเอเชีย อันเป็นผลจากความขัดแย้งระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านที่ส่งผลให้การขนส่งน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซอยู่ในระดับต่ำ ขณะที่ตะวันออกกลางและจีน ซึ่งเป็นแหล่งส่งออกน้ำมันเจ็ทสำคัญของโลก มีปริมาณการส่งออกลดลงเช่นเดียวกับอุปทานในฝั่ง Atlantic Basin ที่ยังคงตึงตัวจากการพึ่งพาการนำเข้าจากตะวันออกกลาง แม้แรงกดดันด้านอุปทานจะเริ่มผ่อนคลายลงจากการกลับมาส่งออกของผู้ผลิตหลักในเอเชีย

สถานการณ์ราคาน้ำมัน

- **ส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซล (10 ppm) – ดูไบ** เฉลี่ย Q2/2569 ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ QoQ โดยได้รับแรงหนุนจากภาวะอุปทานน้ำมันกลุ่ม Middle Distillates ที่ตึงตัวทั่วโลก โดยเฉพาะในเอเชีย อันเป็นผลจากความขัดแย้งระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านที่ส่งผลให้การขนส่งน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซอยู่ในระดับต่ำ ประกอบกับระดับสต็อกน้ำมันกลุ่ม Middle Distillates ทั่วโลกที่ยังอยู่ในระดับต่ำ และการลดลงของการส่งออกน้ำมันดีเซลจากรัสเซียจากผลกระทบของการโจมตีโรงกลั่นในช่วงเดือนมิ.ย. ส่งผลให้ส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซล-ดูไบทรงตัวในระดับสูง แม้แรงกดดันด้านอุปทานจะเริ่มผ่อนคลายลงจากการกลับมาส่งออกของประเทศผู้ผลิตหลักในเอเชีย
- **ส่วนต่างราคาน้ำมันเตาเกรดกำมะถันต่ำ-ดูไบ** เฉลี่ย Q2/2569 ปรับเพิ่มขึ้น QoQ จากอุปทานในภูมิภาคเอเชียที่ตึงตัวภายหลังการปิดช่องแคบฮอร์มุซซึ่งส่งผลให้วัตถุดิบสำหรับการผลิตและการผสมน้ำมันเตาเกรดกำมะถันต่ำ (LSFO) จากตะวันออกกลางลดลง ประกอบกับโรงกลั่นในภูมิภาคปรับลดกำลังการผลิต และปริมาณนำเข้า LSFO จากตลาดตะวันตกมายังสิงคโปร์ลดลง แม้ความต้องการใช้เชื้อเพลิงภาคการเดินเรือจะชะลอตัวก็ตาม นอกจากนี้ ในช่วงปลายไตรมาส ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับลดลงหลังความกังวลด้านอุปทานคลี่คลายจากการหยุดยิงชั่วคราวระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน และการกลับมาของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ขณะที่อุปทาน LSFO ยังฟื้นตัวได้ช้ากว่า ส่งผลให้ส่วนต่างราคา LSFO-DB ปรับเพิ่มขึ้น

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ



สำหรับ 1H/2569 กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพมีรายได้ 267,910 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 28% YoY และมี EBITDA 29,502 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น >100% YoY ส่วน Q2/2569 กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพมีรายได้ 144,177 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 17% QoQ และ 45% YoY และมี EBITDA 17,186 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 40% QoQ และ >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

ผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	QoQ	YoY	1H/2568	1H2569	YoY
รายได้ (ล้านบาท)	99,605	123,733	144,177	17%	45%	209,446	267,910	28%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจโรงกลั่น	99,016	129,453	152,272	18%	54%	210,792	281,725	34%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจการตลาด	97,772	108,136	123,847	15%	27%	202,768	231,983	14%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจพลังงานชีวภาพ	3,789	4,849	6,388	32%	69%	9,177	11,237	22%
รายการระหว่างกัน ^{1/}	(100,972)	(118,705)	(138,330)	-17%	-37%	(213,291)	(257,035)	-21%
EBITDA (ล้านบาท)	(855)	12,316	17,186	40%	>100%	4,175	29,502	>100%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจโรงกลั่น	(2,021)	10,245	14,029	37%	>100%	1,163	24,274	>100%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจการตลาด	1,103	1,563	2,831	81%	>100%	2,854	4,394	54%
ภายใต้การดำเนินงานของธุรกิจพลังงานชีวภาพ	150	408	794	95%	>100%	438	1,202	>100%
รายการระหว่างกัน ^{1/}	(87)	110	(468)	<-100%	<-100%	(280)	(368)	-32%
ธุรกิจโรงกลั่น								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	241.6	279.8	272.6	(7.3)	31.0	254.9	276.2	21.2
อัตรากำลังการผลิต (%)	82%	95%	93%			87%	94%	
ค่าการกลั่นพื้นฐานกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	4.45	18.57	18.41	(0.16)	13.97	4.20	18.49	14.28
- ค่าการกลั่นพื้นฐานโรงกลั่นพระโขนง	5.44	22.71	23.04	0.33	17.60	5.38	22.88	17.50
- ค่าการกลั่นพื้นฐานโรงกลั่นศรีราชา	3.43	15.39	14.79	(0.59)	11.36	3.15	15.08	11.94
Oil Hedging (US\$/BBL)	(1.22)	(13.79)	(1.09)	12.71	0.13	(0.07)	(7.40)	(7.33)
Inventory Gain/ (Loss) ^{2/} (US\$/BBL)	(4.75)	9.39	(0.17)	(9.56)	4.57	(2.41)	4.57	6.98
ค่าการกลั่นรวมกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	(1.52)	14.16	17.15	2.99	18.67	1.73	15.66	13.94
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย (THB/USD)	33.27	31.61	32.59	0.98	(0.68)	33.69	32.16	(1.54)
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (%)								
ก๊าซ LPG	4%	4%	4%	0%	0%	4%	4%	0%
แก๊สธรรมชาติ	1%	2%	2%	0%	1%	2%	2%	0%
น้ำมันเบนซิน	27%	24%	25%	0.7%	-2.0%	24%	24%	0%
น้ำมันเครื่องบิน	8%	10%	9%	-1%	1%	9%	9%	-1%
น้ำมันดีเซล	46%	43%	42%	-2%	-4%	43%	43%	0%
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	0.1%	0%	0.1%	0%	0%	0.1%	0%	0%
Unconverted Oil (UO)	2%	3%	3%	1%	1%	3%	4%	1%
น้ำมันเตา	8%	10%	11%	2%	3%	10%	10%	0%
ยางมะตอย	1%	2%	1%	-1%	0%	2%	1%	-1%
ปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมของบริษัทฯ ^{3/} (ล้านลิตร)	3,964	4,484	4,119	-8%	4%	8,188	8,602	5%
ธุรกิจการตลาด	3,393	3,700	3,186	-14%	-6%	6,891	6,885	-0.1%
บริษัทน้ำมันมาตรา 7	263	436	307	-29%	17%	586	743	27%
ส่งออก	308	348	626	80%	>100%	711	974	37%

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

ธุรกิจโรงกลั่น	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	QoQ	YoY	1H/2568	1H/2569	YoY
หน่วยผลิตเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF)								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD) ^{4/}	-	-	6.8	6.8	6.8	-	6.8	6.8
อัตราค่ากำลังการผลิต (%) ^{5/}	-	-	97%	-	-	-	97%	-
ปริมาณการจำหน่ายเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (ล้านลิตร)	-	-	39	-	-	-	39	-
ธุรกิจการตลาด								
ค่าการตลาดของกลุ่มบางจาก (บาท/ลิตร)	0.87	0.51	1.23	>100%	41%	0.85	0.85	0%
ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบางจาก ^{6/} (บาท/ลิตร)	0.73	0.73	1.26	73%	73%	0.78	0.98	26%
ปริมาณการจำหน่ายรวมของกลุ่มบางจาก (ล้านลิตร)	3,393	3,700	3,186	-14%	-6%	6,891	6,886	-0.1%
- ค่าปลีก	2,098	2,196	1,963	-11%	-6%	4,201	4,159	-1%
- อุตสาหกรรม	1,295	1,504	1,223	-19%	-6%	2,690	2,727	1%
ปริมาณการจำหน่ายตามผลิตภัณฑ์ (ล้านลิตร)	3,393	3,700	3,186	-14%	-6%	6,891	6,886	-0.1%
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	156	160	160	0%	3%	321	321	0%
แก๊สโซลีน	925	935	878	-6%	-5%	1,820	1,814	-0.3%
น้ำมันเครื่องบิน	312	406	308	-24%	-1%	717	714	-0.4%
น้ำมันดีเซล	1,792	1,890	1,625	-14%	-9%	3,600	3,515	-2%
น้ำมันเตา และอื่นๆ	208	308	213	-31%	2%	433	522	21%
หน่วย: จำนวนสาขา								
สถานีบริการน้ำมัน	2,171	2,217	2,191	(26)	20	2,171	2,191	20
สถานีอัดประจุไฟฟ้า (EV Chargers)	464	592	617	25	153	464	617	153
ร้านกาแฟ (Inthanin)	1,080	1,187	1,207	20	127	1,080	1,207	127
ธุรกิจพลังงานชีวภาพ								
กำไรขั้นต้น	47	410	631	54%	>100%	326	1,040	>100%
ปริมาณการจำหน่าย (ล้านลิตร)	129.9	163.6	182.8	12%	41%	283.7	346.3	22%
ผลิตภัณฑ์เอทานอล	46.5	68.7	67.3	-2%	45%	113.2	135.9	20%
ผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซล	83.3	94.9	115.5	22%	39%	170.5	210.4	23%

หมายเหตุ: 1/ ปรับปรุงรายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ สะท้อนถึงรายการระหว่างธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ

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

3/ ปริมาณการจำหน่ายไม่รวมการแลกเปลี่ยนน้ำมันกับบริษัทน้ำมันมาตรา 7 และการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบ

4/ กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD) จำนวนเฉพาะวันที่มีการผลิตใน Q2/2569

5/ อัตราค่ากำลังการผลิตของ SAF (%) จำนวนจากกำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD) เทียบกับกำลังการผลิตเต็มที่ 7 KBD

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

ธุรกิจโรงกลั่น

สำหรับ 1H/2569 ธุรกิจโรงกลั่น มีรายได้ 281,725 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 34% YoY และมี EBITDA 24,274 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% YoY

(+) ค่าการกลั่นพื้นฐานภายหลังปรับผลกระทบจากการปรับลดราคาหน้าโรงกลั่นตามมาตรการภาครัฐอยู่ที่ US\$18.49/BBL โดยได้รับแรงหนุนจาก Crack Spread ที่ปรับเพิ่มขึ้นในทุกผลิตภัณฑ์ สะท้อนภาวะอุปทานที่ตึงตัวจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง รวมถึงการปรับลดกำลังการผลิต และการหยุดซ่อมบำรุงของโรงกลั่นหลายแห่งในเอเชีย ประกอบกับสต็อกน้ำมันสำเร็จรูปทั่วโลกที่อยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปี

(+) กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นบางจากมีกำลังการผลิตเฉลี่ย 276.2 KBD เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ 21.2 KBD เมื่อเทียบกับ 254.9 KBD ใน 1H/2568 ที่โรงกลั่นศรีราชามีการชะลอการกลั่นเป็นเวลา 28 วัน เพื่อปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพหน่วยกลั่นตามแผน

EBITDA +>100% YoY

- (+) รับรู้ Inventory Gain (รวม NRV) ที่ US\$4.57/BBL (เทียบกับ 7,340 ล้านบาท) เนื่องจากราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้น 28% YoY จากข้อจำกัดด้านอุปทานน้ำมันดิบในตลาดโลก ขณะที่ 1H/2568 รับรู้ Inventory Loss (รวม NRV) ที่ US\$2.41/BBL (เทียบกับ 3,750 ล้านบาท)
- (+) รับรู้ EBITDA จากหน่วยผลิตเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) จำนวน 1,000 ล้านบาท ภายหลังการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนพ.ค. 69 โดยมีกำลังการผลิตเฉลี่ยอยู่ที่ 6.8 KBD และมีปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ SAF จำนวน 39 ล้านลิตร โดยมีปัจจัยหนุนจากส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืนและน้ำมันพีซีแอล (SAF-UCO Spread) ที่อยู่ในระดับสูงจากอุปทานพลังงานที่ตึงตัวในตลาดโลก
- (-) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า (รวมการวัดมูลค่ายุติธรรมตามมาตรฐานบัญชี) อยู่ที่ US\$7.40/BBL (เทียบกับ 11,882 ล้านบาท) เนื่องจาก Crack Spread ที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากการตั้งตัวของอุปทานเทียบกับ 1H/2568 ที่รับรู้ผลขาดทุนที่ US\$0.07/BBL (เทียบกับ 103 ล้านบาท)

สำหรับ Q2/2569 ธุรกิจโรงกลั่น มีรายได้ 152,272 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 18% QoQ และ 54% YoY และมี EBITDA 14,029 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 37% QoQ และ >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +37% QoQ

EBITDA +>100% YoY

- | | |
|---|---|
| <p>(+) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า (รวมการวัดมูลค่ายุติธรรมตามมาตรฐานบัญชี) US\$1.09/BBL (เทียบกับ 879 ล้านบาท) ลดลงอย่างมีนัยสำคัญจาก Q1/2569 ที่รับรู้ผลขาดทุนอยู่ที่ US\$13.79/BBL (เทียบกับ 11,003 ล้านบาท) เนื่องจากการกลับรายการของผลขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่ายุติธรรม (Mark-to-Market) ในไตรมาสก่อน ส่งผลให้มีรายการกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized Gain) จำนวน 4,415 ล้านบาท</p> <p>(+) รับรู้ EBITDA จำนวน 1,000 ล้านบาท จากการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหน่วยผลิตเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF)</p> <p>(-) ค่าการกลั่นพื้นฐานอยู่ที่ US\$18.41/BBL ลดลงเล็กน้อยจาก US\$18.57/BBL ใน Q1/2569 เนื่องจากผลกระทบของการปรับลดราคารับซื้อโรงกลั่นตามมาตรการภาครัฐ ประกอบกับต้นทุนการจัดหาน้ำมันดิบของกลุ่มบริษัทฯ ที่สูงขึ้น และส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเดทเบรนท์ที่อยู่ในระดับสูงกว่าน้ำมันดิบดูไบ ซึ่งลดทอนผลบวกจาก Crack Spread ของน้ำมันสำเร็จรูปปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในทุกผลิตภัณฑ์</p> | <p>(+) ค่าการกลั่นพื้นฐานปรับเพิ่มขึ้นจำนวน US\$13.97/BBL เนื่องจากการปรับเพิ่มขึ้นของ Crack Spread ในทุกผลิตภัณฑ์เมื่อเทียบกับค่าการกลั่นที่ US\$4.45/BBL ใน Q2/2568</p> <p>(+) กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นบางจากมีกำลังการผลิตเฉลี่ยเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ 31.0 KBD จาก 241.6 KBD ใน Q2/2568 ซึ่งโรงกลั่นศรีราชามีการชะลอการกลั่นเพื่อปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพหน่วยกลั่นตามแผน</p> <p>(+) รับรู้ Inventory Loss ในไตรมาสนี้ลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/2568 ที่รับรู้ Inventory Loss (รวม NRV) US\$4.75/BBL (เทียบกับ 3,472 ล้านบาท)</p> <p>(+) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า (รวมการวัดมูลค่ายุติธรรมตามมาตรฐานบัญชี) ลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับ Q2/2568 ที่รับรู้ผลขาดทุน US\$1.22/BBL (เทียบกับ 891 ล้านบาท)</p> |
|---|---|

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

EBITDA +37% QoQ	EBITDA +>100% YoY
(-) กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นบางจากมีกำลังการผลิตเฉลี่ยอยู่ที่ 272.6 KBD ลดลง 7.3 KBD เนื่องจากข้อจำกัดการส่งออกน้ำมันดีเซล และน้ำมันอากาศยานตามมาตรการภาครัฐ ส่งผลกระทบต่อการบริหารพื้นที่จัดเก็บน้ำมันและแผนการผลิตของโรงกลั่น (-) รับรู้ Inventory Loss (รวม NRV) ลดลงอย่างมีนัยสำคัญอยู่ที่ US\$0.17/BBL (เทียบเท่า 141 ล้านบาท) เนื่องจากราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวลงในช่วงปลายเดือนมิ.ย. 69 ภายหลังการเจรจา ระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน ซึ่งช่วยผ่อนคลายความกังวลด้านอุปทานเป็นการชั่วคราว แม้ราคาน้ำมันดิบโดยเฉลี่ยในไตรมาสจะยังอยู่ในระดับสูง ขณะที่ Q1/2569 รับรู้ Inventory Gain (รวม NRV) US\$9.39/BBL (เทียบเท่า 7,480 ล้านบาท)	

ธุรกิจการตลาด

สำหรับ 1H/2569 ธุรกิจการตลาด มีรายได้ 231,983 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 14% YoY และมี EBITDA 4,394 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 54% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +54% YoY
(+) ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจากเพิ่มขึ้น 26% มาอยู่ที่ 0.98 บาท/ลิตร โดยมีปัจจัยสนับสนุนหลักจากการรับรู้ Inventory Gain ส่วนทางกับการรับรู้ Inventory Loss ใน 1H/2568 อย่างไรก็ตาม หากไม่รวมผลกระทบดังกล่าว ค่าการตลาดโดยรวมทรงตัว แม้ตลาดค่าปลีกจะได้รับผลกระทบจากมาตรการตรึงราคาน้ำมันในช่วงปลาย Q1/2569 แต่ได้รับแรงหนุนจากอัตราค่าไถ่ที่ดินของผลิตภัณฑ์มูลค่าสูง โดยเฉพาะน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับเรือเดินสมุทรและยางมะตอย ช่วยชดเชยแรงกดดันดังกล่าว (0) ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันรวมทรงตัวเมื่อเทียบกับ 1H/2568 แม้ปริมาณการจำหน่ายผ่านสถานีบริการจะชะลอตัวเล็กน้อยจากราคาน้ำมันที่อยู่ในระดับสูง ซึ่งส่งผลต่อความต้องการใช้น้ำมันของผู้บริโภค อย่างไรก็ตาม ปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์มูลค่าสูงได้แก่ น้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับเรือเดินสมุทรและยางมะตอยที่เติบโตอย่างต่อเนื่องสามารถชดเชยผลกระทบดังกล่าวได้เกือบทั้งหมด

สำหรับ Q2/2569 ธุรกิจการตลาด มีรายได้ 123,847 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 15% QoQ และ 27% YoY และมี EBITDA 2,831 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 81% QoQ และ >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +81% QoQ	EBITDA +>100% YoY
(+) ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจากฟื้นตัวมาอยู่ที่ 1.26 บาท/ลิตร จากการสิ้นสุดมาตรการตรึงราคาน้ำมันและการทยอยปรับราคาจำหน่ายให้สอดคล้องกับสภาวะตลาดโลก ส่งผลให้ราคาขายปลีกหน้าสถานีบริการสามารถสะท้อนต้นทุนน้ำมันสำเร็จรูปได้	(+) ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจากฟื้นตัว โดยหลักจากการรับรู้ Inventory Gain ซึ่งส่วนทางกับการรับรู้ Inventory Loss ใน Q2/2568 ประกอบกับการปรับราคาหน้าสถานีบริการที่สอดคล้องกับสภาวะตลาดได้อย่างเหมาะสม

EBITDA +81% QoQ	EBITDA +>100% YoY
ดีขึ้น แม้น้ำมันดิบที่ป้อนจาก Inventory Gain จะลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน (-) ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันรวมของกลุ่มบริษัทบางจากปรับลดลง 14% มาอยู่ที่ 3,186 ล้านลิตร จากความต้องการใช้น้ำมันที่ชะลอตัวในทุกกลุ่มผลิตภัณฑ์ โดยเฉพาะน้ำมันดีเซล จากปริมาณซื้อสะสมล่วงหน้าในเดือน มี.ค. 69 และความต้องการใช้ที่ชะลอตัวจากราคาน้ำมันที่อยู่ในระดับสูง ขณะที่ตลาดอุตสาหกรรมเผชิญการแข่งขันที่รุนแรงจากการเร่งระบายสต็อกของผู้ประกอบการ รวมทั้งปริมาณการจำหน่ายน้ำมันเครื่องบินที่ลดลงตามปัจจัยฤดูกาล และความต้องการเดินทางที่ชะลอตัวจากภาวะค่าใช้จ่ายด้านพลังงานที่เพิ่มขึ้น	(-) ปริมาณการจำหน่ายรวมลดลง 6% จากความต้องการในการบริโภคที่ชะลอตัวทั้งในตลาดค้าปลีกและตลาดอุตสาหกรรม ภายใต้สถานการณ์ราคาน้ำมันที่อยู่ในระดับสูงเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ซึ่งส่งผลต่อการบริโภคและกิจกรรมทางเศรษฐกิจ

บางจากฯ มุ่งมั่นในการส่งมอบผลิตภัณฑ์น้ำมันที่มีคุณภาพระดับมาตรฐานสากล ควบคู่กับการพัฒนาธุรกิจ Retail Experience ด้วยความใส่ใจในทุกรายละเอียดและการบริการที่เป็นเลิศ เพื่อยกระดับความประทับใจและสร้างความพึงพอใจสูงสุดให้แก่ลูกค้า ภายใต้แนวคิด **“Greenovative Destination for Intergeneration”** โดยมุ่งเน้นในการนำเสนอสินค้าและผลิตภัณฑ์ที่มีความหลากหลาย เพื่อให้สถานีบริการน้ำมันบางจากเป็นจุดหมายปลายทางที่ตอบโจทย์ความต้องการของผู้ใช้บริการทุกช่วงวัย โดย ณ สิ้นไตรมาส 2/2569 กลุ่มบริษัทบางจากมีสถานีบริการรวม 2,191 สถานี จุดชาร์จ EV กว่า 617 สถานี มีส่วนแบ่งทางการตลาดผ่านสถานีบริการที่ระดับ 27.9% และยังคงมุ่งนำเสนอผลิตภัณฑ์คุณภาพสูงทั้ง Premium Gasohol 98+ และ Premium Diesel ผ่านการขยาย Network Coverage ให้ครอบคลุมมากขึ้น โดยมีส่วนแบ่งการตลาดในตลาดน้ำมันพรีเมียม 16.1% นอกจากนี้ บางจากฯ ได้ขยายจุดจำหน่ายน้ำมันดีเซล B20 เพื่อรองรับความต้องการของภาคขนส่ง ภาคเกษตรและอุตสาหกรรม ผ่านเครือข่ายสถานีบริการกว่า 434 สถานี



เป็นการสนับสนุนนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทางเลือกของรัฐบาล ขณะที่ธุรกิจ Retail Experience บางจากฯ มีเป้าหมายในการเพิ่ม EBITDA จากการขยายตัวของร้านกาแฟอินทนิล ซึ่ง ณ ปัจจุบันมี 1,207 สาขา ทั้งในและนอกสถานีบริการน้ำมันบางจากทั่วประเทศ และได้มีการเพิ่มความหลากหลายของบริการ เพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าอย่างต่อเนื่อง ทั้งการเพิ่มร้านค้าสะดวกซื้อร้านค้าพันธมิตรที่มีศักยภาพในสถานีบริการบางจาก เพื่อรองรับทุกไลฟ์สไตล์ได้อย่างลงตัว

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

ธุรกิจพลังงานชีวภาพ

สำหรับ 1H/2569 ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายเอทานอล มีกำไรขั้นต้นปรับเพิ่มขึ้น 22% YoY และมี EBITDA 1,202 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% YoY

(+) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายเอทานอล มีกำไรขั้นต้นปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จากทั้งปริมาณการจำหน่ายและราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวดีขึ้น ควบคู่กับการบริหารประสิทธิภาพการผลิตและต้นทุนวัตถุดิบอย่างต่อเนื่อง แม้ต้นทุนพลังงานและต้นทุนการผลิตยังอยู่ในระดับสูง โดยให้ความสำคัญกับการเพิ่มประสิทธิภาพกระบวนการผลิต การบริหารการใช้พลังงาน และการควบคุมต้นทุนอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อบรรเทาผลกระทบจากต้นทุนการผลิตและรักษาความสามารถในการทำกำไรของธุรกิจ

(+) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายไบโอดีเซล (B100) มีกำไรขั้นต้นเติบโตสอดคล้องกับปริมาณการจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 23% โดยได้รับแรงหนุนจากการปรับเพิ่มสัดส่วนการผสมไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลหมุนเร็วจาก B5 เป็น B7 ตามมาตรการภาครัฐ ซึ่งมีผลตั้งแต่วันที่ 14 มี.ค. - 13 ก.ย. 69 ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์พลอยได้ (กลีเซอริน) ที่ปรับตัวสูงขึ้นตามทิศทางราคาตลาดโลก

สำหรับ Q2/2569 ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายเอทานอล มีรายได้ 6,388 ล้านบาท เติบโต 32% QoQ และ 69% YoY และมี EBITDA 794 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 95% QoQ และ >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +95% QoQ

(+) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายไบโอดีเซล (B100) มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น จากปริมาณการจำหน่ายและราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวดีขึ้น โดยได้รับแรงหนุนจากการคงสัดส่วนผสมน้ำมันดีเซลพื้นฐานเป็น B7 ตลอดทั้งไตรมาส ขณะที่บริษัทฯ ยังคงมุ่งเน้นการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและบริหารต้นทุนอย่างต่อเนื่อง เพื่อบรรเทาผลกระทบจากต้นทุนพลังงานและเคมีภัณฑ์ที่ยังอยู่ในระดับสูง

(+) เริ่มรับรู้ส่วนแบ่งกำไรตั้งแต่เดือน พ.ค. 69 จากการดำเนินการผลิตและจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) จากการถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 20 ในบริษัท บีเอสจีเอฟ จำกัด (BSGF)

(-) ธุรกิจผลิตและจำหน่ายเอทานอล มีรายได้และกำไรขั้นต้นปรับลดลง จากต้นทุนวัตถุดิบที่ปรับตัวสูงขึ้นและส่งผลกระทบต่อต้นทุนต่างกำไร ประกอบกับปริมาณการจำหน่ายที่อ่อนตัวลงเล็กน้อย ตามแผนการหยุดซ่อมบำรุงประจำปี ส่งผลให้ผลการดำเนินงานในไตรมาสนี้ปรับลดลง

EBITDA +>100% YoY

(+) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายไบโอดีเซล (B100) มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากปริมาณการจำหน่ายที่ขยายตัว ภายหลังการปรับเพิ่มสัดส่วนผสมน้ำมันดีเซลพื้นฐานเป็น B7 ตามที่กล่าวไปข้างต้น ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้น รวมถึงได้รับแรงหนุนจากผลิตภัณฑ์พลอยได้ ซึ่งทั้งปริมาณจำหน่ายและราคาตลาดโลกสูงกว่า Q2/2568

(+) ธุรกิจผลิตและจำหน่ายเอทานอล มีกำไรขั้นต้นปรับเพิ่มขึ้น จากปริมาณการจำหน่ายเอทานอลที่ขยายตัว ควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตและการบริหารต้นทุนวัตถุดิบอย่างต่อเนื่อง

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน



ผลการดำเนินงานของธุรกิจการค้าน้ำมัน	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	QoQ	YoY	1H/2568	1H/2569	YoY
รายได้ (ล้านบาท) ^{1/}	61,840	66,380	129,205	95%	>100%	136,935	195,585	43%
EBITDA (ล้านบาท)	194	266	784	>100%	>100%	394	1,050	>100%
ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวม (ล้านบาร์เรล)	25.4	27.5	33.0	20%	30%	52.7	60.5	15%
- ภายในกลุ่มบางจาก (System)	17.3	23.3	25.0	7%	45%	39.0	48.3	24%
- ภายนอกกลุ่มบางจาก (Out-Out)	8.1	4.2	8.0	90%	-1%	13.7	12.2	-11%

สำหรับ 1H/2569 กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน มีรายได้ 195,585 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 43% YoY และมี EBITDA 1,050 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% YoY

- (+) ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมเพิ่มขึ้น 15% จากการขยายตัวของปริมาณการซื้อขายภายในกลุ่มบางจาก (System) เพื่อรองรับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นของธุรกิจโรงกลั่น ประกอบกับการเริ่มดำเนินการผลิตและจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) ส่งผลให้ปริมาณการซื้อขายโดยรวมเติบโตขึ้น และเป็นปัจจัยสนับสนุนการเพิ่มขึ้นของรายได้และอัตรากำไรของกลุ่มธุรกิจ
- (+) รับรู้รายได้จากธุรกิจขนส่งทางเรือจากการเช่าเหมาแบบมีกำหนดระยะเวลา (Time Charter) ซึ่งเริ่มดำเนินการใน Q4/2568 โดยมีรายได้และผลการดำเนินงานขยายตัวต่อเนื่อง จากการบริหารที่มีประสิทธิภาพและความต้องการใช้เรือที่เพิ่มขึ้น
- (+) รับรู้กำไรจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้าเพิ่มขึ้นใน 1H/2569 เทียบกับ 1H/2568

สำหรับ Q2/2569 กลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน มีรายได้ 129,205 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 95% QoQ และ >100% YoY และมี EBITDA 784 ล้านบาท เติบโต >100% QoQ และ >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% QoQ

- (+) ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมขยายตัว 20% โดยมีปัจจัยหลักจากการฟื้นตัวของธุรกรรมนอกกลุ่มบางจาก (Out-Out) ตามความต้องการซื้อน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ปริมาณการซื้อขายภายในกลุ่มบางจาก (System) ยังขยายตัวต่อเนื่อง โดยกลุ่มธุรกิจยังคงให้ความสำคัญกับการจัดหาน้ำมันดิบเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านอุปทานและรองรับความต้องการใช้ภายในกลุ่ม
- (+) อัตรากำไรปรับเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า โดยได้แรงหนุนจากการฟื้นตัวของปริมาณการซื้อขายแบบ Out-Out ซึ่งมีอัตรากำไร

EBITDA +>100% YoY

- (+) ปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมเพิ่มขึ้นจากปริมาณซื้อขายภายในกลุ่มบางจาก (System) ที่เติบโต 45% สอดคล้องกับกำลังการผลิตของธุรกิจโรงกลั่นที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/2568 ซึ่งโรงกลั่นศรีราชาได้มีการชะลอการกลั่นเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพหน่วยกลั่นตามแผน
- (+) รับรู้รายได้จากธุรกิจขนส่งทางเรือจากการให้บริการต่อเนื่องภายหลังเริ่มดำเนินการใน Q4/2568

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

EBITDA +>100% QoQ	EBITDA +>100% YoY
กำไรสูง ส่งผลให้โครงสร้างรายได้โดยรวมมีสัดส่วนของธุรกรรมที่ให้ผลตอบแทนสูงเพิ่มขึ้น (+) ธุรกิจขนส่งทางเรือมีรายได้ปรับเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน จากการขยายตัวของธุรกรรม Time Charter ควบคู่กับการใช้ประโยชน์จากโอกาสในตลาด Spot Charter ซึ่งได้รับแรงหนุนจากค่าระวางเรือที่อยู่ในระดับสูง ส่งผลให้ประสิทธิภาพการบริหารโดยรวมของธุรกิจปรับตัวดีขึ้น (+) รับรู้กำไรจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้าเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า	(+) รับรู้ผลกำไรจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้าเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/2568

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ



ผลการดำเนินงานของธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ (ล้านบาท)	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	QoQ	YoY	1H/2568	1H/2569	YoY
รายได้	6,491	8,337	10,172	22%	57%	15,538	18,509	19%
EBITDA	3,503	4,308	7,062	64%	>100%	10,128	11,370	12%
ผลการดำเนินงาน - OKEA								
รายได้จากการขายน้ำมันดิบและก๊าซ	6,491	8,337	10,172	22%	57%	15,538	18,509	19%
EBITDA	3,485	4,337	7,052	63%	>100%	10,033	11,389	14%
ปริมาณการผลิต-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	31.71	34.87	26.98	-23%	-15%	32.96	30.91	-6%
ปริมาณการจำหน่าย-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	32.98	39.14	34.41	-12%	4%	36.01	36.76	2%
ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (US\$/BBL)	63.10	74.20	104.16	40%	65%	67.92	88.50	30%
ราคาขายก๊าซธรรมชาติ (US\$/BBL)	71.40	76.50	88.07	15%	23%	77.86	81.73	5%

สำหรับ 1H/2569 กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีรายได้ 18,509 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 19% YoY และมี EBITDA 11,370 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 12% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +12% YoY

(+) ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลวปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญที่ 30% ตามราคาในตลาดโลกจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง อีกทั้งราคาขายก๊าซธรรมชาติปรับเพิ่มขึ้น 5% จากปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติยุโรปอยู่ในระดับต่ำเมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปี

(+) ปริมาณการจำหน่ายปรับเพิ่มขึ้น 2% จากการจำหน่ายมากกว่าการผลิตตามสัญญา (Overlift) โดยหลักจากแหล่งผลิต Ivar Aasen และ Gjød & Nova ขณะที่ปริมาณการผลิตปรับลดลง 6% จากการซ่อมบำรุงตามแผนของแหล่งผลิต Brage, Statfjord และ Ivar Aasen ในช่วงเดือนพ.ค.-มิ.ย. 69 โดยการเริ่มผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติของหลุมผลิต Talisker East ในพื้นที่แหล่งผลิต Brage ตั้งแต่เดือนม.ค. 69 สามารถชดเชยผลกระทบได้บางส่วน

(-) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรวม 504 ล้านบาท (คิดเป็น 179 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ หลักกักภาษี) โดยหลักจากการรับรู้ผลขาดทุนที่เกิดขึ้นจริง (Realized Hedging Loss) เนื่องจากราคาน้ำมันปรับเพิ่มสูงกว่าราคาตามสัญญาซื้อขายล่วงหน้าที่เราประกันไว้ ขณะที่ช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้ามีกำไรจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ

สำหรับ Q2/2569 กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีรายได้ 10,172 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้นมากกว่า 22% QoQ และ 57% YoY และมี EBITDA 7,062 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 64% QoQ และมากกว่า 100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +64% QoQ

(+) ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Price) ปรับเพิ่มขึ้น 40% ตามราคาในตลาดโลกจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ขณะที่ราคาขายก๊าซธรรมชาติ

EBITDA +>100% YoY

(+) ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Price) และราคาขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Price) ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

EBITDA +64% QoQ	EBITDA +>100% YoY
(Gas Price) ปรับเพิ่มขึ้น 15% จากปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติในยุโรปอยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปี (+) รับรู้กำไรจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ รวม 432 ล้านบาท (คิดเป็น 154 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ หลักหักภาษี) โดยหลักเป็นกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized Hedging Gain) เนื่องจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่ปรับลดลงช่วงสิ้นไตรมาส ขณะที่ใน Q1/2569 มีผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ (-) ปริมาณการผลิตปรับลดลง 23% จากการซ่อมบำรุงตามแผนของแหล่งผลิต Brage, Statfjord และ Ivar Aasen ขณะที่ปริมาณการจำหน่ายปรับลดลงเพียง 12% เนื่องจากมีการจำหน่ายมากกว่ากำลังการผลิตตามสัญญา (Overlift) โดยหลักในแหล่งผลิต Ivar Aasen ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบจากการปิดซ่อมบำรุงได้บางส่วน	ที่ 65% และ 23% ตามลำดับ จากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ส่งผลต่อการลดลงของอุปทานในตลาดโลก (+) ปริมาณการจำหน่ายปรับเพิ่มขึ้น 4% จากการจำหน่ายมากกว่าการผลิตตามสัญญา (Overlift) ของแหล่งผลิต Ivar Aasen (+) รับรู้กำไรจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติล่วงหน้าที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงเพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้า จากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่ผันผวนตามสถานการณ์ตลาดโลก และปรับลดลงช่วงสิ้น Q2/2569 (-) ปริมาณการผลิตปรับลดลง 15% จากการซ่อมบำรุงตามแผนของแหล่งผลิต Brage, Statfjord และ Ivar Aasen ประกอบกับปริมาณการผลิตที่ลดลงตามธรรมชาติ

ทั้งนี้ ใน Q2/2569 OKEA มีบันทึกรายการขาดทุนจากการด้อยค่า โดยหลักจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้า (Forward Price) ที่ปรับลดลงในช่วงสิ้นไตรมาส จากรายการด้อยค่าสินทรัพย์ที่สามารถหักเป็นค่าใช้จ่ายทางภาษีได้ในแหล่ง Statfjord จำนวนเงิน 279 ล้านบาท และรายการด้อยค่าความนิยม (Technical Goodwill) ที่ไม่สามารถหักเป็นค่าใช้จ่ายทางภาษีได้ในแหล่ง Draugen จำนวนเงิน 271 ล้านบาท เมื่อดำเนินการตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ หลักหักภาษี คิดเป็นจำนวนเงินรวม 550 ล้านบาท

สำหรับประมาณการณ์การผลิตในปี 2569 OKEA ได้ปรับประมาณการเป็น 29-32 kboepd (จากเดิม 31-35 kboepd) โดยหลักจากหลุม Gam West South ที่แหล่งผลิต Draugen ปรับแผนการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์จาก Q2/2569 เป็น Q3/2569 อย่างไรก็ตาม ประมาณการณ์การผลิตในปี 2570 มีการปรับเพิ่มขึ้นเป็น 39-43 kboepd (จากเดิม 37-41 kboepd) โดยหลักจากหลุม Talisker West ในแหล่งผลิต Brage ที่ปรับประมาณการณ์การผลิตเพิ่มขึ้นเป็น 23-44 mmmboe (จากเดิม 16-33 mmmboe) โดยคาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ใน 2H/2570

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน



ผลการดำเนินงานของธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐาน (ล้านบาท)	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	QoQ	YoY	1H/2568	1H/2569	YoY
รายได้จากการขายและการให้บริการ	780	1,098	807	-26%	3%	1,511	1,905	26%
EBITDA (รวมส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุน)	978	1,396	1,065	-23%	9%	1,881	2,462	31%
- ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุน	322	848	556	-34%	73%	766	1,404	83%
กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทย่อย ^{1/})								
พลังงานแสงอาทิตย์-ประเทศไทย	186.4	206.0	206.0	0%	11%	186.4	206.0	11%
พลังงานลม-ประเทศไทย	9.0	9.0	9.0	0%	0%	9.0	9.0	0%
พลังงานน้ำ-สปป. ลาว	114.0	114.0	114.0	0%	0%	114.0	114.0	0%
พลังงานลม-สปป. ลาว	-	289.5	289.5	0%	N/A	-	289.5	N/A
พลังงานลม-ประเทศฟิลิปปินส์ ^{2/}	17.1	-	-	-	-	17.1	-	-100%
พลังงานก๊าซธรรมชาติ - ประเทศสหรัฐอเมริกา	857.2	857.2	857.2	0%	0%	857.2	857.2	0%
รวม	1,183.7	1,475.8	1,475.8	0%	25%	1,183.7	1,475.8	25%
ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง)								
พลังงานแสงอาทิตย์- ประเทศไทย	81.2	90.6	90.3	-0.3%	11%	169.5	180.8	7%
พลังงานลม - ประเทศไทย	2.5	3.4	2.4	-29%	-4%	6.5	5.8	-11%
พลังงานน้ำ - สปป.ลาว	96.2	72.0	104.7	45%	9%	153.8	176.7	15%
พลังงานลม - สปป.ลาว	-	252.4	105.7	-58%	N/A	-	358.0	N/A
พลังงานลม-ประเทศฟิลิปปินส์ ^{2/}	8.7	-	-	N/A	-100%	27.0	-	-100%
พลังงานก๊าซธรรมชาติ - ประเทศสหรัฐอเมริกา	1,473.2	1,570.4	1,338.9	-15%	-9%	2,929.7	2,909.3	-1%
รวม	1,661.7	1,988.7	1,641.9	-18%	-1%	3,286.5	3,630.6	10%
ปริมาณการใช้ถ่านหินและการใช้เชื้อเพลิง (ล้านลิตร)								
ปริมาณการใช้ถ่านหิน	716.5	716.5	677.9	-5%	-5%	703.4	697.2	-1%
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง	336.5	304.6	343.8	13%	2%	322.8	324.2	0.4%

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

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

สำหรับ 1H/2569 กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานมีรายได้ 1,905 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 26% YoY และมี EBITDA 2,462 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 31% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

EBITDA +31% YoY

- (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำใน สปป. ลาว มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 15% จากปริมาณน้ำสะสมที่สูงกว่าปีก่อนหน้า และในช่วง Q2/2568 มีการหยุดดำเนินการชั่วคราวเพื่อปรับปรุงอุปกรณ์ระยะสั้น
- (+) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 1,404 ล้านบาท เติบโตจากปีก่อนหน้าอย่างมีนัยสำคัญ โดยมีรายละเอียดดังนี้
 - (+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในประเทศสหรัฐฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 1,294 ล้านบาท จากการรับรู้ค่าความพร้อมจ่าย (Capacity Revenue) ที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจาก \$29/MW-day เป็น \$270/MW-day ในเดือนม.ค.-พ.ค. 69 และ \$270/MW-day เป็น \$329/MW-day ตั้งแต่เดือนมิ.ย. 69
 - (+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 110 ล้านบาท จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มรูปแบบในเดือนส.ค. 68 ด้วยกำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งโครงการ 600 เมกะวัตต์ (คิดเป็นกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนที่ 290 เมกะวัตต์)
 - (-) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์ หยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากแผนการจำหน่ายเงินลงทุนตั้งแต่เดือน มิ.ย. 68 ขณะที่การดำเนินงานของธุรกิจโรงไฟฟ้าในประเทศสหรัฐฯ และสปป. ลาว สามารถชดเชยส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนที่ลดลงได้ทั้งหมด
- (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเทศไทยมีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 7% จากกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากการรับรู้เต็มไตรมาสของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาที่รับโอนหุ้นจาก บริษัท สแกน เพาเวอร์ จำกัด เมื่อวันที่ 23 มี.ค. 69 ขนาดกำลังการผลิต 17.5 เมกะวัตต์ ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบจากค่า Ft ที่ลดลงจากปีก่อนหน้าได้บางส่วน
- (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง 11% จากความเร็วลมที่ลดลง

สำหรับ Q2/2569 กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานมีรายได้ 807 ล้านบาท ปรับลดลง 26% QoQ แต่เพิ่มขึ้น 3% YoY และมี EBITDA 1,065 ล้านบาท ปรับลดลง 23% QoQ แต่เพิ่มขึ้น 9% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลการดำเนินงานดังนี้

EBITDA -23% QoQ

- (-) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 556 ล้านบาท ลดลงจากไตรมาสก่อน โดยมีรายละเอียดดังนี้
 - (-) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว รับรู้ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 96 ล้านบาท จากปัจจัยตามฤดูกาล
 - (+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในสหรัฐฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 653 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น เนื่องจากปริมาณการจำหน่ายของโรงไฟฟ้า SFE และ CCE ที่เพิ่มขึ้น ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบจากปัจจัยตามฤดูกาลหลังผ่านพ้นช่วงฤดูหนาว และจำนวนวันซ่อมบำรุงตามแผนที่เพิ่มขึ้นจากการหยุดเดินเครื่องเพื่อปรับปรุง Rotor Upgrade ในโรงไฟฟ้า Hamilton ได้ทั้งหมด

EBITDA +9% YoY

- (+) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 556 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า โดยมีรายละเอียดดังนี้
 - (+) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในสหรัฐฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 653 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากการรับรู้ Capacity Revenue เพิ่มขึ้น ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบจากจำนวนวันซ่อมบำรุงตามแผนที่เพิ่มขึ้นได้ทั้งหมด
 - (-) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลม Monsoon ใน สปป. ลาว รับรู้ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 96 ล้านบาท เนื่องจากรายได้ที่ปรับลดลงตามปัจจัยด้านฤดูกาล
 - (-) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานลมในฟิลิปปินส์หยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม จากแผนการจำหน่ายเงินลงทุนทั้งหมดในบริษัท Petro Wind Energy Inc. เมื่อเดือนมิ.ย. 68

EBITDA -23% QoQ	EBITDA +9% YoY
(-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง 29% จากปัจจัยตามฤดูกาล (-) โครงการคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือในประเทศไทย มีปริมาณการใช้ถังเก็บน้ำมันลดลง 5% จากการซ่อมบำรุงถังเก็บน้ำมัน ขณะที่ปริมาณการใช้ท่อเพิ่มขึ้น 13% จากการเริ่มให้บริการเก็บผลิตภัณฑ์น้ำมันปรุงอาหารใช้แล้ว (Used Cooking Oil: UCO) และน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าใกล้เคียงกับไตรมาสก่อน โดยหลักจากการรับรู้โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาเต็มไตรมาส ซึ่งสามารถชดเชยผลกระทบส่วนใหญ่จากปัจจัยตามฤดูกาล (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในสปป. ลาว มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 45% จากเริ่มเข้าสู่ช่วงฤดูฝนในเดือน พ.ค. 69 ส่งผลให้ปริมาณน้ำเพิ่มขึ้น	(+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในสปป. ลาว มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 9% จากปริมาณน้ำสะสมสูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า รวมถึงใน Q2/2568 มีการหยุดดำเนินการชั่วคราวเพื่อปรับปรุงอุปกรณ์ระยะสั้น (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย มีรายได้และปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยหลักจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง 4% จากความเร็วลมที่ลดลง (-) โครงการคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือในประเทศไทย มีปริมาณการใช้ถังเก็บน้ำมันลดลง 5% จากการซ่อมบำรุงถังเก็บน้ำมัน ขณะที่ปริมาณการใช้ท่อเพิ่มขึ้น 2% จากการเริ่มให้บริการเก็บผลิตภัณฑ์น้ำมันปรุงอาหารใช้แล้ว (UCO) และน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF)

งบกำไรขาดทุน

ภาพรวมงบกำไรขาดทุน

หน่วย: ล้านบาท	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	QoQ	YoY	1H/2568	1H/2569	YoY
รายได้จากการขายและการให้บริการ	125,827	142,528	183,553	29%	46%	260,474	326,080	25%
กำไร (ขาดทุน) จากตราสารอนุพันธ์	(751)	(12,229)	(538)	96%	28%	204	(12,766)	<-100%
Accounting EBITDA	3,664	17,795	25,968	46%	>100%	16,331	43,763	>100%
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน	31	667	785	18%	>100%	496	1,452	>100%
กลับรายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์ และ TFRS9	(1,679)	3,179	(3,139)	<-100%	-87%	(2,066)	41	>100%
ต้นทุนทางการเงิน	(1,858)	(1,399)	(1,478)	6%	-20%	(3,436)	(2,877)	-16%
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	(416)	(8,540)	(4,632)	-46%	>100%	(4,406)	(13,172)	>100%
กำไร (ขาดทุน) สำหรับงวด	(3,414)	7,178	13,191	84%	>100%	(747)	20,369	>100%
ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	(2,560)	6,144	12,239	99%	>100%	(445)	18,383	>100%
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	(1.86)	4.17	8.34			(0.32)	12.51	
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) ^{1/}	796	953	12,202	>100%	>100%	3,033	13,155	>100%
รายการพิเศษ (ก่อนหักภาษี)	(5,694)	11,802	(2,352)	<-100%	59%	(5,194)	9,450	>100%
โดยมีรายการหลักดังนี้								
Inventory Gain (loss)								
(รวมกลับรายการ/ขาดทุนจากการปรับ NRV)	(3,967)	8,299	2	-100%	>100%	(4,264)	8,300	>100%
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน	31	667	785	18%	>100%	496	1,452	>100%
รายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์ และ TFRS9	(1,679)	3,179	(3,139)	<-100%	-87%	(2,066)	41	>100%
- ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี	(842)	(1,656)	(582)	65%	31%	(1,014)	(2,238)	<-100%

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

ผลการดำเนินงาน 1H/2569 เทียบกับ 1H/2568

รายได้จากการขายและการให้บริการรวม 326,080 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 25% โดยหลักจากธุรกิจโรงกลั่น และธุรกิจตลาด จากราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง อีกทั้งธุรกิจโรงกลั่นมีกำลังการผลิตเฉลี่ยสูงกว่า 1H/2568 ที่โรงกลั่นศรีราชามีการชะลอการกลั่นเพื่อปรับปรุงหน่วยกลั่นตามแผน ประกอบกับกลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมันที่มีปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมเพิ่มขึ้นจากการขยายตัวของบริษัทฯ เพื่อรองรับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นของธุรกิจโรงกลั่น

ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ 12,766 ล้านบาท โดยหลักจากการบริหารความเสี่ยงส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้าของธุรกิจโรงกลั่น และมีผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเนื่องจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่ปรับเพิ่มขึ้นของกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ

งบกำไรขาดทุน

Accounting EBITDA 43,763 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100% ส่วนใหญ่เป็นผลสืบเนื่องมาจากราคาน้ำมันที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาตลาดโลก อีกทั้งกลุ่มธุรกิจโรงกลั่นมีค่าการกลั่นเพิ่มขึ้น โดยได้รับแรงหนุนจาก Crack Spread ที่ปรับเพิ่มขึ้นในทุกผลิตภัณฑ์ สะท้อนภาวะอุปทานที่ตึงตัวจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ประกอบกับการรับรู้ Inventory Gain ในช่วง 1H/2569 สอดคล้องกับทิศทางราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ปรับตัวสูงขึ้น อีกทั้งกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติได้รับปัจจัยบวกจากราคาขายที่ปรับเพิ่มขึ้น

รายการพิเศษโดยหลัก ได้แก่

- **Inventory Gain (รวมกลับรายการ/ขาดทุนจากการปรับ NRV)** 8,300 ล้านบาท จากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันตลาดโลกอย่างมีนัยสำคัญ
- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน** 1,452 ล้านบาท โดยหลักจากการอ่อนค่าของเงินบาทเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ส่งผลให้ธุรกิจโรงกลั่นและธุรกิจการตลาด ที่มีเงินฝากธนาคารและลูกหนี้การค้าในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน อีกทั้งการอ่อนค่าของดอลลาร์สหรัฐเทียบกับโครนอร์เวย์ ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติที่มีหนี้สินในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเช่นกัน
- **กลับรายการด้อยค่าสินทรัพย์และ TFRS9** 41 ล้านบาท (คิดเป็น -2,238 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี) โดยหลักมาจากกลุ่มธุรกิจโรงกลั่นบันทึกขาดทุนจากการด้อยค่าอื่นๆ รวม -2,101 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี ซึ่งส่วนใหญ่เป็นการด้อยค่าเงินลงทุน เนื่องจากมูลค่าที่คาดว่าจะได้รับคืนต่ำกว่ามูลค่าตามบัญชี ขณะที่กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติบันทึกกลับรายการด้อยค่าบนสินทรัพย์ 2,090 ล้านบาท (คิดเป็น 210 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี) เนื่องจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในเดือนมี.ค. 69 และบันทึกตั้งด้อยค่าบนค่าความนิยม (Technical Goodwill) ที่ไม่สามารถหักเป็นค่าใช้จ่ายทางภาษีได้ -271 ล้านบาทตามสัดส่วนการถือหุ้น เนื่องจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้าที่ปรับลดลงช่วงปลาย Q2/2569

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 13,172 ล้านบาท โดยหลักมาจากผลกำไรจากการดำเนินงานของธุรกิจโรงกลั่น และกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้ใน 1H/2569 บริษัทฯ มีอัตราภาษีที่แท้จริง (Effective Tax Rate) อยู่ที่ 39%

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ 18,383 ล้านบาท คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 12.51 บาท

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 13,155 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100% โดยหลักมาจากค่าการกลั่นพื้นฐานของกลุ่มธุรกิจโรงกลั่นที่เพิ่มขึ้น

ผลการดำเนินงาน Q2/2569 เทียบกับ Q1/2569

รายได้จากการขายและการให้บริการรวม 183,553 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 29% ส่วนใหญ่มาจากกลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมันที่มีรายได้เพิ่มขึ้น 95% จากปริมาณการซื้อขายน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมเพิ่มขึ้น รวมถึงการขนส่งทางเรือมีประสิทธิภาพการบริหารปรับตัวดีขึ้น ตลอดจนกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และผลิตภัณฑ์ชีวภาพ มีรายได้เพิ่มขึ้นจากราคาน้ำมันและน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับตัวสูงขึ้น

ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ 538 ล้านบาท ลดลงอย่างมีนัยสำคัญจากไตรมาสก่อนหน้าจากธุรกิจโรงกลั่นและกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ

Accounting EBITDA 25,968 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 46% โดยได้แรงหนุนจากธุรกิจโรงกลั่นที่เริ่มรับรู้ EBITDA จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหน่วยผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงอากาศยานยั่งยืน (SAF) ในเดือนพ.ค. 69 โดยมีกำลังการผลิตเฉลี่ยที่ 6.8 KBD อีกทั้งมีผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้าลดลงอย่างมีนัยสำคัญ จากการกลับรายการของผลขาดทุนที่

งบกำไรขาดทุน

ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่ายุติธรรม (Mark-to-Market) ในไตรมาสก่อน และกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติที่มีราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติปรับเพิ่มขึ้นตามราคาในตลาดโลกจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

รายการพิเศษโดยหลัก ได้แก่

- **Inventory Gain (รวมกลับรายการ/ขาดทุนจากการปรับ NRV)** 2 ล้านบาท จากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นในช่วงเดือนเม.ย. - พ.ค. 69 และอ่อนตัวลงในช่วงปลายไตรมาสตามราคาน้ำมันตลาดโลก ส่งผลให้ราคาเฉลี่ย DTD ใน Q2/2569 เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า ซึ่งสามารถชดเชยผลขาดทุนจากการปรับ NRV ได้ทั้งหมด
- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน** 785 ล้านบาท โดยหลักจากการอ่อนค่าของเงินบาทเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงปลายไตรมาส ส่งผลให้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนในธุรกิจโรงกลั่นและธุรกิจการตลาด ที่มีเงินฝากธนาคารและลูกหนี้การค้าในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ อีกทั้งกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานที่มีสินทรัพย์ในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐเช่นกัน
- **ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์และ TFRS9** 3,139 ล้านบาท (หรือ 582 ล้านบาท เมื่อคำนวณตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี) โดยหลักมาจากการด้อยค่าในกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้า (Forward Price) ที่ลดลง

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 4,632 ล้านบาท ปรับลดลงเนื่องจากธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ส่งผลให้กำไรก่อนหักค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง ขณะที่ Q1/2569 ธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีการรับรู้การกลับรายการด้อยค่าสินทรัพย์ส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายทางภาษี ทั้งนี้ใน Q2/2569 บริษัทฯ มีอัตราภาษีที่แท้จริง (Effective Tax Rate) อยู่ที่ 26%

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ 12,239 ล้านบาท คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 8.34 บาท

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 12,202 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100%

ผลการดำเนินงาน Q2/2569 เทียบกับ Q2/2568

รายได้จากการขายและการให้บริการรวม 183,553 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 46% ส่วนใหญ่มาจากรายได้ที่เพิ่มขึ้นจากกลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมัน กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น การตลาด และพลังงานชีวภาพ และกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ ซึ่งได้รับอานิสงส์จากราคาน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้นจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ประกอบกับธุรกิจโรงกลั่นมีกำลังการผลิตเฉลี่ยสูงกว่า Q2/2568 ที่มีการชะลอกลั่นตามแผนของโรงกลั่นศรีราชา

Accounting EBITDA 25,968 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100% ส่วนใหญ่มาจากกลุ่มธุรกิจโรงกลั่นจากค่าการกลั่นที่เพิ่มขึ้นตาม Crack Spread เนื่องจากข้อจำกัดด้านอุปทาน รวมถึงราคาน้ำมันที่ปรับเพิ่มขึ้นตามตลาดโลกส่งผลให้กลุ่มบริษัทฯ ยังรับรู้ Inventory Gain เมื่อเทียบกับ Inventory Loss ใน Q2/2568

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 4,632 ล้านบาท โดยหลักมาจากผลกำไรที่เพิ่มขึ้นของธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นและกลุ่มธุรกิจการตลาดเนื่องจากราคาน้ำมันที่ปรับเพิ่มขึ้น

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ 12,239 ล้านบาท คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 8.34 บาท

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 12,202 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100%

งบฐานะการเงิน งบกระแสเงินสด และอัตราส่วนทางการเงิน

ณ วันที่ 30 มิ.ย. 69 กลุ่มบริษัทบางจากมีสินทรัพย์รวม 374,755 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 75,950 ล้านบาท จาก ณ สิ้นปี 2568 โดยหลักมาจากธุรกิจโรงกลั่น และธุรกิจการตลาด เนื่องจากราคาน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาในตลาดโลก และปริมาณการจำหน่ายที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในช่วงเดือนมี.ค.-มิ.ย. 69 ส่งผลต่อรายการสินทรัพย์หมุนเวียนปรับเพิ่มขึ้นจากรายการสินค้าคงเหลือ เงินสดและกองทุนน้ำมัน ค้างรับ และลูกหนี้การค้า ประกอบกับกลุ่มธุรกิจการค้าน้ำมันมีการบันทึกสัญญาเช่าระยะยาวตามมาตรฐานบัญชี IFRS16 ขณะที่หนี้สินรวมอยู่ที่ 272,149 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 57,485 ล้านบาท โดยหลักจากการเพิ่มขึ้นของเจ้าหนี้การค้าตามราคาน้ำมันที่ปรับตัวสูงขึ้น เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน หนี้สินตามสัญญาเช่า ภาษีเงินได้นิติบุคคลค้างจ่ายของกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น ธุรกิจการตลาด และธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ รวมถึงหนี้สินตราสารอนุพันธ์หมุนเวียนของกลุ่มธุรกิจโรงกลั่นที่เพิ่มขึ้น จากการรับรู้ผลขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized Loss) จากการวัดมูลค่ายุติธรรมของการป้องกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน อีกทั้งมีส่วนของผู้ถือหุ้นรวมอยู่ที่ 102,606 ล้านบาท หรือคิดเป็นมูลค่าทางบัญชีต่อหุ้น 56.79 บาท เพิ่มขึ้น 18,465 ล้านบาทจาก ณ สิ้นปี 2568 โดยหลักเป็นผลจากกำไรสำหรับงวดจำนวน 20,369 ล้านบาท

กลุ่มบริษัทบางจากมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด 27,611 ล้านบาท ปรับตัวลดลง 944 ล้านบาท จากสิ้นปี 2568 ทั้งนี้เป็นผลจากการใช้เงินสดเพื่อซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ของกลุ่มบริษัท และเพื่อการลงทุนเข้าซื้อหุ้นในบริษัท Chevron Hong Kong Limited เมื่อวันที่ 30 มิ.ย. 69 (ปัจจุบันเปลี่ยนชื่อเป็น Bangchak Hong Kong Limited (BHK)) และมีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ 1.05 เท่า และมีอันดับเครดิตองค์กรและตราสารหนี้ของบริษัท ที่ระดับ “A+” และแนวโน้มอันดับเครดิต “คงที่” หรือ “Stable” จากทริสเรตติ้ง

งบฐานะการเงิน

(หน่วย : ล้านบาท)	31 ธ.ค. 68	%ต่อสินทรัพย์รวม	30 มิ.ย. 69	%ต่อสินทรัพย์รวม	%เปลี่ยนแปลง
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	28,555	10%	27,611	7%	-3%
สินค้าคงเหลือ	32,803	11%	61,290	16%	87%
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	33,553	11%	59,397	16%	77%
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์	114,934	38%	121,402	32%	6%
เงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	28,042	9%	27,797	7%	-0.9%
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	60,918	20%	77,258	21%	27%
รวมสินทรัพย์	298,805		374,755		
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้หมุนเวียนอื่น	26,449	9%	42,484	11%	61%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	122,818	41%	137,721	37%	12%
ประมาณการหนี้สินสำหรับต้นทุนในการรื้อถอน	30,306	10%	34,128	9%	13%
หนี้สินอื่น	35,091	12%	57,816	15%	65%
รวมหนี้สิน	214,664	72%	272,149	73%	27%
ส่วนของผู้ถือหุ้น	84,141	28%	102,606	27%	22%

งบฐานะการเงิน งบกระแสเงินสด และอัตราส่วนทางการเงิน

งบกระแสเงินสด

(หน่วย : ล้านบาท)	30 มิ.ย. 68	30 มิ.ย. 69
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด (1 มกราคม)	28,626	28,555
กำไร (ขาดทุน) สำหรับงวด	(747)	20,369
ปรับปรุงค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจากกำไรจากการดำเนินงาน	9,099	8,706
ปรับปรุงรายการอื่น	4,457	17,558
การเปลี่ยนแปลงสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน	(91)	(38,387)
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	12,899	8,246
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมการลงทุน	(9,126)	(18,367)
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	(2,619)	8,314
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	1,155	(1,807)
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนของเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	434	862
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด (สุทธิจากเงินเบิกเกินบัญชี) ณ วันสิ้นงวด	30,215	27,611

อัตราส่วนทางการเงิน

	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	1H/2568	1H/2569
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (%)					
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (Gross Profit Margin)	2.18%	20.85%	13.56%	4.62%	16.67%
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (EBITDA Margin)	2.92%	13.56%	14.71%	6.29%	14.22%
อัตราส่วนกำไรสุทธิ ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (Net Profit Margin)	-2.72%	5.47%	7.47%	-0.29%	6.62%
อัตราผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (ROE)	-3.81%	10.26%	30.94%	-3.81%	30.94%
อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน (%)					
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ (ROA)	5.28%	6.00%	11.74%	5.28%	11.74%

	30 มิ.ย. 68	31 มี.ค. 69	30 มิ.ย. 69
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า)			
อัตราส่วนสภาพคล่อง (Current Ratio)	1.27	1.23	1.21
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (Quick Ratio)	0.78	0.65	0.57
อัตราส่วนหมุนเวียนสินค้าคงเหลือ (Inventory Turnover)	11.72	10.28	9.99
ระยะเวลาเก็บสินค้าคงเหลือ (Inventory Period) (วัน)	31	36	37
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า (AR Turnover)	24.07	22.97	23.68
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย (Collection Period) (วัน)	15	16	15
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้การค้า (AP Turnover)	21.53	17.81	20.55
ระยะเวลาชำระหนี้ (Payment Period) (วัน)	17	20	18
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)			
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Net IBD to Equity)	1.19	0.91	1.05

แนวโน้มเศรษฐกิจและสถานการณ์ราคาน้ำมัน

แนวโน้มสถานการณ์เศรษฐกิจ

เศรษฐกิจโลกใน Q3/2569 มีแนวโน้มชะลอตัว โดยธนาคารโลกคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจโลกปี 2569 จะขยายตัวที่ระดับ 2.5% ลดลงจาก 2.9% ในปีก่อนหน้า จากผลกระทบของความไม่แน่นอนทางภูมิรัฐศาสตร์ โดยเฉพาะความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ส่งผลให้ราคาพลังงานปรับสูงขึ้น ประกอบกับความตึงเครียดทางการค้าและความผันผวนของราคาสินค้าโภคภัณฑ์ ยังคงเป็นปัจจัยกดดันต่อเงินเฟ้อและเพิ่มความเสี่ยงต่อแนวโน้มเศรษฐกิจโลก ส่งผลให้ธนาคารกลางหลักมีแนวโน้มดำเนินนโยบายการเงินด้วยความระมัดระวังเพื่อควบคุมแรงกดดันด้านเงินเฟ้อและรักษาเสถียรภาพทางเศรษฐกิจ

เศรษฐกิจไทยใน Q3/2569 มีแนวโน้มเติบโตต่ำ แม้ได้รับแรงสนับสนุนจากการส่งออกสินค้าและการลงทุนในกลุ่มอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับปัญญาประดิษฐ์ (AI) แต่ยังคงกดดันจากต้นทุนพลังงาน เงินเฟ้อ และกำลังซื้อที่อ่อนแอ ขณะที่ SMEs และครัวเรือนที่มีข้อจำกัดด้านรายได้และสภาพคล่องยังเผชิญภาระหนี้สูงและการเข้าถึงสินเชื่อ ทั้งนี้ เนื่องจากแรงกดดันเงินเฟ้อส่วนใหญ่ยังมาจากต้นทุนพลังงานและต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้น ส่งผลให้คณะกรรมการนโยบายการเงินมีแนวโน้มคงอัตราดอกเบี้ยนโยบายไว้ที่ 1.00% ในช่วงที่เหลือของปี 2569 เพื่อป้องกันการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ พร้อมติดตามพัฒนาการเงินเฟ้อและเสถียรภาพทางการเงินอย่างใกล้ชิด

แนวโน้มสถานการณ์ราคาน้ำมัน

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยใน 2H/2569 มีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปี 2568 โดยคาดว่าจะเคลื่อนไหวในกรอบ US\$60-80/BBL ภายใต้ความไม่แน่นอนของสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางและผลกระทบต่ออุปทานน้ำมันโลก แม้ว่าการส่งออกน้ำมันจากตะวันออกกลางจะทยอยฟื้นตัวหลังการเปิดเส้นทางขนส่งบางส่วนในเดือนมิ.ย. 69 แต่ความไม่แน่นอนด้านภูมิรัฐศาสตร์ยังคงมีอยู่ ขณะที่ IEA คาดว่าอุปสงค์น้ำมันโลกในปี 2569 จะหดตัวประมาณ 1.0 ล้านบาร์เรลต่อวัน จากราคาพลังงานที่อยู่ในระดับสูงและเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัว อย่างไรก็ตาม การปรับลดลงของอุปสงค์อาจยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยความไม่แน่นอนด้านอุปทานในระยะสั้น ส่งผลให้ตลาดน้ำมันยังคงมีแนวโน้มตึงตัว แม้มีโอกาสเข้าสู่ภาวะอุปทานส่วนเกินในช่วงปลายปี หากอุปทานจากตะวันออกกลางทยอยฟื้นตัวตามคาด

สำหรับส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเบรนท์กับดูไบ (DTD-DB) ใน 2H/2569 คาดว่าจะเคลื่อนไหวในกรอบ US\$3-10/BBL โดยในระยะสั้นส่วนต่างมีแนวโน้มปรับกว้างขึ้นจากความไม่แน่นอนของอุปทานและการขนส่งน้ำมันจากตะวันออกกลางและรัสเซีย ประกอบกับความเสี่ยงด้านการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซและช่องแคบบับอัลมันเดบ (Bab el-Mandeb) ในระยะถัดไป หากสถานการณ์ความขัดแย้งผ่อนคลายลง และมีการส่งออกน้ำมันดิบรัสเซียประเภท Medium Sour สูตลาดเอเชียเพิ่มขึ้น จะช่วยเพิ่มทางเลือกในการจัดหา น้ำมันดิบ และส่งผลกดดันราคาน้ำมันดิบดูไบ รวมถึงขณะที่ความเสี่ยงด้านการขนส่งที่ลดลงจะช่วยลดแรงหนุนต่อราคาน้ำมันดิบเบรนท์ ส่งผลให้ส่วนต่างราคา DTD-DB มีแนวโน้มทยอยปรับแคบลงสู่กรอบล่างของการคาดการณ์ แม้ยังคงผันผวนตามสถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์

สำหรับค่าการกลั่นของโรงกลั่นประเภท Cracking ในสิงคโปร์ใน 2H/2569 มีแนวโน้มผันผวนอยู่ในระดับสูงจากอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปที่ยังคงตึงตัว จากความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์ที่อาจกระทบการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซและช่องแคบบับอัลมันเดบ (Bab el-Mandeb) ประกอบกับการลดลงของการส่งออกน้ำมันดีเซลจากรัสเซีย และข้อจำกัดในการเพิ่มกำลังการกลั่นของโรงกลั่นในเอเชีย ซึ่งมีแนวโน้มสนับสนุนค่าการกลั่นของผลิตภัณฑ์ Middle Distillates ให้อยู่ในระดับสูง อย่างไรก็ตาม การฟื้นตัวของอุปทานจากตะวันออกกลางและการผ่อนคลายข้อจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปของจีน รวมถึงการเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันดิบของ OPEC+ อาจส่งผลให้ปริมาณน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดเอเชียทยอยเพิ่มขึ้นและจำกัดการปรับเพิ่มขึ้นของค่าการกลั่นในช่วงครึ่งหลังของปี

ภาคผนวก

ธุรกิจโรงกลั่น

ธุรกิจโรงกลั่น	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	QoQ	YoY	1H/2568	1H/2569	YoY
รายได้ (ล้านบาท)	99,016	129,453	152,272	18%	54%	210,792	281,725	34%
EBITDA (ล้านบาท)	(2,021)	10,245	14,029	37%	>100%	1,163	24,274	>100%
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	241.6	279.8	272.6	(7.3)	31.0	254.9	276.2	21.2
อัตรากำลังการผลิต (%)	82%	95%	93%			87%	94%	
ค่าการกลั่นพื้นฐานกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	4.45	18.57	18.41	(0.16)	13.97	4.20	18.49	14.28
- Oil Hedging (US\$/BBL)	(1.22)	(13.79)	(1.09)	12.71	0.13	(0.07)	(7.40)	(7.33)
- Inventory Gain/ (Loss) ^{1/} (US\$/BBL)	(4.75)	9.39	(0.17)	(9.56)	4.57	(2.41)	4.57	6.98
ค่าการกลั่นรวมกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	(1.52)	14.16	17.15	2.99	18.67	1.73	15.66	13.94
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย (THB/USD)	33.27	31.61	32.59	0.98	(0.68)	33.69	32.16	(1.54)
โรงกลั่นพระโขนง								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	121.9	121.7	119.6	(2.1)	(2.3)	120.9	120.7	(0.3)
อัตรากำลังการผลิต (%)	102%	101%	100%			101%	101%	
ค่าการกลั่นพื้นฐาน (US\$/BBL)	5.44	22.71	23.04	0.33	17.60	5.38	22.88	17.50
- Oil Hedging (US\$/BBL)	(1.22)	(17.79)	(1.73)	16.06	(0.51)	(0.04)	(9.67)	(9.63)
- Inventory Gain/ (Loss) ^{1/} (US\$/BBL)	(4.06)	6.52	(2.83)	(9.36)	1.23	(1.79)	1.80	3.58
ค่าการกลั่นรวม (US\$/BBL)	0.16	11.45	18.48	7.04	18.32	3.55	15.00	11.45
โรงกลั่นศรีราชา								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	119.7	158.2	152.9	(5.2)	33.3	134.00	155.54	21.5
อัตรากำลังการผลิต (%)	69%	91%	88%			77%	89%	
ค่าการกลั่นพื้นฐาน (US\$/BBL)	3.43	15.39	14.79	(0.59)	11.36	3.15	15.08	11.94
- Oil Hedging (US\$/BBL)	(1.22)	(10.72)	(0.59)	10.13	0.63	(0.09)	(5.63)	(5.54)
- Inventory Gain/ (Loss) ^{1/} (US\$/BBL)	(5.44)	11.59	1.90	(9.68)	7.35	(2.98)	6.73	9.70
ค่าการกลั่นรวม (US\$/BBL)	(3.23)	16.26	16.11	(0.14)	19.34	0.08	16.18	16.10
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (%)								
ภาพรวมกลุ่มบริษัทบางจาก								
ก๊าซ LPG	4%	4%	4%	0%	0%	4%	4%	0%
แก๊สเหลว	1%	2%	2%	0%	1%	2%	2%	0%
น้ำมันเบนซิน	27%	24%	25%	0.7%	-2.0%	24%	24%	0%
น้ำมันเครื่องบิน	8%	10%	9%	-1%	1%	9%	9%	-1%
น้ำมันดีเซล	46%	43%	42%	-2%	-4%	43%	43%	0%
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	0.1%	0%	0.1%	0%	0%	0.1%	0%	0%
Unconverted Oil (UO)	2%	3%	3%	1%	1%	3%	4%	1%
น้ำมันเตา	8%	10%	11%	2%	3%	10%	10%	0%
ยางมะตอย	1%	2%	1%	-1%	0%	2%	1%	-1%

ภาคผนวก

ธุรกิจโรงกลั่น	Q1/2568	Q1/2569	Q2/2569	QoQ	YoY	1H/2568	1H/2569	YoY
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (%)								
โรงกลั่นพระโขนง								
ก๊าซ LPG	3%	2%	2%	0%	-1%	2%	2%	0%
น้ำมันเบนซิน	23%	22%	23%	1%	0%	22%	22%	0%
น้ำมันเครื่องบิน	11%	11%	10%	-2%	-1.6%	11%	9%	-2%
น้ำมันดีเซล	53%	49%	45%	-4%	-8%	47%	48%	1%
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	0.3%	0.1%	0.2%	0.1%	-0.1%	0.1%	0.0%	-0.1%
Unconverted Oil (UO)	4%	6%	7%	1%	3%	7%	9%	2%
น้ำมันเตา	7%	9%	11%	2%	4%	10%	10%	-1%
โรงกลั่นศรีราชา								
ก๊าซ LPG	6%	6%	6%	0%	0%	6%	6%	0%
แก๊ส	3%	4%	4%	0%	1%	4%	4%	0%
น้ำมันเบนซิน	30%	26%	26%	0%	-4%	26%	26%	0%
น้ำมันเครื่องบิน	5%	8%	9%	0.2%	4%	8%	9%	0.2%
น้ำมันดีเซล	38%	39%	39%	0%	1%	39%	39%	0%
น้ำมันเตา	10%	10%	11%	1%	1%	10%	11%	1%
ยางมะตอย	2%	3%	1%	-2%	-1%	3%	1%	-2%
ปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมของธุรกิจโรงกลั่น^{2/}	3,964	4,484	4,119	-8%	4%	8,188	8,602	5%
(ล้านลิตร)								
ธุรกิจการตลาด	3,393	3,700	3,186	-14%	-6%	6,891	6,885	-0.1%
บริษัทน้ำมันมาตรา 7	263	436	307	-29%	17%	586	743	27%
ส่งออก	308	348	626	80%	>100%	711	974	37%

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) = $365 / \text{อัตราส่วนหมุนเวียนสินค้าคงเหลือ}$
- อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า (เท่า) (AR Turnover) = $\frac{\text{รายได้จากการขายและการให้บริการ}}{\text{ลูกหนี้การค้าก่อนหนี้สงสัยจะสูญ (เฉลี่ย)}}$
- ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย (วัน) (Collection Period) = $365 / \text{อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า}$
- อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้การค้า (เท่า) (AP Turnover) = $\frac{\text{ต้นทุนขายและการให้บริการ}}{\text{เจ้าหนี้การค้า (เฉลี่ย)}}$
- ระยะเวลาชำระหนี้ (วัน) (Payment Period) = $365 / \text{อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้การค้า}$

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 (ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีปัจจุบัน) / 2
- 2/ รวมสินทรัพย์ (เฉลี่ย) คำนวณโดยใช้สูตรดังนี้
 - รายปี คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดงวดปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดงวดปีปัจจุบัน) / 2
 - รายไตรมาส คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีก่อนหน้า + 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 (ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีปัจจุบัน) / 2
- 6/ เจ้าหนี้การค้า (เฉลี่ย) คำนวณโดยใช้สูตรดังนี้
 - รายปี คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดงวดปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดงวดปีปัจจุบัน) / 2
 - รายไตรมาส คำนวณโดย (ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีก่อนหน้า + ยอดสิ้นสุดไตรมาสในปีปัจจุบัน) / 2
- 7/ หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย คำนวณโดย (เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน + เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน (รวมถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) + หนี้กู้ยืม (รวมถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี))