

บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 3
สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2568



S&P Global

MSCI
ESG RATINGS

CCC B BB BBB A AA AAA



สารบัญ

- 01** บทสรุปผู้บริหาร
- 04** เหตุการณ์สำคัญใน Q3/2568 ถึงปัจจุบัน
- 06** สถานการณ์ราคาน้ำมัน
- 07** ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ
 -  07 กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมัน
 -  09 กลุ่มธุรกิจการตลาด
 -  11 กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด
 -  14 กลุ่มธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพ
 -  16 กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ
- 18** งบกำไรขาดทุน
- 21** งบแสดงฐานะการเงิน งบกระแสเงินสด
และอัตราส่วนทางการเงิน
- 23** แนวโน้มเศรษฐกิจและสถานการณ์
ราคาน้ำมันใน Q4/2568

บทสรุปผู้บริหาร

ข้อมูลสำคัญทางการเงิน

หน่วย: ล้านบาท	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
รายได้จากการขายและให้บริการ ^{1/}	154,193	125,827	123,305	-2%	-20%	447,631	383,780	-14%
Accounting EBITDA	7,170	3,664	10,269	>100%	43%	33,242	26,600	-20%
กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมัน	(1,736)	(1,740)	2,891	>100%	>100%	4,833	4,290	-11%
กลุ่มธุรกิจการตลาด	794	1,181	1,629	38%	>100%	4,771	4,652	-2%
กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด	1,319	978	1,620	66%	23%	3,743	3,501	-6%
กลุ่มธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพ	161	85	286	>100%	78%	654	666	2%
กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ	6,734	3,503	4,039	15%	-40%	19,809	14,167	-28%
รายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ	(102)	(342)	(197)	43%	-93%	(568)	(676)	-19%
กำไร (ขาดทุน) สำหรับงวดส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	(2,093)	(2,560)	1,108	>100%	>100%	2,168	663	-69%
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้น (บาท)	(1.61)	(1.86)	0.80			1.30	0.48	
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ไม่รวมรายการพิเศษ)	711	1,247	3,186	>100%	>100%	4,321	6,184	43%

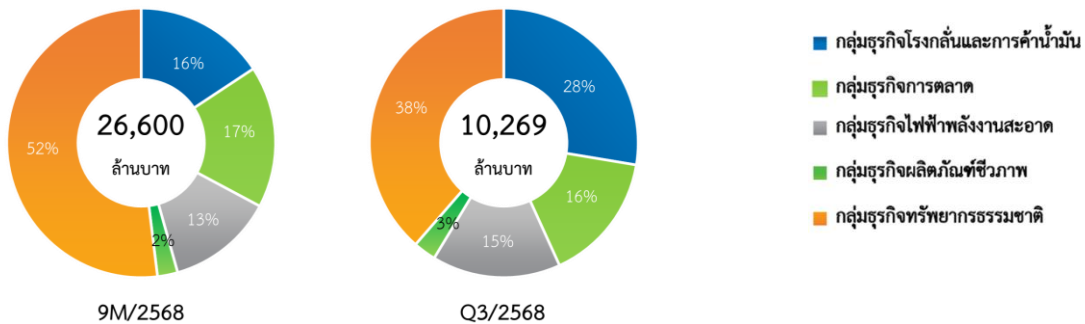
ข้อมูลสำคัญรายกลุ่มธุรกิจ

กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมัน	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	259.7	241.6	264.9	10%	2%	254.0	258.3	2%
อัตรากำลังการผลิต (%)	88%	82%	90%			86%	88%	
ค่าการกลั่นพื้นฐาน (US\$/BBL)	2.49	4.45	7.38	2.94	4.89	3.80	5.27	1.47
ค่าการกลั่นรวม (US\$/BBL)	(2.95)	(1.52)	4.48	6.00	7.43	2.50	2.65	0.15
กลุ่มธุรกิจการตลาด								
ปริมาณการจำหน่ายรวมของกลุ่มบริษัทบางจาก (ล้านลิตร)	3,327	3,393	3,393	0%	2%	10,247	10,284	0.4%
- ค้าปลีก	2,032	2,098	2,029	-3%	-0.1%	6,268	6,230	-1%
- อุตสาหกรรม	1,295	1,295	1,364	5%	5%	3,979	4,054	2%
ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจาก (บาท/ลิตร)	0.77	0.73	0.85	16%	10%	0.86	0.80	-7%
สถานีบริการน้ำมัน	2,141	2,171	2,173	2	32	2,141	2,173	32
กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด								
ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	1,987.1	1,661.9	2,010.6	21%	1%	5,496.6	5,297.5	-4%
กลุ่มธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพ								
ปริมาณการจำหน่ายรวม (ล้านลิตร)	163.3	129.8	162.2	25%	-1%	465.8	445.9	-4%
- ผลิตภัณฑ์เอทานอล	51.6	46.5	82.3	77%	60%	117.6	195.5	66%
- ผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซล	111.6	83.3	79.9	-4%	-28%	348.2	250.4	-28%
กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ								
ปริมาณการจำหน่าย-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	40.8	33.0	36.3	10%	-11%	40.2	36.1	-10%
ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (US\$/BBL)	74.9	63.1	65.3	3%	-13%	78.9	67.0	-15%
ราคาขายก๊าซธรรมชาติ (US\$/BBL)	68.9	71.4	65.7	-8%	-5%	63.3	73.8	17%

หมายเหตุ: 1/ ปรับปรุงรายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ สะท้อนถึงรายการระหว่างธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมันและธุรกิจการตลาด

บทสรุปผู้บริหาร

Accounting EBITDA รายการกลุ่มธุรกิจ



สำหรับ 9M/2568 กลุ่มบริษัทบางจาก มีรายได้จากการขายและการให้บริการ 383,780 ล้านบาท (-14% YoY) EBITDA 26,600 ล้านบาท (-20% YoY) และมีกำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 6,184 ล้านบาท (43% YoY) ทั้งนี้ จาการาคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่ปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญจากเฉลี่ยที่ US\$83/BBL ใน 9M/2567 เป็น US\$71/BBL ในรอบ 9 เดือนของปีนี้ อันเนื่องมาจากอุปสงค์ที่ชะลอตัวตามภาวะเศรษฐกิจ ความไม่แน่นอนทางการค้า และความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ ขณะที่ในด้านอุปทาน กลุ่ม OPEC+ ตัดสินใจเพิ่มปริมาณการผลิตต่อเนื่องตั้งแต่เดือนเม.ย. 68 เป็นต้นมา ส่งผลกดดันและสร้างความผันผวนต่อราคาน้ำมันดิบ โดย **กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมัน** ได้รับผลกระทบจาก Inventory Loss ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อน ตามราคาน้ำมันดิบที่ลดลง อย่างไรก็ดี แม้ว่า Crack Spread อ่อนตัวลง แต่กลุ่มบริษัทฯ มีค่าการกลั่นพื้นฐานปรับเพิ่มขึ้นเป็น US\$5.27/BBL (จาก US\$3.80/BBL) เนื่องจากต้นทุนน้ำมันดิบของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งอ้างอิงกับน้ำมันดิบเดทเบรนท์เป็นหลักปรับลดลงมากกว่าน้ำมันดิบดูไบในช่วง 9M/2568 นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ มีกำลังการกลั่นเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเนื่องจากโรงกลั่นพระโขนงไม่มีการปิดซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระเช่นเดียวกับปีก่อน อันช่วยชดเชยผลกระทบของ Crack Spread ที่อ่อนตัวได้ทั้งหมด **กลุ่มธุรกิจการตลาด** มีปริมาณการจำหน่ายน้ำมันเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากยอดจำหน่ายผลิตภัณฑ์มูลค่าสูงผ่านตลาดอุตสาหกรรม ขณะที่ค่าการตลาดสุทธิอ่อนตัวลงตาม Inventory Loss ที่เพิ่มขึ้น **กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด** รับรู้ผลการดำเนินงานที่ลดลงจากผลกระทบของการสิ้นสุด Adder ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย และการจำหน่ายโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นในเดือนมิ.ย. 67 อย่างไรก็ดี ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมจากโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในประเทศสหรัฐอเมริกาที่เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ สามารถชดเชยผลกระทบดังกล่าวได้เกือบทั้งหมด **กลุ่มธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพ** มีการบริหารต้นทุนที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น และสามารถทำกำไรได้ท่ามกลางสภาวะตลาดที่อ่อนตัว และ **กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ** ได้รับผลกระทบจากราคาขายน้ำมันเฉลี่ยที่ปรับลดลงตามราคาในตลาดโลก และปริมาณการจำหน่ายที่ลดลงเมื่อเทียบกับ 9M/2567 โดยหลักจากการจำหน่ายแหล่งผลิต Yme เมื่อปลายปี 2567 ทั้งนี้ ใน 9M/2568 บริษัทฯ รับรู้ผลกำไรส่วนของบริษัทใหญ่ **663 ล้านบาท** (-69% YoY) คิดเป็นกำไรต่อหุ้น **0.48 บาท**

สำหรับ Q3/2568 กลุ่มบริษัทบางจาก มีรายได้จากการขายและการให้บริการ 123,305 ล้านบาท (-2% QoQ, -20% YoY) EBITDA ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ 10,269 ล้านบาท (>100% QoQ, 43% YoY) และมีกำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 3,186 ล้านบาท (>100% QoQ, >100% YoY) โดย**กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมัน** มี EBITDA เพิ่มขึ้นอย่างมาก (>100% QoQ) สร้างกระแสเงินสดให้กับกลุ่มบริษัทฯ ได้อย่างมีนัยสำคัญ จากค่าการกลั่นพื้นฐานของกลุ่มบริษัทฯ ที่เพิ่มขึ้นอย่างแข็งแกร่งอยู่ที่ US\$7.38/BBL ได้รับปัจจัยหนุนจาก Crack Spread ของน้ำมันดีเซลและน้ำมันอากาศยาน (กลุ่ม Middle Distillates) ที่เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากปริมาณสต็อกน้ำมันดีเซลในสหรัฐฯ และยุโรปที่อยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปี การทยอยปิดโรงกลั่นหลายแห่งในทวีปยุโรป และความกังวลด้านอุปทานจากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ ประกอบกับอัตราค่าการกลั่นเฉลี่ยใน Q3/2568 อยู่ที่ 264.9 KBD เพิ่มขึ้น 23.3 KBD เทียบกับไตรมาสก่อนหน้าที่โรงกลั่นศรีราชาชะลอการกลั่นเพื่อปรับปรุงหน่วยกลั่นตามแผน อย่างไรก็ตาม ความขัดแย้งด้านภูมิรัฐศาสตร์ รวมถึงมาตรการเพิ่มเติมทางภาษีของ

บทสรุปผู้บริหาร

สหรัฐฯ และมาตรการคว่ำบาตรน้ำมันจากรัสเซียของสหภาพยุโรปส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบระหว่างไตรมาสมีความผันผวน โดยน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ขณะที่น้ำมันดิบเดทเบรนท์เคลื่อนไหวในทิศทางขาลง ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจโรงกลั่น รับรู้ Inventory Loss 1,218 ล้านบาท ซึ่งลดลงอย่างมีนัยสำคัญเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขึ้นอย่างมากของ Crack Spread ในกลุ่ม Middle Distillates ส่งผลให้กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ผลขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรม (Mark to Market) ของสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า 1,079 ล้านบาท ใกล้เคียงกับไตรมาสก่อนหน้า **กลุ่มธุรกิจการตลาด** มี EBITDA ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ (+38% QoQ) โดยมีปริมาณการจำหน่ายในตลาดอุตสาหกรรมเติบโตอย่างโดดเด่น จากการขยายตลาดของผลิตภัณฑ์มูลค่าสูง (High-Value Products) อาทิ ยางมะตอย และน้ำมันเรือเดินสมุทร ซึ่งสามารถชดเชยปริมาณการขายผ่านสถานีบริการที่ลดลงเนื่องจากเป็นช่วงฤดูฝนได้ทั้งหมด สำหรับค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทฯ เติบโตขึ้น 16% QoQ สอดคล้องกับการรับรู้ Inventory Loss ที่ลดลงเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า และการเติบโตของผลิตภัณฑ์มูลค่าสูง โดยกลุ่มบริษัทฯ ยังคงส่วนแบ่งทางการตลาดค่าปลีกอยู่ที่ระดับ 29% **กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด** มีปริมาณการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น QoQ โดยเฉพาะจากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในสปป.ลาว จากปริมาณน้ำฝนที่เพิ่มขึ้นในฤดูมรสุม ประกอบกับเริ่มรับรู้ผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานลมมอนซอน (Monsoon) ในสปป.ลาว ที่ทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์จนครบทั้งโครงการในเดือนส.ค. 68 นอกจากนี้ บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมจากโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในประเทศสหรัฐอเมริกาเพิ่มขึ้น QoQ ทั้งจากค่าความพร้อมจ่าย (Capacity Revenue) ที่ปรับเพิ่มขึ้นจาก \$29/MW-day เป็น \$270/MW-day ตั้งแต่วันที่ 1 มิ.ย. 68 และจากปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในฤดูร้อนของสหรัฐฯ **กลุ่มธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพ** ได้รับแรงหนุนจากราคาไบโอดีเซลที่เพิ่มขึ้น 3% QoQ หนุนให้บริษัทฯ มีกำไรสูงขึ้น ซึ่งสามารถชดเชยปริมาณการจำหน่ายไบโอดีเซลที่อ่อนตัวลงตามความต้องการในการบริโภคที่ชะลอตัวในช่วงฤดูฝนได้ ขณะที่ยอดจำหน่ายเอทานอลเพิ่มขึ้นตามแผนบริหารการขายของกลุ่มบริษัทฯ สำหรับ **กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ** มีปริมาณการผลิตปรับเพิ่มขึ้นสูงกว่าประมาณการ และมีปริมาณการจำหน่ายเพิ่มขึ้น 10% QoQ จากการเริ่มผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติในหลุมผลิต Sognefjord East ของแหล่งผลิต Brage ตั้งแต่วันที่ 1 ก.ค. 68 แม้มีรายการด้อยค่าจากการปรับลดปริมาณสำรองและราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้า (Forward Price) ที่ลดลง แต่ OKEA ยังคงมีสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง และมีกระแสเงินสดสุทธิเป็นบวก ทั้งนี้ ใน Q3/2568 กลุ่มบริษัทบางจากมีผลกำไรส่วนของบริษัทใหญ่ 1,108 ล้านบาท (>100% QoQ, >100% YoY) คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 0.80 บาท

นอกจากนี้ เมื่อวันที่ 30 ต.ค. 68 บริษัท ทริสเรทติ้ง จำกัด ได้ประกาศคงอันดับเครดิตองค์กรของบริษัทฯ ที่ระดับ “A+” และแนวโน้มอันดับเครดิต “คงที่” ต่อเนื่องเป็นปีที่สอง สะท้อนถึงสถานะทางธุรกิจที่แข็งแกร่งของบริษัทฯ ภายหลังจากหลังเข้าซื้อกิจการ บริษัท บางจาก ศรีราชา จำกัด (มหาชน) โดยกลุ่มบริษัทฯ ได้เสริมความแข็งแกร่งในการดำเนินธุรกิจจากการบริหารความร่วมมือระหว่างสองกิจการ (Synergy) อันนำไปสู่การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและความสามารถในการทำกำไรได้อย่างมีนัยสำคัญในระยะยาว รวมถึงธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) ยังมีบทบาทในการสร้างรายได้และโอกาสในการเติบโตที่สำคัญของบริษัทฯ ซึ่งช่วยส่งเสริมความแข็งแกร่งของโครงสร้างทางธุรกิจ (Vertical Integration) ของกลุ่มบริษัทบางจาก สนับสนุนการกระจายความเสี่ยงจากการลงทุนในธุรกิจที่หลากหลายให้มีความสมดุลยิ่งขึ้น และในเดือนต.ค. ที่ผ่านมา กลุ่มบริษัทฯ ได้เปิดใช้ท่าเรือรับเรือบรรทุกน้ำมันดิบขนาดใหญ่มาก (Very Large Crude Carrier: VLCC) ณ โรงกลั่นศรีราชา จังหวัดชลบุรี อย่างเป็นทางการ ซึ่งนับเป็นก้าวสำคัญของการเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนการจัดหาและขนส่งน้ำมันดิบ ตลอดจนยกระดับความสามารถในการแข่งขันของกลุ่มบริษัทฯ รองรับการผลิตได้อย่างยั่งยืน

สรุปฐานะการเงิน ณ 30 ก.ย. 68 กลุ่มบริษัทบางจาก มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด 27,248 ล้านบาท และมีสินทรัพย์รวม 307,306 ล้านบาท ลดลง 9,235 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ ณ 31 ธ.ค. 67 มีหนี้สินรวม 224,331 ล้านบาท ปรับลดลง 5,737 ล้านบาท และส่วนผู้ถือหุ้นรวม 82,975 ล้านบาท ลดลง 3,499 ล้านบาท โดยเป็นส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนของบริษัทใหญ่ 57,996 ล้านบาท และมีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ 1.12 เท่า

เหตุการณ์สำคัญใน Q3/2568 ถึงปัจจุบัน

กรกฎาคม 2568

- 14 ก.ค. 68 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด BCPG ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในไทย จำนวน 32 โครงการ กำลังการผลิตติดตั้ง 17.48 เมกะวัตต์ มูลค่ารวมไม่เกิน 211.61 ล้านบาท โดยเข้าซื้อหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 100 ในบริษัท สแกน แอดวานซ์ เพาเวอร์ จำกัด จากบริษัท คอนโทรโน จำกัด และบริษัท พร้อม พาวเวอร์ จำกัด เพื่อเสริมศักยภาพธุรกิจพลังงานสะอาดในลักษณะสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภาคเอกชน (Private PPA) ในประเทศไทย
- 23 ก.ค. 68 บริษัท บีซีพีอาร์ จำกัด (BCPR) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัทฯ และบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ได้ประกาศความร่วมมือในการประกอบกิจการปิโตรเลียมในแปลงสำรวจปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/65 โดย BCPR ได้รับโอนสิทธิ ประโยชน์ และพันธะตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตในสัดส่วนร้อยละ 30 ซึ่งการเข้าร่วมเป็นพันธมิตรในครั้งนี้ได้รับการอนุญาตจากรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานแล้ว

สิงหาคม 2568

- 7 ส.ค. 68 บริษัทฯ ได้ออกหุ้นกู้ไม่ด้อยสิทธิ ไม่มีประกัน และมีผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ ขยายให้แก่ผู้ลงทุนรายใหญ่ จำนวน 5 ชุด มีอายุ ตั้งแต่ 3 ปี ถึง 12 ปี โดยมีอายุเฉลี่ย 6.5 ปี อัตราดอกเบี้ยเฉลี่ย 2.4% คิดเป็นมูลค่าที่ตราไว้รวม 8,000 ล้านบาท โดยมียอดจองซื้อมากกว่า 4 เท่าของจำนวนที่เสนอขาย ดอกเบี้ยความเชื่อมั่นของนักลงทุนต่อศักยภาพทางธุรกิจ และสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งของบางจากฯ โดยหุ้นกู้ได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือจากทริสเรตติ้งที่ระดับ “A+”
- 22 ส.ค. 68 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด BCPG ผ่านโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมมมมมมมมมมม (Monsoon) ขนาดกำลังการผลิตรวมทั้งโครงการ 600 เมกะวัตต์ (คิดเป็นสัดส่วนตามการถือหุ้นจำนวน 289.5 เมกะวัตต์) ได้เริ่มให้บริการเชิงพาณิชย์ทั้งโครงการ โดยทำการผลิตไฟฟ้าและส่งไฟฟ้าจาก สปป. ลาว เข้าสู่ระบบสายส่งเพื่อขายให้แก่การไฟฟ้าของเวียดนามอย่างเป็นทางการแล้ว
- 28 ส.ค. 68 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ OKEA ประกาศการค้นพบน้ำมันในหลุมสำรวจ Talisker ณ แหล่งผลิต Brage ซึ่ง OKEA เป็น Operator ถือสัดส่วนที่ร้อยละ 35.2 โดยจากการประเมินเบื้องต้นพบว่า ปริมาณสำรองที่สามารถผลิตได้ (Gross Recoverable Resources) อยู่ในช่วง 16-33 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมัน การค้นพบครั้งนี้สะท้อนกลยุทธ์ของ OKEA ในการต่อยอดจากแหล่งปิโตรเลียมใกล้เคียงกับโครงสร้างพื้นฐานเดิม เพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มและยืดอายุของแหล่งผลิตเดิมที่มีศักยภาพ

กันยายน 2568

- 25 ก.ย. 68 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด BCPG ผ่านโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในเวียดนาม จำนวน 2 โครงการ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม 99 เมกะวัตต์ ซึ่งทั้งสองโครงการได้รับการอนุมัติเพื่อทดสอบ Power Quality Test ในเดือนก.ย. แล้ว และจะเข้าสู่การขออนุมัติการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ต่อไป

ตุลาคม 2568

- 17 ต.ค. 68 บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมัน BSRC เปิดใช้ท่าเรือรับเรือบรรทุกน้ำมันดิบขนาดใหญ่มาก (Very Large Crude Carrier: VLCC) อย่างเป็นทางการ ณ โรงกลั่นบางจากศรีราชา ชลบุรี ซึ่งเป็นก้าวสำคัญของการเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนการจัดหาและขนส่งน้ำมันดิบ ตลอดจนยกระดับความสามารถการแข่งขันของกลุ่มบริษัทบางจาก

เหตุการณ์สำคัญใน Q3/2568 ถึงปัจจุบัน

- 21 ต.ค. 68 บริษัทฯ ประกาศทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ BSRC ในอัตรา 6.50 หุ้นสามัญของ BSRC ต่อ 1 หุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ ตั้งแต่วันที่ 24 ต.ค. 68 - 27 พ.ย. 68 โดยสอดคล้องตามแผนการปรับโครงสร้างการถือหุ้นและการบริหารจัดการระหว่างสองบริษัท เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัทบางจาก
- 30 ต.ค. 68 บริษัทฯ ทรูเรทติ้ง จำกัด คงอันดับเครดิตองค์กรของบริษัทฯ ที่ระดับ “A+” และแนวโน้มอันดับเครดิต “คงที่” ต่อเนื่องเป็นปีที่สอง ทั้งนี้ บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมัน BSRC ที่ได้รับการคงอันดับเครดิตองค์กรที่ระดับ “A+” ขณะที่บริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด BCPG และบริษัทย่อยของบริษัทฯ ในธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพ BBGI ได้รับการคงอันดับเครดิตองค์กรที่ระดับ “A” โดยทั้งสามบริษัทย่อยได้รับการประเมินแนวโน้มอันดับเครดิต “คงที่” สอดคล้องกับบริษัทฯ สะท้อนถึงความแข็งแกร่งของโครงสร้างธุรกิจและฐานะทางการเงินของกลุ่มบริษัทบางจาก

สถานการณ์ราคาน้ำมัน

สถานการณ์ราคาน้ำมันดิบและส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบอ้างอิง (Crack Spread)

ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ย (US\$/BBL)	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
Dubai (DB)	78.48	66.96	70.11	3.15	(8.37)	81.61	71.25	(10.36)
Dated Brent (DTD)	80.34	67.88	69.13	1.25	(11.21)	82.79	70.93	(11.86)
DTD-DB	1.86	0.92	(0.98)	(1.90)	(2.84)	1.18	(0.32)	(1.50)
ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบอ้างอิง (US\$/BBL)	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
Gasoline 95-DB	11.18	11.48	10.31	(1.17)	(0.87)	14.04	9.88	(4.16)
Jet/Kerosene-DB	13.17	14.23	16.09	1.86	2.92	15.82	14.55	(1.27)
Gasoil (10 ppm)-DB	13.69	15.81	18.74	2.93	5.05	17.15	16.35	(0.80)
Low Sulphur Fuel Oil-DB	7.85	6.14	1.95	(4.19)	(5.90)	6.52	3.53	(2.99)

ราคาน้ำมันดิบดูไบ เฉลี่ย Q3/2568 ปรับเพิ่มขึ้น US\$3.15/BBL เมื่อเทียบกับ Q2/2568 โดยได้รับแรงหนุนจากความกังวลด้านอุปทานจากความไม่แน่นอนทางภูมิรัฐศาสตร์ ทั้งความขัดแย้งระหว่างรัสเซีย-ยูเครนที่ยังคงดำเนินต่อเนื่อง และการโจมตีแหล่งโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานในรัสเซีย นอกจากนี้สหรัฐฯ ประกาศจะใช้มาตรการคว่ำบาตรรัสเซียเพิ่มเติม รวมถึงมาตรการทางภาษีศุลกากรที่รุนแรงขึ้น (Secondary Tariff) กับประเทศที่นำเข้าน้ำมันดิบจากรัสเซีย โดยเฉพาะอินเดียและจีน อีกทั้งยังมีแรงหนุนจากอุปสงค์ส่วนเพิ่มจากการนำเข้าน้ำมันดิบอย่างต่อเนื่องของจีนตามเป้าหมายการสำรองน้ำมันเชิงยุทธศาสตร์ และการปรับลดอัตราดอกเบี้ยของธนาคารกลางสหรัฐฯ (Fed) ซึ่งส่งผลให้ตลาดมีความคาดหวังต่อการเติบโตของอุปสงค์

ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเตหะรานกับดูไบ (DTD-DB) เฉลี่ย Q3/2568 ปรับลดลง US\$1.90/BBL เมื่อเทียบกับ Q2/2568 เนื่องจากราคาน้ำมันดิบดูไบได้รับแรงหนุนจากความกังวลต่ออุปทานและการส่งออกน้ำมันดิบของรัสเซีย จากมาตรการคว่ำบาตรรัสเซียและมาตรการทางภาษีศุลกากรกับประเทศที่นำเข้าน้ำมันดิบจากรัสเซีย นำไปสู่การจำกัดหาปริมาณน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นมาทดแทน โดยเฉพาะจากตะวันออกกลาง ส่งผลให้อุปทานในตลาดตึงตัว ขณะที่ราคาน้ำมันดิบเตหะรานได้รับแรงกดดันจากความต้องการน้ำมันดิบจากโรงกลั่นที่ชะลอตัว เมื่อเข้าสู่ช่วงสิ้นสุดฤดูร้อน ส่งผลให้ส่วนต่างราคาปรับลดลง

ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับราคาน้ำมันดิบดูไบ

- **ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน 95 - ดูไบ** เฉลี่ย Q3/2568 ปรับลดลง QoQ โดยตลาดน้ำมันเบนซินเอเชียได้รับแรงกดดันจากอุปสงค์การขับขึ้นในสหรัฐฯ ที่ชะลอตัวเมื่อใกล้สิ้นสุดช่วงฤดูร้อน อีกทั้งตลาดยังได้รับผลกระทบจากความไม่แน่นอนของมาตรการทางภาษีศุลกากรของสหรัฐฯ ซึ่งจำกัดการเติบโตทางเศรษฐกิจ และส่งผลให้อุปสงค์น้ำมันปรับตัวลดลง
- **ส่วนต่างราคาน้ำมันเจ็ท/เคโรซีน - ดูไบ** เฉลี่ย Q3/2568 ปรับเพิ่มขึ้น QoQ โดยได้รับแรงหนุนจากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิสราเอลและอิหร่าน ที่ส่งผลให้การส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปในกลุ่ม Middle Distillates จากภูมิภาคตะวันออกกลางลดลง
- **ส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซล (10 ppm) - ดูไบ** เฉลี่ย Q3/2568 ปรับเพิ่มขึ้น QoQ โดยได้รับแรงหนุนจากความกังวลอุปทานในฝั่งตะวันตกอยู่ในภาวะตึงตัว เนื่องจากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิสราเอลและอิหร่านส่งผลให้การส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปในกลุ่ม Middle Distillates จากภูมิภาคตะวันออกกลางลดลง ประกอบกับความเสี่ยงที่จะสูญเสียปริมาณส่งออกน้ำมันดีเซลของรัสเซียจากเหตุการณ์โดนโจมตี ซึ่งสะท้อนจากระดับสต็อกน้ำมันดีเซลในสหรัฐฯ และยุโรปที่อยู่ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปี
- **ส่วนต่างราคาน้ำมันเตาเกรดกัมมะถันต่ำ-ดูไบ** เฉลี่ย Q3/2568 ปรับลดลง QoQ โดยได้รับแรงกดดันจากอุปทานจำนวนมากในตลาด เนื่องจากโรงกลั่นยังคงรักษากำลังการผลิตในระดับสูง และอุปทานจากตะวันตกถูกส่งเข้าสู่เอเชียอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้อุปทานในภูมิภาคเพิ่มขึ้น

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมัน

ผลการดำเนินงานของธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมัน	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
รายได้ (ล้านบาท) ^{1/}	129,152	102,844	99,851	-3%	-23%	373,716	312,792	-16%
EBITDA (ล้านบาท)	(1,736)	(1,740)	2,891	>100%	>100%	4,833	4,290	-11%
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	259.7	241.6	264.9	10%	2%	254.0	258.3	2%
อัตรากำลังการผลิต (%)	88%	82%	90%			86%	88%	
ค่าการกลั่นพื้นฐานกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	2.49	4.45	7.38	2.94	4.89	3.80	5.27	1.47
- ค่าการกลั่นพื้นฐานโรงกลั่นพระโขนง	3.48	5.44	8.22	2.78	4.74	4.69	6.32	1.63
- ค่าการกลั่นพื้นฐานโรงกลั่นศรีราชา	1.61	3.43	6.66	3.23	5.05	3.16	4.34	1.18
Oil Hedging (US\$/BBL)	0.68	(1.22)	(1.36)	(0.15)	(2.05)	0.58	(0.50)	(1.08)
Inventory Gain/ (Loss) ^{2/} (US\$/BBL)	(6.13)	(4.75)	(1.54)	3.21	4.59	(1.88)	(2.12)	(0.24)
ค่าการกลั่นรวมกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	(2.95)	(1.52)	4.48	6.00	7.43	2.50	2.65	0.15
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย (THB/USD)	34.99	33.27	32.47	(0.80)	(2.52)	35.89	33.28	(2.61)
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (%)								
ก๊าซ LPG	4%	4%	5%	0.2%	0.4%	4%	5%	0.3%
แก๊ส	1%	1%	1%	-0.2%	0.2%	1%	1%	1%
น้ำมันเบนซิน	26%	27%	26%	-0.9%	-0.5%	26%	26%	0.2%
น้ำมันเครื่องบิน	9%	8%	9%	1%	-0.5%	10%	9%	-1%
น้ำมันดีเซล	43%	46%	44%	-1%	0.7%	43%	44%	1%
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	0.1%	0.1%	0%	-0.1%	-0.1%	0.1%	0.1%	0%
Unconverted Oil (UO)	4%	2%	4%	2%	-1%	3%	3%	-0.3%
น้ำมันเตา	9%	8%	9%	1%	1%	9%	9%	-1%
ยางมะตอย	1%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	0.2%
ปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมของบริษัทฯ ^{3/} (ล้านลิตร)	4,150	3,964	4,206	6%	1%	12,580	12,394	-1%
ธุรกิจการตลาด	3,327	3,393	3,393	0%	2%	10,247	10,284	0.4%
บริษัทน้ำมันมาตรา 7	418	263	312	19%	-25%	1,144	898	-22%
ส่งออก	405	308	501	63%	24%	1,190	1,212	2%

หมายเหตุ: 1/ ปรับปรุงรายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ สะท้อนถึงรายการระหว่างธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมันและธุรกิจการตลาด

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

3/ ปริมาณการจำหน่ายไม่รวมการแลกเปลี่ยนน้ำมันกับบริษัทน้ำมันมาตรา 7 และการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบ

สำหรับ 9M/2568 กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมันมีรายได้ 312,792 ล้านบาท ปรับลดลง 16% YoY และมี EBITDA 4,290 ล้านบาท ปรับลดลง 11% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานดังนี้

EBITDA -11% YoY

(-) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า US\$0.50/BBL (เทียบเท่า 1,182 ล้านบาท) โดยหลักมาจากผลขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการป้องกันความเสี่ยง เป็นผลจากแนวโน้มของส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซล-ดูไบ (GO-DB) ที่ปรับเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตั้งแต่ช่วงกลางเดือนมิ.ย. เนื่องจากอุปทานที่ตึงตัวจากสต็อกน้ำมันดีเซลที่อยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปี และการทยอยปิดโรงกลั่นหลายแห่งในยุโรป ในขณะที่ 9M/2567 รับรู้ผลกำไรที่ US\$0.58/BBL (เทียบเท่า 1,443 ล้านบาท)

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

EBITDA -11% YoY

- (-) รับรู้ Inventory Loss (รวม NRV) US\$2.12/BBL (เทียบเท่า 4,968 ล้านบาท) จากราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลงตามความต้องการในการบริโภคน้ำมันที่ชะลอตัวตามภาวะเศรษฐกิจและความไม่แน่นอนทางการค้า รวมถึงความกังวลต่ออุปทานน้ำมันดิบจากกลุ่มผู้ผลิตน้ำมันดิบ OPEC+ ที่ตัดสินใจเพิ่มปริมาณการผลิตต่อเนื่องตั้งแต่เดือนเม.ย. 68 ขณะที่ 9M/2567 มี Inventory Loss (รวม NRV) น้อยกว่าช่วงปัจจุบันอยู่ที่ US\$1.88/BBL (เทียบเท่า 4,683 ล้านบาท)
- (+) ค่าการกลั่นพื้นฐาน US\$5.27/BBL เพิ่มขึ้น US\$1.47/BBL จาก US\$3.80/BBL จากต้นทุนน้ำมันดิบของกลุ่มบริษัทฯ ที่ปรับลดลงและส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเตาเบรนท์ที่มีราคาต่ำกว่าน้ำมันดิบดูไบในช่วง 9M/2568 ช่วยชดเชยผลกระทบของ Crack Spread ที่อ่อนตัวลงได้ทั้งหมด
- (+) กลุ่มโรงกลั่นบางจากมีกำลังการผลิตเฉลี่ยอยู่ที่ 258.3 KBD เพิ่มขึ้น 4.3 KBD โดยได้รับแรงหนุนจากโรงกลั่นพระโขนงที่สามารถเดินเครื่องได้เต็มกำลังการผลิต เนื่องจากไม่มีการปิดซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระเช่นเดียวกับปี 2567

สำหรับ Q3/2568 กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมันมีรายได้ 99,851 ล้านบาท ปรับลดลง 3% QoQ และ 23% YoY และมี EBITDA 2,891 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น >100% QoQ และ YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% QoQ

- (+) ค่าการกลั่นพื้นฐานเพิ่มขึ้นอย่างแข็งแกร่งอยู่ที่ US\$7.38/BBL เพิ่มขึ้น US\$2.94/BBL ตามการปรับเพิ่มขึ้นอย่างมากของ Crack Spread ของผลิตภัณฑ์กลุ่ม Middle Distillates ได้แก่ น้ำมันดีเซล และน้ำมันอากาศยาน จากข้อจำกัดด้านอุปทาน รวมถึงส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเตาเบรนท์ที่มีราคาต่ำกว่าดูไบ (DTD-DB) ใน Q3/2568 และต้นทุนน้ำมันดิบของกลุ่มบริษัทฯ ที่ปรับลดลงเป็นปัจจัยหนุนค่าการกลั่นในไตรมาส
- (+) รับรู้ Inventory Loss US\$1.54/BBL (เทียบเท่า 1,218 ล้านบาท) ลดลงอย่างมีนัยสำคัญจาก Q2/2568 ที่รับรู้ US\$4.75/BBL (เทียบเท่า 3,472 ล้านบาท) อย่างไรก็ตาม รับรู้ผลขาดทุนเนื่องจากราคาน้ำมันดิบเตาเบรนท์ที่บริษัทฯ ใช้อ้างอิงหลัก เคลื่อนไหวในทิศทางขาลงในระหว่างไตรมาสสวนทางกับน้ำมันดิบดูไบ
- (+) กลุ่มโรงกลั่นบางจากมีกำลังการผลิตเฉลี่ยอยู่ที่ 264.9 KBD เพิ่มขึ้น 23.3 KBD จากไตรมาสก่อนที่โรงกลั่นศรีราชาชะลอการกลั่น เพื่อปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพหน่วยกลั่นตามแผน
- (-) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า (รวมการวัดมูลค่ายุติธรรมตามมาตรฐานบัญชี) US\$1.36/BBL (เทียบเท่า 1,079 ล้านบาท) เนื่องจาก Crack Spread ของน้ำมันดีเซลและน้ำมันอากาศยานที่ปรับเพิ่มขึ้น ขณะที่ Q2/2568 รับรู้ผลขาดทุนที่ US\$1.22/BBL (เทียบเท่า 891 ล้านบาท)

EBITDA +>100% YoY

- (+) รับรู้ Inventory Loss ในไตรมาสนี้ลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/2567 ที่รับรู้ Inventory Loss (รวม NRV) US\$6.13/BBL (เทียบเท่า 5,120 ล้านบาท)
- (+) ค่าการกลั่นพื้นฐาน US\$7.38/BBL เพิ่มขึ้น US\$4.89/BBL โดยหลักมาจาก Crack Spread ที่ปรับเพิ่มขึ้น ประกอบกับต้นทุนน้ำมันดิบของกลุ่มบริษัทฯ ที่ปรับลดลง
- (+) กลุ่มโรงกลั่นบางจากมีกำลังการผลิตเฉลี่ย 264.9 KBD เพิ่มขึ้น 5.2 KBD จากกำลังการผลิตเฉลี่ย 259.7 KBD
- (-) รับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า (รวมการวัดมูลค่ายุติธรรมตามมาตรฐานบัญชี) ในขณะ Q3/2567 มีกำไร US\$0.68/BBL

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจการตลาด

ผลการดำเนินงานของธุรกิจการตลาด	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
รายได้ (ล้านบาท) ^{1/}	95,192	89,202	88,200	-1%	-7%	295,610	273,561	-7%
EBITDA (ล้านบาท)	794	1,181	1,629	38%	>100%	4,771	4,652	-2%
ค่าการตลาดของกลุ่มบางจาก (บาท/ลิตร)	0.96	0.87	0.90	3%	-6%	0.91	0.87	-4%
ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบางจาก ^{2/} (บาท/ลิตร)	0.77	0.73	0.85	16%	10%	0.86	0.80	-7%
ปริมาณการจำหน่ายรวมของกลุ่มบริษัทบางจาก (ล้านลิตร)	3,327	3,393	3,393	0%	2%	10,247	10,284	0.4%
- ค้าปลีก	2,032	2,098	2,029	-3%	-0.1%	6,268	6,230	-1%
- อุตสาหกรรม	1,295	1,295	1,364	5%	5%	3,979	4,054	2%
ปริมาณการจำหน่ายตามผลิตภัณฑ์ของกลุ่มบางจาก (ล้านลิตร)	3,327	3,393	3,393	0%	2%	10,247	10,284	0.4%
ก๊วซปิโตรเลียมเหลว	150	156	171	10%	14%	439	492	12%
แก๊สโซลีน	914	925	939	2%	3%	2,760	2,759	0%
น้ำมันเครื่องบิน	363	312	335	7%	-8%	1,093	1,052	-4%
น้ำมันดีเซล	1,722	1,792	1,695	-5%	-2%	5,420	5,295	-2%
น้ำมันเตา และอื่นๆ	178	208	253	22%	42%	534	686	28%
หน่วย: จำนวนสาขา								
สถานีบริการน้ำมัน	2,141	2,171	2,173	2	32	2,141	2,173	32
- ภายใต้การดำเนินการของบางจาก	1,396	1,410	1,405	-5	9	1,396	1,405	9
- ภายใต้การดำเนินการของ BSRC	745	761	768	7	23	745	768	23
สถานีอัดประจุไฟฟ้า (EV Chargers)	321	464	502	38	181	321	502	181
ร้านกาแฟ (Inthanin)	1,003	1,080	1,108	28	105	1,003	1,108	105

หมายเหตุ: 1/ ปรับปรุงรายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ สะท้อนถึงรายการระหว่างธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมันและธุรกิจการตลาด

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

สำหรับ 9M/2568 กลุ่มธุรกิจการตลาดมีรายได้ 273,561 ล้านบาท ปรับลดลง 7% YoY และมี EBITDA 4,652 ล้านบาท ปรับลดลง 2% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA -2% YoY

(-) ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจากปรับลดลง 7% มาอยู่ที่ 0.80 บาท/ลิตร โดยมีสาเหตุหลักจากการรับรู้ Inventory Loss ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน และการแข่งขันด้านราคาที่รุนแรงในตลาดอุตสาหกรรม ส่งผลให้ความสามารถในการทำกำไรของผลิตภัณฑ์หลักลดลง อย่างไรก็ตาม การขยายตลาดของผลิตภัณฑ์มูลค่าสูง ได้แก่ ยางมะตอย (Asphalt) และน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับเรือเดินสมุทร (Marine Fuels) และการเพิ่มสัดส่วนการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันหล่อลื่นผ่านช่องทางที่มีค่าการตลาดสูง ช่วยชดเชยผลกระทบได้บางส่วน

(+) ปริมาณการจำหน่ายรวมเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากการผลักดันยอดขายผลิตภัณฑ์มูลค่าสูง ได้แก่ ยางมะตอย และน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับเรือเดินสมุทรผ่านตลาดอุตสาหกรรม ขณะที่ยอดขายผ่านสถานีบริการอ่อนตัวลงเล็กน้อยสอดคล้องกับภาพรวมการบริโภคที่ชะลอตัว อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทบางจากยังคงรักษาส่วนแบ่งการตลาดผ่านสถานีบริการที่ 29% ได้อย่างต่อเนื่อง

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

สำหรับ Q3/2568 กลุ่มธุรกิจการตลาดมีรายได้ 88,200 ล้านบาท ปรับลดลง 1% QoQ และ 7% YoY และมี EBITDA 1,629 ล้านบาท เติบโต 38% QoQ และ >100% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +38% QoQ	EBITDA +>100% YoY
(+) ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจากเพิ่มขึ้น 16% มาอยู่ที่ 0.85 บาท/ลิตร จากการรับรู้ผลกระทบจาก Inventory Loss ที่ลดลงอย่างมากจากไตรมาสก่อนหน้า อย่างไรก็ดี หากไม่รวมผลกระทบดังกล่าว ค่าการตลาดของกลุ่มบริษัทบางจากเติบโต 3% โดยได้รับแรงหนุนจากมาร์จินที่สูงขึ้นของ Marine Fuels และการเพิ่มสัดส่วนการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันหล่อลื่นผ่านช่องทางที่มีค่าการตลาดสูง (0) ยอดจำหน่ายผลิตภัณฑ์มูลค่าสูง (High-Value Product) ได้แก่ ยางมะตอย และ Marine Fuels ผ่านตลาดอุตสาหกรรมที่เติบโตอย่างโดดเด่นที่ 63% และ 20% ตามลำดับ รวมถึงยอดจำหน่ายน้ำมันอากาศยานที่ฟื้นตัวสวนทางกับตลาด สามารถชดเชยปริมาณการขายผ่านสถานีบริการที่อ่อนตัวจากปัจจัยฤดูกาลได้ทั้งหมด	(+) ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจากเติบโต 10% จากการรับรู้ Inventory Loss ที่ลดลงอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับ Q3/2567 ที่ราคาน้ำมันมีความผันผวนสูง (+) ปริมาณการจำหน่ายรวมขยายตัว 2% YoY จากการเติบโตของยอดจำหน่ายผลิตภัณฑ์มูลค่าสูง ซึ่งเป็นผลจากการขยายตลาดอย่างมีประสิทธิภาพของกลุ่มบริษัทบางจาก

บางจากฯ มุ่งมั่นในการส่งมอบผลิตภัณฑ์น้ำมันที่มีคุณภาพระดับมาตรฐานสากล ควบคู่กับการพัฒนาธุรกิจ Retail Experience ด้วยความใส่ใจในทุกรายละเอียดและการบริการที่เป็นเลิศ เพื่อยกระดับความประทับใจและสร้างความพึงพอใจสูงสุดให้แก่ลูกค้า ภายใต้แนวคิด “Greenovative Destination for Intergeneration” โดยมุ่งเน้นในการนำเสนอสินค้าและผลิตภัณฑ์ที่มีความหลากหลาย เพื่อให้สถานีบริการน้ำมันบางจากเป็นจุดหมายปลายทางที่ตอบโจทย์ความต้องการของผู้ใช้บริการทุกช่วงวัย โดย ณ สิ้น Q3/2568 กลุ่มบริษัทบางจากมีสถานีบริการรวม 2,173 สถานี จุดชาร์จ EV กว่า 502 สถานี โดยยังคงรักษาส่วนแบ่งทางการตลาดผ่านสถานีบริการที่ระดับ 29% และยังคงมุ่งนำเสนอผลิตภัณฑ์คุณภาพสูงทั้ง Premium 97 และ Premium Diesel ผ่านการขยาย Network Coverage ให้ครอบคลุมมากขึ้น โดยมีส่วนแบ่งการตลาดในตลาดน้ำมันพรีเมียมกว่า 14.8% ขณะที่ธุรกิจ Retail Experience บางจากฯ มีเป้าหมายในการ

ส่วนแบ่งการตลาด 29%

(จาก 28.9% ณ สิ้นปี 2567)



เพิ่ม EBITDA จากทั้งการขายตัวของร้านกาแฟอินเทล ที่ ณ ปัจจุบันมีสาขาแล้ว 1,108 สาขา ทั้งในและนอกสถานีบริการน้ำมันบางจากทั่วประเทศ พร้อมกับเพิ่มความหลากหลายของบริการ เพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าอย่างต่อเนื่อง ทั้งการเพิ่มร้านค้าสะดวกซื้อ ร้านค้าพันธมิตรที่มีศักยภาพในสถานีบริการบางจาก เพื่อรองรับทุกไลฟ์สไตล์ได้อย่างลงตัว

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด

ผลการดำเนินงานของธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด (ล้านบาท)	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
รายได้จากการขายและการให้บริการ	1,125	780	1,100	41%	-2%	3,402	2,611	-23%
EBITDA (รวมส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุน)	1,319	978	1,620	66%	23%	3,743	3,501	-6%
- ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุน	386	322	757	>100%	96%	675	1,524	>100%
กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทย่อย ⁽¹⁾)								
พลังงานแสงอาทิตย์-ประเทศไทย	183.9	186.4	187.7	0.7%	2%	183.9	187.7	2%
พลังงานลม-ประเทศไทย	9.0	9.0	9.0	0%	0%	9.0	9.0	0%
พลังงานแสงอาทิตย์-ประเทศญี่ปุ่น ²	-	-	-	-	-	-	-	-
พลังงานน้ำ-สปป.ลาว	114.0	114.0	114.0	0%	0%	114.0	114.0	0%
พลังงานลม-สปป.ลาว	-	-	289.5	N/A	N/A	-	289.5	N/A
พลังงานลม-ประเทศฟิลิปปินส์ ³	14.4	17.1	-	-100%	-100%	14.4	-	-100%
พลังงานก๊าซธรรมชาติ - ประเทศสหรัฐอเมริกา	857.0	857.0	857.0	0%	0%	857.0	857.0	0%
รวม	1,178.3	1,183.4	1,457.2	23%	24%	1,178.3	1,457.2	23%
ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง)								
พลังงานแสงอาทิตย์ - ประเทศไทย	80.4	81.3	76.9	-5%	-4%	250.5	246.6	-2%
พลังงานลม - ประเทศไทย	3.3	2.5	4.4	78%	33%	8.7	10.8	25%
พลังงานแสงอาทิตย์-ประเทศญี่ปุ่น ²	-	-	-	-	-	57.9	-	-100%
พลังงานน้ำ - สปป.ลาว	234.5	96.3	244.6	>100%	4%	378.5	398.7	5%
พลังงานลม - สปป.ลาว	-	-	63.1	N/A	N/A	-	63.1	N/A
พลังงานลม-ประเทศฟิลิปปินส์ ³	9.4	8.7	-	-100%	-100%	32.7	27.0	-17%
พลังงานก๊าซธรรมชาติ - ประเทศสหรัฐอเมริกา	1,659.5	1,473.2	1,621.6	10%	-2%	4,768.3	4,551.3	-5%
รวม	1,987.1	1,661.9	2,010.6	21%	1%	5,496.6	5,297.5	-4%
ปริมาณการใช้ถ่านหินและถ่านหินอัด (ล้านลิตร)								
ปริมาณการใช้ถ่านหิน	689.0	716.4	716.4	0%	4%	696.2	707.7	2%
ปริมาณการใช้ถ่าน	313.4	336.5	323.3	-4%	3%	291.9	322.9	11%

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

2/ เมื่อวันที่ 26 มิ.ย. 67 ธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาดได้เสร็จสิ้นการจำหน่ายไปซึ่งโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นทั้งหมด จำนวน 9 โครงการ ขนาดกำลังการผลิตตามสัญญารวม 89.7 เมกะวัตต์

3/ เมื่อเดือนมิ.ย. 68 ธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาดได้หยุดรับรายได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์ทั้งหมด จำนวน 2 โครงการ ขนาดกำลังผลิตตามสัญญารวม 19.7 เมกะวัตต์

สำหรับ 9M/2568 กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาดมีรายได้ 2,611 ล้านบาท ปรับลดลง 23% YoY และมี EBITDA 3,501 ล้านบาท ปรับลดลง 6% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA -6% YoY

(-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยไม่มีการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าใน 9M/2568 เนื่องจากมีการจำหน่ายโครงการที่มีอยู่ทั้งหมดในประเทศไทยตั้งแต่เดือนมิ.ย. 67

(-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย มีรายได้รวมและปริมาณการจำหน่ายลดลง โดยมีสาเหตุหลักจากการสิ้นสุด Adder ประกอบกับค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ที่ปรับลดลง

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

EBITDA -6% YoY

- (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในสปป. ลาว มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 5% YoY เนื่องจากฤดูฝนในสปป. ลาว ที่เริ่มต้นเร็วและยาวนานกว่าปีก่อนหน้า ส่งผลให้ปริมาณน้ำในเขื่อนเพิ่มขึ้น
- (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในสปป. ลาว เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งโครงการ 600 เมกะวัตต์ (คิดเป็นกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนที่ 289.5 เมกะวัตต์) ซึ่งทยอย COD ตั้งแต่เดือนก.ค. 68 จนครบทั้งหมดในเดือนส.ค. 68
- (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 25% YoY จากกำลังลมที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาล
- (+) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 1,524 ล้านบาท เพิ่มขึ้น YoY เนื่องจากมีการรับรู้ค่าความพร้อมจ่าย (Capacity Revenue) ของธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในประเทศสหรัฐอเมริกาปรับเพิ่มขึ้นจากเดิม \$29/MW-day เป็น \$270/MW-day ตั้งแต่เดือนมิ.ย. 68 อีกทั้งช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้ามีการบันทึกค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการ Refinance จำนวน 535 ล้านบาท ขณะที่ธุรกิจผลิตไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์รับรู้ส่วนแบ่งกำไรลดลง จากแผนการจำหน่ายเงินลงทุนทั้งหมดในบริษัท Petro Wind Energy Inc. เมื่อเดือนมิ.ย. 68
- (+) ธุรกิจคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือในประเทศไทย มีปริมาณการใช้ถังเก็บน้ำมันและปริมาณการใช้ท่อเพื่อขนถ่ายน้ำมันเพิ่มขึ้น จากการปรับสัญญาเช่าถังบางส่วนและการใช้บริการขนถ่ายน้ำมันของลูกค้าเพิ่มขึ้น

สำหรับ Q3/2568 กลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาดมีรายได้ 1,100 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 41% QoQ แต่ลดลง 2% YoY และมี EBITDA 1,620 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 66% QoQ และ 23% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +66% QoQ

- (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในสปป. ลาว มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น >100% จากปริมาณน้ำฝนเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในช่วงฤดูมรสุม ทำให้ปริมาณน้ำในเขื่อนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง
- (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในสปป. ลาว ที่ทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) ตั้งแต่เดือนก.ค. 68 จนครบทั้งหมด 289.5 เมกะวัตต์ตามสัดส่วน ในเดือนส.ค. 68 จึงเริ่มรับรู้ผลการดำเนินงานในไตรมาส
- (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 76% จากกำลังลมที่เพิ่มขึ้นตามปัจจัยฤดูกาล
- (+) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 757 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก Q2/2568 จากส่วนแบ่งกำไรจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติประเทศสหรัฐอเมริกา จากการรับรู้ค่าความพร้อมจ่าย (Capacity Revenue) ที่เพิ่มขึ้นเต็มไตรมาส

EBITDA +23% YoY

- (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำใน สปป. ลาว มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 4% จากการเข้าสู่ฤดูฝนเร็วกว่าปีก่อนหน้า ส่งผลให้ปริมาณน้ำในเขื่อนเพิ่มขึ้น
- (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมใน สปป. ลาว ที่ทยอย COD ตั้งแต่เดือนก.ค. 68
- (+) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 33% จากกำลังลมที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า
- (+) โครงการคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือในประเทศไทย มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณการใช้ถังเก็บน้ำมันและท่อเพื่อขนถ่ายน้ำมันเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลจากการปรับสัญญาเช่าถังบางส่วนและการใช้บริการขนถ่ายน้ำมันเพิ่มขึ้น
- (+) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม 757 ล้านบาท เพิ่มขึ้น YoY จากธุรกิจผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติประเทศสหรัฐอเมริกา ที่รับรู้ Capacity Revenue เพิ่มขึ้นจากเดิม

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

EBITDA +66% QoQ	EBITDA +23% YoY
รวมถึงปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น 10% จากจำนวนวันปิดซ่อมบำรุงที่ลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า และอัตราการทำกำไรต่อหน่วยเพิ่มขึ้นจาก Spark Spread ที่เพิ่มขึ้นในตลาดซื้อขายไฟฟ้า PJM Interconnection (PJM) ขณะที่ธุรกิจผลิตไฟฟ้าพลังงานลมประเทศฟิลิปปินส์ บริษัทฯ ได้หยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรตั้งแต่เดือนมิ.ย. 68 (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย มีรายได้รวมลดลงจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่ลดลง 5% จากค่าความเข้มแสงที่ลดลง ตามฤดูกาลและอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ลดลง (-) โครงการคลังน้ำมันและท่าเทียบเรือในประเทศไทย มีปริมาณการใช้ถังเก็บน้ำมันคงที่ แต่มีปริมาณการใช้ที่ลดลง 4% จากการให้บริการขนถ่ายน้ำมันลดลงตามความต้องการใช้น้ำมันที่อ่อนตัวลงในช่วงฤดูมรสุม	\$29/MW-day เป็น \$270/MW-day ตั้งแต่เดือนมิ.ย.68 ขณะที่ธุรกิจผลิตไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์ ได้หยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรขาดทุนตั้งแต่เดือนมิ.ย.68 (-) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย มีรายได้รวมลดลงจากการสิ้นสุด adder และปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง 4% จากค่าความเข้มแสงที่ลดลง เนื่องจากการเข้าสู่ช่วงฤดูฝนเร็วกว่าปีก่อน และอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ลดลง

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพ

ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพ (ล้านบาท)	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
รายได้จากการขาย	5,365	3,789	4,363	15%	-19%	15,532	13,539	-13%
EBITDA	161	85	286	>100%	78%	654	666	2%
ผลการดำเนินงาน								
กำไร (ขาดทุน) ขั้นต้น	143	47	275	>100%	92%	529	601	14%
ค่าใช้จ่ายในการขายและการบริหาร	(101)	(100)	(115)	15%	14%	(267)	(319)	19%
ปริมาณการจำหน่าย (ล้านลิตร)	163.3	129.8	162.2	25%	-1%	465.8	445.9	-4%
ผลิตภัณฑ์เอทานอล	51.6	46.5	82.3	77%	60%	117.6	195.5	66%
ผลิตภัณฑ์ไบโอดีเซล	111.6	83.3	79.9	-4%	-28%	348.2	250.4	-28%

สำหรับ 9M/2568 กลุ่มธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพมีรายได้ 13,539 ล้านบาท ปรับลดลง 13% YoY และมี EBITDA 666 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 2% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +2% YoY

(+) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายไบโอดีเซล (B100) แม้มีรายได้ปรับลดลงจากการอ่อนตัวของปริมาณจำหน่ายที่ลดลง 28% ตามการปรับลดสัดส่วนการผสมไบโอดีเซลจากปี7 เป็นปี5 ซึ่งมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 21 พ.ย. 67 อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ มีกำไรขั้นต้นปรับเพิ่มขึ้นโดยหลักมาจากระหว่างราคาขายกับต้นทุนวัตถุดิบของ B100 และผลิตภัณฑ์ผลพลอยได้ที่ปรับสูงขึ้น และการบริหารจัดการต้นทุนที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น

(-) ธุรกิจผลิตและจำหน่ายเอทานอล มีรายได้ปรับเพิ่มขึ้นตามปริมาณจำหน่ายที่เติบโตถึง 66% ทั้งจากการจัดหาวัตถุดิบได้ปริมาณเพิ่มมากขึ้นและมีคุณภาพที่ดีขึ้น รวมถึงการปรับปรุงประสิทธิภาพในการผลิตของโรงงานเอทานอล ส่งผลให้สามารถให้กำลังการผลิตได้เพิ่มขึ้นอย่างมากเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน อย่างไรก็ตาม กำไรขั้นต้นปรับลดลงจากอัตรากำไรที่อ่อนตัวตามราคาขายเอทานอลที่ปรับลดลงอย่างต่อเนื่อง จากความต้องการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพที่ยังอยู่ในระดับต่ำ ขณะที่การแข่งขันในอุตสาหกรรมยังคงอยู่ในระดับสูง

สำหรับ Q3/2568 กลุ่มธุรกิจผลิตภัณฑ์ชีวภาพมีรายได้ 4,363 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 15% QoQ แต่ลดลง 19% YoY และมี EBITDA 286 ล้านบาท เติบโต >100% QoQ และ 78% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +>100% QoQ

(+) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายไบโอดีเซล (B100) แม้มีรายได้ปรับลดลง จากปริมาณการจำหน่ายที่อ่อนตัวลงตามปัจจัยฤดูกาล และผลกระทบจากสถานการณ์น้ำท่วมในหลายพื้นที่ อย่างไรก็ตาม กำไรขั้นต้นปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จากการบริหารจัดการต้นทุนวัตถุดิบที่มีประสิทธิภาพ

EBITDA +78% YoY

(+) ธุรกิจผลิตและจัดจำหน่ายไบโอดีเซล (B100) มีรายได้อ่อนตัวจากปริมาณการจำหน่ายที่ลดลง ซึ่งเป็นผลจากการปรับลดสัดส่วนผสมไบโอดีเซลตามที่กล่าวไปข้างต้น แต่มีกำไรขั้นต้นปรับเพิ่มขึ้นจากการบริหารจัดการต้นทุนวัตถุดิบที่มีประสิทธิภาพ และราคาขายผลิตภัณฑ์ผลพลอยได้ที่ปรับสูงขึ้น

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

EBITDA +>100% QoQ	EBITDA +78% YoY
(+) ธุรกิจผลิตและจำหน่ายเอทานอล มีรายได้และกำไรขั้นต้นปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยหลักมาจากการเติบโตอย่างมีนัยสำคัญของปริมาณการจำหน่าย (+77% QoQ) จากการเดินเครื่องผลิตในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต ส่งผลให้ต้นทุนต่อหน่วยลดลง	(+) ธุรกิจผลิตและจำหน่ายเอทานอล แม้มีรายได้ปรับลดลง โดยหลักมาจากราคาเฉลี่ยเอทานอลที่ลดลง 40% YoY อย่างไรก็ตาม กำไรขั้นต้นสามารถปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปริมาณการผลิตและจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น จากการเดินเครื่องผลิตในระดับสูง และการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต ส่งผลให้ต้นทุนต่อหน่วยลดลง

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ



กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ

ผลการดำเนินงานของธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ (ล้านบาท)	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
รายได้	9,570	6,491	7,056	9%	-26%	29,501	22,595	-23%
EBITDA	6,734	3,503	4,039	15%	-40%	19,809	14,167	-28%
ผลการดำเนินงาน - OKEA								
รายได้จากการขายน้ำมันดิบและก๊าซ	9,570	6,491	7,056	9%	-26%	29,501	22,595	-23%
EBITDA	6,765	3,485	4,004	15%	-41%	19,954	14,037	-30%
ปริมาณการผลิต-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	37.26	31.71	31.65	-0.2%	-15%	39.23	32.52	-17%
ปริมาณการจำหน่าย-สัดส่วนของ OKEA (kboepd)	40.79	32.98	36.28	10%	-11%	40.22	36.10	-10%
ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (US\$/BBL)	74.90	63.1	65.30	3%	-13%	78.85	67.04	-15%
ราคาขายก๊าซธรรมชาติ (US\$/BBL)	68.90	71.4	65.70	-8%	-5%	63.25	73.76	17%

สำหรับ 9M/2568 กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีรายได้ 22,595 ล้านบาท ปรับลดลง 23% YoY และมี EBITDA 14,167 ล้านบาท ปรับลดลง 28% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA -28% YoY

- (-) ปริมาณการผลิตและปริมาณการจำหน่ายปรับลดลง 17% และ 10% ตามลำดับ โดยหลักมาจากการจำหน่ายแหล่งผลิต Yme ในช่วง Q4/2567 และปริมาณการผลิตที่ลดลงตามธรรมชาติของแหล่งผลิต Statfjord และ Brage ขณะที่มีการจำหน่ายมากกว่ากำลังการผลิตตามสัญญา (Overlift) เพิ่มขึ้นจากแหล่งผลิต Draugen และการเริ่มผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติจากหลุมผลิต Sognefjord East ในพื้นที่แหล่งผลิต Brage ตั้งแต่วันที่ 68
- (-) ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลวปรับลดลง 15% สอดคล้องตามราคาตลาดโลกที่อ่อนตัวลงจากภาวะเศรษฐกิจ และอุปทานที่เพิ่มขึ้นจากการปรับเพิ่มกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC+
- (+) ราคาขายก๊าซธรรมชาติปรับเพิ่มขึ้น 17% YoY จากความต้องการที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า เนื่องจากอุณหภูมิที่ต่ำกว่าปกติ และปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติในยุโรปอยู่ในระดับต่ำเทียบกับค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปี

สำหรับ Q3/2568 กลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีรายได้ 7,056 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 9% QoQ แต่ลดลง 26% YoY และมี EBITDA 4,039 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 15% QoQ แต่ลดลง 40% YoY โดยมีปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานดังนี้

EBITDA +15% QoQ

- (+) ปริมาณการจำหน่ายปรับเพิ่มขึ้น 10% จากการเริ่มผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติของหลุมผลิต Sognefjord East ในพื้นที่แหล่งผลิต Brage ตั้งแต่วันที่ 68
- (+) ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Price) ปรับเพิ่มขึ้น 3% จากความกังวลต่อการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลก

EBITDA -40% YoY

- (-) ปริมาณการผลิตและปริมาณการจำหน่ายปรับลดลง 15% และ 11% ตามลำดับ โดยหลักมาจากการจำหน่ายแหล่งผลิต Yme ในช่วง Q4/2567 และการปิดซ่อมบำรุงตามแผนเป็นเวลา 3 สัปดาห์ ขณะที่ปริมาณการผลิตและจำหน่าย จากแหล่งผลิต Draugen และ

ผลการดำเนินงานรายกลุ่มธุรกิจ

EBITDA +15% QoQ	EBITDA -40% YoY
คลี่คลายลง และการบรรลุข้อตกลงเจรจาทางการค้าของประเทศสหรัฐอเมริกาประเทศคู่ค้า (-) ปริมาณการผลิตค่อนข้างคงที่ปรับลดลงเพียง 0.2% แม้จะมีการปิดซ่อมบำรุงแหล่งผลิต Gjoa และ Ivar Aasen ตามแผนเป็นเวลา 3 สัปดาห์ (-) ราคาขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Price) ปรับลดลง 8% จากปริมาณการผลิตในตลาดที่เพิ่มขึ้นเพื่อเตรียมเข้าสู่ช่วงฤดูหนาว	Brage เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า จึงสามารถชดเชยผลกระทบดังกล่าวได้บางส่วน (-) ราคาขายเฉลี่ยน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Price) และราคาขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Price) ปรับลดลง 13% และ 5% ตามลำดับ ตามภาวะเศรษฐกิจโลกชะลอตัวและความขัดแย้งด้านภูมิรัฐศาสตร์ รวมถึงอุปทานที่เพิ่มขึ้นจากการปรับเพิ่มกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC+

ใน Q3/2568 OKEA มีการรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าจากราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้า (Forward Price) ที่ลดลง และการปรับลดประมาณการปริมาณสำรองในแหล่งผลิต Statfjord และ Draugen (Hasselmus) โดยเป็นการตั้งด้อยค่าบนค่าความนิยม (Technical Goodwill) ที่ไม่สามารถหักเป็นค่าใช้จ่ายทางภาษีได้ เมื่อคำนวณตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ คิดเป็น 8.2 ล้านเหรียญสหรัฐฯ เทียบเท่า 267 ล้านบาท และการตั้งด้อยค่าบนสินทรัพย์ที่สามารถหักเป็นค่าใช้จ่ายทางภาษีได้ คิดเป็น 13.2 ล้านเหรียญสหรัฐฯ เทียบเท่า 429 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ อย่างไรก็ตาม OKEA ยังคงมีสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง และมีกระแสเงินสดสุทธิเป็นบวก

งบกำไรขาดทุน

ภาพรวมงบกำไรขาดทุน

หน่วย: ล้านบาท	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
รายได้จากการขายและการให้บริการ	154,193	125,827	123,305	-2%	-20%	447,631	383,780	-14%
กำไร (ขาดทุน) จากตราสารอนุพันธ์	2,256	(751)	(1,097)	-46%	<-100%	1,734	(892)	<-100%
Accounting EBITDA	7,170	3,664	10,269	>100%	43%	33,242	26,600	-20%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	(587)	31	163	>100%	>100%	1	659	>100%
กลับรายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์*	4,767	(1,622)	(4,872)	<-100%	<-100%	4,510	(6,900)	<-100%
ต้นทุนทางการเงิน	(1,740)	(1,858)	(1,482)	-20%	-15%	(5,232)	(4,918)	-6%
รายได้ (ค่าใช้จ่าย) ภาษีเงินได้	(7,535)	(416)	1,523	<-100%	<-100%	(15,898)	(2,883)	-82%
กำไร (ขาดทุน) สำหรับงวด	(1,687)	(3,414)	802	>100%	>100%	3,898	54	-99%
ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	(2,093)	(2,560)	1,108	>100%	>100%	2,168	663	-69%
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	(1.61)	(1.86)	0.80			1.30	0.48	
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ)	711	1,247	3,186	>100%	>100%	4,321	6,184	43%
รายการพิเศษ (ก่อนหักภาษี)	691	(5,694)	(6,914)	-21%	<-100%	2,863	(12,107)	<-100%
โดยมีรายการหลักดังนี้								
Inventory Gain (loss)	(5,840)	(3,967)	(1,271)	68%	78%	(5,268)	(5,535)	-5%
(รวมกลับรายการ/ขาดทุนจากการปรับ NRV)								
กำไร (ขาดทุน) จากตราสารอนุพันธ์ที่ยังไม่เกิดขึ้น	2,167	(1,370)	(953)	30%	<-100%	1,669	(1,592)	<-100%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	(587)	31	163	>100%	>100%	1	659	>100%
กำไรจากการขายเงินลงทุน (หลังหักภาษี)	-	-	-	N/A	N/A	2,159	-	-100%
- ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี	-	-	-	N/A	N/A	1,248	-	-100%
รายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่าสินทรัพย์*	4,767	(1,622)	(4,872)	<-100%	<-100%	4,510	(6,900)	<-100%
- ตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี*	116	(808)	(699)	-14%	<-100%	(700)	(1,692)	<-100%
กลับรายการ (ขาดทุน) จากการด้อยค่า TFRS9	3	(56)	58	>100%	>100%	60	20	-67%
รายการอื่นๆ	181	1,290	(38)	<-100%	<-100%	(268)	1,241	>100%

ผลการดำเนินงาน 9M/2568 เทียบกับ 9M/2567

รายได้จากการขายและการให้บริการรวม 383,780 ล้านบาท ลดลง 14% โดยหลักมาจากการลดลงของรายได้ที่เกี่ยวข้องกับกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น กลุ่มธุรกิจการตลาด และกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ จากราคาน้ำมันที่ปรับลดลงตามภาวะเศรษฐกิจโลกชะลอตัว และกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นจากกลุ่ม OPEC+

Accounting EBITDA 26,600 ล้านบาท ลดลง 20% ส่วนใหญ่มาจากกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติที่ได้รับผลกระทบจากราคาขายที่ปรับตัวลดลงตามตลาดโลก รวมถึงปริมาณการจำหน่ายที่ลดลงจากการจำหน่ายแหล่งผลิต Yme ในช่วง Q4/2567 และปริมาณการผลิตที่ลดลงตามธรรมชาติ

งบกำไรขาดทุน

รายการพิเศษโดยหลัก ได้แก่

- **Inventory Loss (รวมกลับรายการ/ขาดทุนจากการปรับ NRV)** 5,535 ล้านบาท จากราคาน้ำมันที่ปรับตัวลดลงอย่างมาก เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน
- **ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ที่ยังไม่เกิดขึ้น** 1,592 ล้านบาท โดยหลักจากผลขาดทุนสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้า และผลขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมจากสัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้าจากค่าเงินดอลลาร์สหรัฐที่อ่อนค่าเทียบกับเงินบาท
- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน** 659 ล้านบาท โดยหลักจากการอ่อนค่าของดอลลาร์สหรัฐเทียบกับโครนอร์เวย์ของกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ ซึ่งสามารถชดเชยขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนของกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาดที่มีสินทรัพย์ในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐได้ทั้งหมด
- **กำไรจากการขายเงินลงทุน** ไม่มีการจำหน่ายเงินลงทุนใน 9M/2568 ขณะที่ 9M/2567 มีกำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น 2,159 ล้านบาท (หรือ 1,248 ล้านบาท เมื่อคำนวณตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี)
- **ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์** 6,900 ล้านบาท (หรือ 1,692 ล้านบาท เมื่อคำนวณตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี) โดยหลักมาจากรายการด้อยค่าในกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ จากการราคาน้ำมันคาดการณ์ล่วงหน้า (Forward Price) ที่ลดลงและการปรับลดประมาณการปริมาณสำรองในบางแหล่งผลิต รวมถึงกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาดที่มีการตั้งด้อยค่าการลงทุนจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศฟิลิปปินส์ที่มีแผนการจำหน่ายเงินลงทุนเมื่อเดือนมิ.ย.68

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 2,883 ล้านบาท ลดลง 82% โดยหลักมาจากผลกำไรจากการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติที่ลดลง ประกอบกับรายการด้อยค่าที่ไม่สามารถหักภาษีได้ใน 9M/2568 เนื่องจากเป็นรายการด้อยค่าบนค่าความนิยม ทำให้อัตรากาสิโนแท้จริงสูงกว่า 9M/2567

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ 663 ล้านบาท คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 0.48 บาท

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 6,184 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 43% โดยหลักมาจากกลุ่มธุรกิจโรงกลั่นที่มีค่าการกลั่นพื้นฐานและกำลังการกลั่นเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้น

ผลการดำเนินงาน Q3/2568 เทียบกับ Q2/2568

รายได้จากการขายและการให้บริการรวม 123,305 ล้านบาท ลดลง 2% โดยส่วนใหญ่มาจากรายได้ที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจโรงกลั่นและกลุ่มธุรกิจการตลาดที่ได้รับผลกระทบจากราคาน้ำมันที่อ่อนค่าลง

Accounting EBITDA 10,269 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100% ส่วนใหญ่มาจากกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น ที่มีค่าการกลั่นพื้นฐานปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตามการปรับเพิ่มขึ้นของ Crack Spread ของผลิตภัณฑ์กลุ่ม Middle Distillates จากข้อจำกัดด้านอุปทาน รวมถึงกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาดที่มีปริมาณการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น และรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมจากโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติในประเทศสหรัฐอเมริกาเพิ่มขึ้น จากค่าความพร้อมจ่าย (Capacity Revenue) ที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างก้าวกระโดด

งบกำไรขาดทุน

รายการพิเศษโดยหลัก ได้แก่

- **Inventory Loss (รวมกลับรายการ/ขาดทุนจากการปรับ NRV)** 1,271 ล้านบาท จากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกมีความผันผวนลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า
- **ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ที่ยังไม่เกิดขึ้น** 953 ล้านบาท โดยหลักจากมีผลขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมจากสัญญาซื้อขายส่วนต่างน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์น้ำมันล่วงหน้าตามมาตรฐานบัญชี
- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน** 163 ล้านบาท โดยหลักจากการอ่อนค่าของดอลลาร์สหรัฐเทียบกับเงินบาทของกลุ่มธุรกิจโรงกลั่นที่มีเจ้าหนี้การค้ำในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐส่งผลให้เกิดกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน ซึ่งสามารถชดเชยขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนของกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาดที่มีสินทรัพย์ในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐได้ทั้งหมด
- **ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์** 4,872 ล้านบาท (หรือ 699 ล้านบาท เมื่อคำนวณตามสัดส่วนการถือหุ้นหลังหักภาษี) โดยหลักมาจากการตั้งด้อยค่าในกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติจากการปรับลดประมาณการปริมาณสำรองในแหล่งผลิต Statfjord และ Draugen (Hasselmus)

รายได้จากภาษีเงินได้ 1,523 ล้านบาท โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีการตั้งด้อยค่าบนสินทรัพย์ในแหล่งผลิต Statfjord ซึ่งรายการดังกล่าวสามารถนำไปหักเป็นค่าใช้จ่ายทางภาษีได้ ส่งผลให้ยอดค่าใช้จ่ายทางภาษีที่นำมาหักได้สูงกว่าภาษีที่ต้องชำระจริงในงวด ทำให้บริษัทฯ รับรู้รายได้ภาษีเงินได้ในไตรมาสนี้

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ 1,108 ล้านบาท คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 0.80 บาท

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 3,186 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100%

ผลการดำเนินงาน Q3/2568 เทียบกับ Q3/2567

รายได้จากการขายและการให้บริการรวม 123,305 ล้านบาท ลดลง 20% ส่วนใหญ่มาจากรายได้ที่ลดลงจากกลุ่มธุรกิจโรงกลั่น กลุ่มธุรกิจการตลาด และกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติ จากราคาน้ำมันที่ปรับลดลงตามภาวะเศรษฐกิจโลกชะลอตัว

Accounting EBITDA 10,269 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 43% ส่วนใหญ่มาจากกลุ่มธุรกิจโรงกลั่นที่มีค่าการกลั่นพื้นฐานเพิ่มขึ้น และบริษัทฯ มี Inventory Loss ลดลงเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน จากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกมีความผันผวนลดลง และกลุ่มธุรกิจการตลาดที่มีค่าการตลาดสุทธิปรับตัวเพิ่มขึ้น

รายได้จากภาษีเงินได้ 1,523 ล้านบาท โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจทรัพยากรธรรมชาติมีการตั้งด้อยค่าบนสินทรัพย์ในแหล่งผลิต Statfjord ซึ่งสามารถชดเชยเป็นค่าใช้จ่ายทางภาษีจากการดำเนินงานได้

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ 1,108 ล้านบาท คิดเป็นกำไรต่อหุ้น 0.80 บาท

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติ (ที่ไม่รวมรายการพิเศษ) 3,186 ล้านบาท เพิ่มขึ้น >100%

งบแสดงฐานะทางการเงิน งบกระแสเงินสด และอัตราส่วนทางการเงิน

ณ วันที่ 30 ก.ย. 68 กลุ่มบริษัทบางจากมีสินทรัพย์รวม 307,306 ล้านบาท ลดลง 9,235 ล้านบาท จาก ณ สิ้นปี 2567 โดยหลักจากมูลค่าสินค้าคงเหลือที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันในตลาดโลก และรายการเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าของกลุ่มธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาดในสกุลต่างประเทศที่ลดลงจากผลกระทบจากการแปลงค่าทางการเงิน ในส่วนหนี้สินรวม 224,311 ล้านบาท ลดลง 5,737 ล้านบาท โดยหลักมาจากการลดลงของรายการหนี้สินอื่นที่เกี่ยวข้องกับเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน และหนี้สินหมุนเวียนอื่นลดลง อีกทั้งมีส่วนของผู้ถือหุ้นรวม 82,975 ล้านบาท คิดเป็นมูลค่าทางบัญชีต่อหุ้น 42.12 บาท ลดลง 3,499 ล้านบาท จาก ณ สิ้นปี 2567 โดยหลักมาจากการขาดทุนเบ็ดเสร็จสำหรับงวด 2,489 ล้านบาท

กลุ่มบริษัทบางจากมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด 27,248 ล้านบาท ปรับตัวลดลง 1,379 ล้านบาท โดยหลักเกิดจากกระแสเงินสดสุทธิจากกิจกรรมการลงทุนและจัดหาเงินใช้ไปมากกว่ากระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ 1.12 เท่า และมีอันดับเครดิตองค์กรและตราสารหนี้ของบริษัท ที่ระดับ “A+” และแนวโน้มอันดับเครดิต “คงที่” หรือ “Stable” จากทริสเรทติ้ง

งบแสดงฐานะการเงิน

(หน่วย : ล้านบาท)	31 ธ.ค. 67	%ต่อสินทรัพย์รวม	30 ก.ย. 68	%ต่อสินทรัพย์รวม	%เปลี่ยนแปลง
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	28,626	9%	27,248	9%	-5%
สินค้าคงเหลือ	41,210	13%	37,596	12%	-9%
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	35,395	11%	36,225	12%	2%
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์	115,748	37%	114,877	37%	-1%
เงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	31,568	10%	28,591	9%	-9%
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	63,995	20%	62,771	20%	-2%
รวมสินทรัพย์	316,542		307,306		
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้หมุนเวียนอื่น	34,252	11%	36,441	12%	6%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	127,630	40%	121,951	40%	-4%
ประมาณการหนี้สินสำหรับต้นทุนในการรื้อถอน	28,027	9%	30,631	10%	9%
หนี้สินอื่น	40,159	13%	35,308	11%	-12%
รวมหนี้สิน	230,068	73%	224,331	73%	-2%
ส่วนของผู้ถือหุ้น	86,474	27%	82,975	27%	-4%

งบกระแสเงินสด

(หน่วย : ล้านบาท)	31 ธ.ค. 67	30 ก.ย. 68
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด (1 มกราคม)	36,754	28,626
กำไรสำหรับงวด	4,040	55
ปรับปรุงค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจากกำไรจากการดำเนินงาน	20,056	13,899
ปรับปรุงรายการอื่น	2,649	7,691
การเปลี่ยนแปลงสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน	5,371	2,835
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	32,116	24,481
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมการลงทุน	(20,193)	(14,359)
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(18,404)	(12,058)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	(6,481)	(1,937)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนของเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	(1,647)	558
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด (สุทธิจากเงินเบิกเกินบัญชี) ณ วันสิ้นงวด	28,626	27,248

งบแสดงฐานะทางการเงิน งบกระแสเงินสด และอัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนทางการเงิน

	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	9M/2567	9M/2568
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (%)					
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (Gross Profit Margin)	2.16%	2.18%	6.63%	5.44%	5.27%
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (EBITDA Margin)	4.86%	2.92%	8.33%	7.72%	6.94%
อัตราส่วนกำไรสุทธิ ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (Net Profit Margin)	-1.10%	-2.72%	0.65%	0.90%	0.01%
อัตราผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (ROE)	1.78%	-3.81%	1.17%	1.78%	1.17%
อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน (%)					
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ (ROA)	7.44%	5.28%	3.36%	7.44%	3.36%

	30 ก.ย. 67	30 มิ.ย. 68	30 ก.ย. 68
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า)			
อัตราส่วนสภาพคล่อง (Current Ratio)	1.30	1.27	1.40
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (Quick Ratio)	0.70	0.78	0.85
อัตราส่วนหมุนเวียนสินค้าคงเหลือ (Inventory Turnover)	10.51	11.72	11.56
ระยะเวลาเก็บสินค้าคงเหลือ (Inventory Period) (วัน)	35	31	32
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า (AR Turnover)	27.69	24.07	23.66
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย (Collection Period) (วัน)	13	15	15
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้การค้า (AP Turnover)	20.15	21.53	21.72
ระยะเวลาชำระหนี้ (Payment Period) (วัน)	18	17	17
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)			
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Net IBD to Equity)	1.18	1.19	1.12

แนวโน้มเศรษฐกิจและสถานการณ์ราคาน้ำมันใน Q4/2568

แนวโน้มสถานการณ์เศรษฐกิจ

กองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) ปรับเพิ่มคาดการณ์การเติบโตของเศรษฐกิจโลกปีนี้เป็น 3.2% จากเดิมที่คาดว่าจะ 3.0% เมื่อเดือนก.ค. ที่ผ่านมา และคาดการณ์การเติบโตปี 2569 ไว้ที่ 3.1% จากภาวะเศรษฐกิจโลกที่ค่อนข้างยืดหยุ่น รวมถึงผลกระทบจากมาตรการภาษีนำเข้าสหรัฐฯ ที่ไม่ได้รุนแรงอย่างที่คาด และการปรับตัวของภาคเอกชนต่อความไม่แน่นอนทางการค้า อย่างไรก็ตาม IMF เตือนถึงความเสี่ยงจากความตึงเครียดทางการค้าระหว่างสหรัฐฯ และจีน ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อภูมิภาคเอเชียที่มีบทบาทสำคัญในห่วงโซ่อุปทานโลก ประกอบกับหนี้สาธารณะทั่วโลกที่อยู่ในระดับสูงเป็นอีกปัจจัยที่สร้างความเปราะบางทางการคลัง รัฐบาลจึงควรเร่งดำเนินการมาตรการที่เหมาะสมเพื่อบริหารจัดการความเสี่ยงดังกล่าว

สำหรับเศรษฐกิจไทยใน Q4/2568 มีแนวโน้มชะลอตัวต่อเนื่อง การส่งออกหดตัวหลังหมดแรงหนุนชั่วคราวจากการเร่งส่งออกก่อนที่มาตรการภาษีของสหรัฐฯ จะมีผลบังคับใช้ ขณะเดียวกันค่าเงินบาทที่แข็งค่ากว่าปัจจัยพื้นฐาน และการแข่งขันที่รุนแรงขึ้นในภูมิภาค ส่งผลให้การฟื้นตัวของภาคการผลิตและการท่องเที่ยวยังคงเป็นไปอย่างจำกัด นอกจากนี้อุปสงค์ภายในประเทศยังอ่อนแอ เนื่องจากรายได้ของภาคธุรกิจ โดยเฉพาะกลุ่ม SMEs ลดลง ขณะที่ภาคครัวเรือนยังมีภาระหนี้สูง และระดับหนี้สาธารณะที่อยู่ใกล้เคียงเพดานตามกฎหมาย ทำให้มีความเสี่ยงที่จะถูกลดอันดับเครดิตประเทศ ด้านนโยบายการเงิน ธนาคารแห่งประเทศไทยมีแนวโน้มปรับลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายลงสู่ระดับ 1.25% ภายในสิ้นปี เพื่อผ่อนคลายภาวะการเงินและประคองเศรษฐกิจที่ยังเติบโตต่ำกว่าศักยภาพ

แนวโน้มสถานการณ์ราคาน้ำมัน

จากการประเมินคาดว่าราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยดูไบใน Q4/2568 จะปรับลดลง QoQ โดยจะเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ US\$60-65/BBL เนื่องจากอุปทานมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากกลุ่ม OPEC+ ที่เพิ่มการผลิตต่อเนื่องเพื่อเพิ่มส่วนแบ่งตลาด และอุปทานจากกลุ่มนอก OPEC ที่อยู่ในระดับสูง ขณะที่อุปสงค์มีแนวโน้มได้รับแรงกดดันจากมาตรการภาษีศุลกากรของสหรัฐฯ ประกอบกับความไม่แน่นอนของนโยบายการค้าและความกังวลต่อสงครามการค้าระหว่างสหรัฐฯ และจีน ที่จะส่งผลกระทบต่ออุปสงค์เพิ่มเติม และกดดันให้ตลาดน้ำมันมีความเสี่ยงในการเผชิญภาวะอุปทานส่วนเกินมากขึ้น อย่างไรก็ตาม ความไม่แน่นอนจากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ระหว่างรัสเซียและยูเครน รวมถึงประเทศในตะวันออกกลางยังคงเป็นปัจจัยที่จะส่งผลให้ราคาน้ำมันมีความผันผวน

ใน Q4/2568 ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบเดทเบรนท์กับดูไบ (DTD-DB) คาดว่าจะอยู่ที่ระดับ US\$0.2-0.4/BBL โดยราคาน้ำมันดิบดูไบได้รับแรงกดดันเนื่องจากตลาดคลายความกังวลต่อภาวะอุปทานน้ำมันดิบกัมมะถันสูงตั้งตัวจากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ ประกอบกับอุปทานจากกลุ่ม OPEC+ ที่เพิ่มขึ้นต่อเนื่อง ขณะที่ความต้องการน้ำมันดิบเดทเบรนท์มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นหลังจากโรงกลั่นเสร็จสิ้นการซ่อมบำรุง และเข้าสู่ฤดูหนาวที่มีความต้องการเพิ่มขึ้น

สำหรับ Q4/2568 คาดว่าค่าการกลั่นของโรงกลั่นประเภท Cracking ลิงค์โพรมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้น QoQ โดยมีคาดว่าจะได้รับแรงหนุนจากอุปสงค์ที่จะปรับเพิ่มขึ้นตามฤดูกาล โดยเฉพาะในยุโรปที่มีการเก็บสำรองสต็อกน้ำมันเพื่อรองรับการใช้งานในช่วงฤดูหนาว ขณะที่ฝั่งตะวันตกยังเผชิญกับความกังวลด้านอุปทานตึงตัว จากสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อปริมาณการผลิตและการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป นอกจากนี้ ยังเป็นช่วงที่โรงกลั่นในภูมิภาคตะวันออกกลางและเอเชียเหนือเข้าสู่ฤดูการปิดซ่อมบำรุง โดยเฉพาะในเดือนต.ค. ซึ่งอาจส่งผลให้อุปทานน้ำมันสำเร็จรูปลดลง และเป็นปัจจัยสนับสนุนค่าการกลั่นในภูมิภาคเอเชียให้ปรับตัวดีขึ้น

ภาคผนวก

กลุ่มธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมัน

ผลการดำเนินงานของธุรกิจโรงกลั่นและการค้า	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
รายได้ (ล้านบาท) ^{1/}	129,152	102,844	99,851	-3%	-23%	373,716	312,792	-16%
EBITDA (ล้านบาท)	(1,736)	(1,740)	2,891	>100%	>100%	4,833	4,290	-11%
- ภายใต้การดำเนินงานของบางจาก ^{2/}	(208)	119	2,050	>100%	>100%	3,882	4,912	27%
- ภายใต้การดำเนินงานของ BSRC ^{2/}	(1,637)	(1,946)	681	>100%	>100%	898	(624)	<-100%
ภาพรวมธุรกิจโรงกลั่น								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	259.7	241.6	264.9	10%	2%	254.0	258.3	2%
อัตรากำลังการผลิต (%)	88%	82%	90%	10%	2%	86%	88%	2%
ค่าการกลั่นพื้นฐานกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	2.49	4.45	7.38	2.94	4.89	3.80	5.27	1.47
- Oil Hedging (US\$/BBL)	0.68	(1.22)	(1.36)	(0.15)	(2.05)	0.58	(0.50)	(1.08)
- Inventory Gain/ (Loss) ^{3/} (US\$/BBL)	(6.13)	(4.75)	(1.54)	3.21	4.59	(1.88)	(2.12)	(0.24)
ค่าการกลั่นรวมกลุ่มบริษัทบางจาก (US\$/BBL)	(2.95)	(1.52)	4.48	6.00	7.43	2.50	2.65	0.15
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย (THB/USD)	34.99	33.27	32.47	(0.80)	(2.52)	35.89	33.28	(2.61)
โรงกลั่นพระโขนง								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	122.5	121.9	122.9	1%	0%	106.7	121.6	14%
อัตรากำลังการผลิต (%)	102%	102%	102%	1%	0%	89%	101%	14%
ค่าการกลั่นพื้นฐาน (US\$/BBL)	3.48	5.44	8.22	2.78	4.74	4.69	6.32	1.63
- Oil Hedging (US\$/BBL)	0.58	(1.22)	(1.67)	(0.45)	(2.24)	0.81	(0.58)	(1.39)
- Inventory Gain/ (Loss) ^{3/} (US\$/BBL)	(6.27)	(4.06)	(0.85)	3.21	5.43	(2.03)	(1.48)	0.56
ค่าการกลั่นรวม (US\$/BBL)	(2.22)	0.16	5.71	5.54	7.92	3.46	4.26	0.81
โรงกลั่นศรีราชา^{3/}								
กำลังการผลิตเฉลี่ย (KBD)	137.2	119.7	142.0	19%	3%	147.2	136.7	-7%
อัตรากำลังการผลิต (%)	79%	69%	82%	19%	3%	85%	79%	-7%
ค่าการกลั่นพื้นฐาน (US\$/BBL)	1.61	3.43	6.66	3.23	5.05	3.16	4.34	1.18
- Oil Hedging (US\$/BBL)	0.78	(1.22)	(1.10)	0.11	(1.88)	0.41	(0.43)	(0.85)
- Inventory Gain/ (Loss) ^{3/} (US\$/BBL)	(5.99)	(5.44)	(2.14)	3.31	3.85	(1.76)	(2.69)	(0.93)
ค่าการกลั่นรวม (US\$/BBL)	(3.61)	(3.23)	3.42	6.65	7.02	1.81	1.22	(0.59)
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (%)								
ภาพรวมธุรกิจโรงกลั่น								
ก๊าซ LPG	4%	4%	5%	0%	0%	4%	5%	0.3%
แนฟทา	1%	1%	1%	0%	0%	1%	1%	0.6%
น้ำมันเบนซิน	26%	27%	26%	-1%	-1%	26%	26%	0.0%
น้ำมันเครื่องบิน	9%	8%	9%	1%	-1%	10%	9%	-0.7%
น้ำมันดีเซล	43%	46%	44%	-1%	1%	43%	44%	0.7%
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	0.1%	0.1%	0%	0%	0%	0.1%	0.1%	0.0%
Unconverted Oil (UO)	4%	2%	4%	2%	-1%	3%	3%	-0.3%
น้ำมันเตา	9%	8%	9%	1%	1%	9%	9%	-0.6%
ยางมะตอย	1%	1%	2%	1%	1%	1%	1%	0.2%
โรงกลั่นพระโขนง								
ก๊าซ LPG	2%	3%	3%	0%	0%	2%	3%	1%
น้ำมันเบนซิน	21%	23%	23%	0%	2%	19%	22%	3%
น้ำมันเครื่องบิน	12%	11%	12%	1%	0.6%	13%	12%	-1%
น้ำมันดีเซล	49%	53%	46%	-7%	-3%	48%	49%	1%
น้ำมันที่ไม่ได้ใช้ในการขนส่ง	0.1%	0.3%	0.0%	-0.3%	-0.2%	0.2%	0%	0.0%
Unconverted Oil (UO)	9%	4%	8%	4%	-2%	8%	6%	-2%
น้ำมันเตา	7%	7%	9%	2%	2%	9%	8%	-1%

ภาคผนวก

สัดส่วนผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (%)	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
โรงกลั่นศรีราชา								
ก๊าซ LPG	6%	6%	6%	0.3%	1%	6%	6%	0%
แนฟทา	2%	3%	2%	-0.6%	0%	1%	3%	1%
น้ำมันเบนซิน	31%	30%	28%	-2.0%	-3%	31%	29%	-2%
น้ำมันเครื่องบิน	7%	5%	6%	0.8%	-1%	7%	6%	-1%
น้ำมันดีเซล	39%	38%	43%	4.4%	4%	40%	40%	0%
น้ำมันเตา	10%	10%	9%	-0.3%	0%	10%	9%	0%
ยางมะตอย	2%	2%	3%	0.8%	1%	2%	3%	1%
ปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันรวมของบริษัทฯ^{4/} (ล้านลิตร)								
ธุรกิจการตลาด	3,327	3,393	3,393	0%	2%	10,247	10,284	0.4%
บริษัทน้ำมันมาตรา 7	418	263	312	19%	-25%	1,144	898	-22%
ส่งออก	405	308	501	63%	24%	1,190	1,212	2%
ปริมาณการจำหน่ายรวม	4,150	3,964	4,206	6%	1%	12,580	12,394	-1%

หมายเหตุ: 1/ ปรับปรุงรายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ สะท้อนถึงรายการระหว่างธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมันและธุรกิจการตลาด

2/ EBITDA รายการธุรกิจก่อนหักรายการระหว่างกัน

3/ ตัวเลข Inventory Gain/ (Loss) ที่แสดงในตารางรวม (กลับรายการ) ขาดทุนจากการปรับมูลค่าสินค้าคงเหลือ (NRV)

4/ ปริมาณการจำหน่ายไม่รวมการแลกเปลี่ยนน้ำมันกับบริษัทน้ำมันมาตรา 7 และการจำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบ

กลุ่มธุรกิจการตลาด

ผลการดำเนินงานของธุรกิจการตลาด	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
รายได้ (ล้านบาท)^{1/}								
EBITDA (ล้านบาท)	794	1,181	1,629	38%	>100%	4,771	4,652	-2%
- ภายใต้การดำเนินงานของบางจาก ^{2/}	323	519	837	61%	>100%	2,780	2,425	-13%
- ภายใต้การดำเนินงานของ BSRC ^{2/}	621	585	727	24%	17%	1,703	1,993	17%
ค่าการตลาด (บาท/ลิตร)								
ค่าการตลาดของกลุ่มบริษัทบางจาก	0.96	0.87	0.90	3%	-6%	0.91	0.87	-4%
- ภายใต้การดำเนินงานของบางจาก	0.82	0.81	0.81	0%	-1%	0.89	0.79	-11%
- ภายใต้การดำเนินงานของ BSRC	1.15	0.98	1.02	4%	-11%	0.94	0.99	5%
ค่าการตลาดสุทธิ^{3/} (บาท/ลิตร)								
ค่าการตลาดสุทธิของกลุ่มบริษัทบางจาก	0.77	0.73	0.85	16%	10%	0.86	0.80	-7%
- ภายใต้การดำเนินงานของบางจาก	0.59	0.64	0.77	20%	31%	0.83	0.72	-13%
- ภายใต้การดำเนินงานของ BSRC	1.02	0.86	0.97	13%	-5%	0.90	0.93	3%
ปริมาณการจำหน่าย (ล้านลิตร)								
ปริมาณการจำหน่ายของกลุ่มบริษัทบางจาก	3,327	3,393	3,393	0%	2%	10,247	10,284	0.4%
- ค้าปลีก	2,032	2,098	2,029	-3%	-0.1%	6,268	6,230	-1%
- อุตสาหกรรม	1,295	1,295	1,364	5%	5%	3,979	4,054	2%
ปริมาณการจำหน่าย ภายใต้การดำเนินงานของบางจาก	1,993	2,095	2,063	-1%	4%	5,906	6,386	8%
- ค้าปลีก	1,194	1,222	1,192	-2%	0%	3,671	3,660	0%
- อุตสาหกรรม	800	873	872	0%	9%	2,235	2,726	22%
ปริมาณการจำหน่าย ภายใต้การดำเนินงานของ BSRC	1,344	1,309	1,340	2%	0%	4,372	3,928	-10%
- ค้าปลีก	838	876	838	-4%	0%	2,598	2,570	-1%
- อุตสาหกรรม	506	433	502	16%	-1%	1,774	1,358	-23%

ภาคผนวก

ปริมาณการจำหน่ายจำแนกตามผลิตภัณฑ์เฉพาะ ธุรกิจการตลาด (ล้านลิตร)	Q3/2567	Q2/2568	Q3/2568	QoQ	YoY	9M/2567	9M/2568	YoY
ปริมาณการจำหน่ายของกลุ่มบริษัทบางจาก								
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	150	156	171	10%	14%	439	492	12%
แก๊สโซลีน	914	925	939	2%	3%	2,760	2,759	0%
น้ำมันเครื่องบิน	363	312	335	7%	-8%	1,093	1,052	-4%
น้ำมันดีเซล	1,722	1,792	1,695	-5%	-2%	5,420	5,295	-2%
น้ำมันเตา และอื่นๆ	178	208	253	22%	42%	534	686	28%
ปริมาณการจำหน่าย ภายใต้การดำเนินงานของบางจาก								
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	133	141	158	12%	19%	370	445	20%
แก๊สโซลีน	500	490	489	0%	-2%	1,475	1,446	-2%
น้ำมันเครื่องบิน	237	307	328	7%	38%	724	1,032	43%
น้ำมันดีเซล	1,064	1,096	1,034	-6%	-3%	3,173	3,278	3%
น้ำมันเตา และอื่นๆ	59	60	54	-10%	-8%	164	186	13%
ปริมาณการจำหน่าย ภายใต้การดำเนินงานของ BSRC								
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	18	14	13	-7%	-24%	69	47	-32%
แก๊สโซลีน	419	439	455	3%	8%	1,300	1,327	2%
น้ำมันเครื่องบิน	125	5	7	27%	-94%	369	20	-95%
น้ำมันดีเซล	663	702	666	-5%	0%	2,263	2,033	-10%
น้ำมันเตา และอื่นๆ	120	148	199	34%	66%	370	501	35%
หน่วย: จำนวนสาขา								
สถานีบริการน้ำมัน	2,141	2,171	2,173	2	32	2,141	2,173	32
- ภายใต้การดำเนินการของบางจาก	1,396	1,410	1,405	(5)	9	1,396	1,405	9
- ภายใต้การดำเนินการของ BSRC	745	761	768	7	23	745	768	23
สถานีอัดประจุไฟฟ้า (EV Chargers)	321	464	502	38	181	321	502	181
ร้านค้าแฟรนไชส์ Inthanin	1,003	1,080	1,108	28	105	1,003	1,108	105

หมายเหตุ: 1/ ปรับปรุงรายการตัดบัญชีระหว่างกันและอื่นๆ สะท้อนถึงรายการระหว่างธุรกิจโรงกลั่นและการค้าน้ำมันและธุรกิจการตลาด

2/ EBITDA รายการธุรกิจก่อนหักรายการระหว่างกัน

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

การคำนวณอัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร

- อัตราส่วนกำไรขั้นต้น ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (%) (Gross Profit Margin) = กำไรขั้นต้น / รายได้จากการขายและการให้บริการ
- อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (%) (EBITDA Margin) = EBITDA / รายได้จากการขายและการให้บริการ
- อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อรายได้จากการขายและการให้บริการ (%) (Net Profit Margin) = กำไร (ขาดทุน) สุทธิ / รายได้จากการขายและการให้บริการ
- อัตราส่วนผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (%) (ROE) = กำไร (ขาดทุน) ส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ / รวมส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ (เฉลี่ย)

อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน

- อัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ (%) (ROA) = กำไร (ขาดทุน) ก่อนต้นทุนทางการเงินและภาษีเงินได้ / รวมสินทรัพย์ (เฉลี่ย)

ภาคผนวก

อัตราส่วนสภาพคล่อง

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

อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)

- อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า) (Net IBD to Equity) = (หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย - เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด - เงินลงทุนระยะสั้น) / 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 (รวมถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) + หนี้กู้ (รวมถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี))