

ส่วนที่ 3 ฐานะการเงินและผลการดำเนินงาน

13. ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

13.1 งบการเงินรวม

ตามที่กรมพัฒนาธุรกิจการค้าได้ออกประกาศกรมพัฒนาธุรกิจการค้า เรื่อง กำหนดรายการย่อที่ต้องมีในงบการเงิน (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2559 ลงวันที่ 11 ตุลาคม 2559 ซึ่งมีผลบังคับสำหรับการจัดทำงบการเงินที่มีรอบบัญชีเริ่มต้นในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2560 กลุ่มบริษัทจึงได้มีการจัดประเภทรายการใหม่ในงบแสดงฐานะการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 ในสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าและส่วนขาดทุนจากการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทย่อย และงบกำไรขาดทุนสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559 ในค่าใช้จ่ายในการขายและจัดจำหน่าย ซึ่งการจัดประเภทรายการใหม่นี้ไม่มีผลกระทบต่อกำไรสุทธิของกลุ่มบริษัทที่ได้รายงานไว้

กลุ่มบริษัทได้มีการจัดประเภทรายการใหม่สำหรับข้อมูลทางการเงินที่นำมาแสดงเปรียบเทียบ โดยมีผลกระทบต่อข้อมูลทางการเงินรวมดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินรวม		
	ตามที่ รายงานไว้เดิม	จัดประเภทใหม่ เพิ่มขึ้น (ลดลง)	ตามที่ จัดประเภทใหม่
งบแสดงฐานะการเงิน			
สินทรัพย์หมุนเวียน	741,490.62	93.05	741,583.67
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	1,490,840.46	(93.05)	1,490,747.41

ทั้งนี้ในระหว่างปี 2559 PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) ได้ขายเงินลงทุนใน PTTEP Oman Company Limited (PTTEP OM) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัท โดยกลุ่มบริษัทได้รับรู้รายการขายบริษัทดังกล่าวในงบการเงินรวม โดยบันทึกกำไรจากการขายประมาณ 20 ล้านดอลลาร์สหรัฐ (704 ล้านบาท) เป็นส่วนหนึ่งของกำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิกในงบการเงินรวมสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559

ในปี 2560 PTTEPO ได้คำนวณมูลค่าสุทธิจากการขาย ณ วันที่ทำการขายการซื้อขาย (Final Completion Adjustment) ซึ่งเป็นไปตาม SPA ส่งผลให้มูลค่าสุทธิจากการขายลดลงประมาณ 0.35 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (11.35 ล้านบาท) โดยกลุ่มบริษัทได้บันทึกการปรับมูลค่าดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของกำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิกในงบการเงินรวมสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2560



ทั้งนี้การขายบริษัท PTTEP OM ส่งผลให้ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้องถูกจัดประเภทเป็นส่วนการดำเนินงานที่ยกเลิก โดยกลุ่มบริษัทได้แสดงผลการดำเนินงานของส่วนการดำเนินงานที่ยกเลิกแยกออกจากผลการดำเนินงานปกติ และแสดงเป็นกำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานที่ยกเลิก - สุทธิจากภาษีในงบกำไรขาดทุนรวม และกำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จอื่นจากการดำเนินงานที่ยกเลิก - สุทธิจากภาษีในงบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จรวม โดยกลุ่มบริษัทได้มีการจัดประเภทของรายการสำหรับส่วนงานนี้ที่เกิดขึ้นในปี 2559 ใหม่ เพื่อนำมาแสดงเปรียบเทียบกับข้อมูลทางการเงินงวดปัจจุบัน

ผลการดำเนินงานของการดำเนินงานที่ยกเลิกในงบการเงินรวม สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2560 และ 2559 มีดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

	2560	2559
งบกำไรขาดทุนรวม		
รายได้	-	1,136.50
ค่าใช้จ่าย	-	(923.22)
กำไรก่อนภาษีเงินได้จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	-	213.28
ภาษีเงินได้	-	(44.83)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานที่ยกเลิก	-	168.45
กำไร(ขาดทุน)จากการขายเงินลงทุน	(11.35)	703.62
รวมกำไร(ขาดทุน)สุทธิจากการดำเนินงานที่ยกเลิก	(11.35)	872.07

หน่วย : บาท

	2560	2559
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐานจากการดำเนินงานที่ยกเลิก	-	0.20

หน่วย : ล้านบาท

	2560	2559
งบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จรวม		
รายการที่อาจถูกจัดประเภทใหม่ไว้ในกำไรหรือขาดทุนในภายหลัง		
ผลต่างของอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่างบการเงิน	-	(146.49)



13.1.1 งบแสดงฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท

งบแสดงฐานะการเงิน	ปี 2558 (ตรวจสอบ)	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)
สินทรัพย์			
สินทรัพย์หมุนเวียน			
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	239,977.95	215,566.41	166,189.02
เงินลงทุนชั่วคราว	106,747.41	176,813.63	229,651.26
ลูกหนี้การค้า	141,978.78	143,191.05	174,916.24
ลูกหนี้อื่น	53,505.27	49,171.42	50,602.70
เงินให้กู้ยืมระยะสั้น	974.97	530.37	1,231.33
สินค้าคงเหลือ	84,085.26	116,883.54	121,871.80
พัสดุกงเหลือ	31,643.83	31,026.27	28,942.45
สินทรัพย์ตราสารอนุพันธ์หมุนเวียน	9,516.12	2,278.95	1,997.55
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	11,272.61	6,122.03	6,768.01
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	679,702.20	741,583.67	782,170.36
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน			
เงินลงทุนเพื่อขาย	13,352.99	23,839.54	17,602.41
เงินลงทุนในการร่วมค้า	39,090.09	36,843.81	37,937.15
เงินลงทุนในบริษัทร่วม	22,929.98	19,429.58	21,979.62
เงินลงทุนระยะยาวอื่น	1,969.13	2,205.88	27,668.66
ลูกหนี้อื่นระยะยาว-กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	186.64	-	-
เงินให้กู้ยืมระยะยาว	10,545.71	15,017.83	19,078.60
อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน	6,287.62	6,227.55	6,233.43
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	1,118,677.24	1,106,702.66	1,076,905.90
ค่าความนิยม	51,408.13	50,778.17	46,688.26
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	163,154.28	33,500.33	32,107.68
สินทรัพย์เหมือง	19,934.95	-	-
สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า	-	137,449.97	108,759.72
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	10,436.14	10,581.20	15,101.22
เงินจ่ายล่วงหน้าค่าซื้อก๊าซ	2,644.25	-	-
สินทรัพย์ตราสารอนุพันธ์ไม่หมุนเวียน	7,204.69	246.85	3,734.36
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	26,472.15	47,924.04	36,346.79
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	1,494,293.99	1,490,747.41	1,450,143.80
รวมสินทรัพย์	2,173,996.19	2,232,331.08	2,232,314.16



หน่วย : ล้านบาท

งบแสดงฐานะการเงิน (ต่อ)	ปี 2558 (ตรวจสอบ)	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น			
หนี้สินหมุนเวียน			
เงินเบิกเกินบัญชีและเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	26,475.15	30,527.00	18,126.63
เจ้าหนี้การค้า	149,107.65	150,238.14	160,301.29
เจ้าหนี้อื่น	45,915.06	57,792.82	71,526.78
เงินกู้ยืมระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี	54,618.35	64,055.69	66,433.93
ภาษีเงินได้ค้างจ่าย	21,373.83	21,193.49	24,094.73
หนี้สินตราสารอนุพันธ์หมุนเวียน	10,247.59	7,823.99	4,954.84
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	7,647.43	7,961.08	8,958.51
รวมหนี้สินหมุนเวียน	315,385.06	339,592.21	354,396.71
หนี้สินไม่หมุนเวียน			
เจ้าหนี้อื่นระยะยาว	537.56	-	-
เงินกู้ยืมระยะยาว	578,215.37	519,266.90	444,919.65
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	50,781.76	44,020.39	35,795.72
ประมาณการหนี้สินสำหรับผลประโยชน์พนักงาน	18,787.51	21,072.33	23,313.07
ประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนระยะยาว	75,746.67	72,751.56	74,865.44
เงินมัดจำถ้ำก๊าซ	9,311.08	9,898.53	10,519.25
หนี้สินตราสารอนุพันธ์ไม่หมุนเวียน	7,459.84	4,856.90	2,104.35
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	30,083.96	49,275.25	37,844.23
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	770,923.75	721,141.86	629,361.71
รวมหนี้สิน	1,086,308.81	1,060,734.07	983,758.42
ส่วนของผู้ถือหุ้น			
ทุนจดทะเบียน	28,572.46	28,572.46	28,572.46
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	28,563.00	28,563.00	28,563.00
ส่วนเกินมูลค่าหุ้นสามัญ	29,211.13	29,211.13	29,211.13
ส่วนขาดทุนจากการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทย่อย	-	(24,327.31)	(24,311.63)
กำไรสะสม			
จัดสรรแล้ว			
ทุนสำรองตามกฎหมาย	2,857.25	2,857.25	2,857.25
ทุนสำรองเพื่อกองทุนประกันวินาศภัย	1,145.10	1,174.39	1,199.99
ยังไม่ได้จัดสรร	630,383.74	694,362.56	775,959.28
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	4,986.81	31,106.63	5,192.73
รวมส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	697,147.03	762,947.65	818,671.75
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	390,540.35	408,649.36	429,883.99
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	1,087,687.38	1,171,597.01	1,248,555.74
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	2,173,996.19	2,232,331.08	2,232,314.16

13.1.2 งบกำไรขาดทุน

หน่วย : ล้านบาท

งบกำไรขาดทุน	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)
รายได้จากการขายและการให้บริการ	2,025,551.71	1,718,846.04	1,995,722.07
ต้นทุนขายและการให้บริการ	1,802,311.36	1,464,614.45	1,688,461.46
กำไรขั้นต้น	223,240.35	254,231.59	307,260.61
รายได้อื่น	30,784.17	9,682.64	28,268.52
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	(5,992.08)	4,472.68	13,650.64
กำไรก่อนค่าใช้จ่าย	248,032.44	268,386.91	349,179.77
ค่าใช้จ่ายในการขายและจัดจำหน่าย	19,031.94	21,652.96	24,624.95
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	52,367.89	53,123.38	75,974.03
ค่าตอบแทนกรรมการและผู้บริหาร	1,279.24	-	-
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	6,312.78	-	-
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	15,210.77	13,570.43	13,877.33
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์	72,873.22	-	-
กำไรจากการดำเนินงาน	80,956.60	180,040.14	234,703.46
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	6,031.70	4,143.21	7,310.42
กำไรก่อนต้นทุนทางการเงินและภาษีเงินได้	86,988.30	184,183.35	242,013.88
ต้นทุนทางการเงิน	30,079.40	28,887.26	29,085.93
กำไรก่อนภาษีเงินได้	56,908.90	155,296.09	212,927.95
ภาษีเงินได้	25,071.43	26,593.07	28,306.58
กำไรสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	31,837.47	128,703.02	184,621.37
กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก- สุทธิภาษี	(1,118.16)	872.07	(11.35)
กำไรสำหรับปี	30,719.31	129,575.09	184,610.02
การแบ่งปันกำไร			
ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	10,782.89	34,966.01	49,430.41
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	11,171.04	34,663.28	49,434.35
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก - สุทธิภาษี	(388.15)	302.73	(3.94)
ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	19,936.42	94,609.08	135,179.60
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	20,666.43	94,039.73	135,187.01
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก - สุทธิภาษี	(730.01)	569.35	(7.41)
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	6.73	32.68	46.74
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	6.98	32.48	46.74
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	(0.25)	0.20	-

หมายเหตุ : ^{1/} งบกำไรขาดทุนสำหรับปี 2558 จัดประเภทรายการใหม่ สำหรับการดำเนินงานที่ยกเลิกจากการขาย PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัทในปี 2559

13.1.3 งบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จ

หน่วย : ล้านบาท

งบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จ	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)
กำไรสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	31,837.47	128,703.02	184,621.37
กำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จอื่น			
รายการที่อาจถูกจัดประเภทใหม่ไว้ในกำไรหรือขาดทุนในภายหลัง			
ผลต่างของอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่างบการเงิน	37,817.19	(4,209.67)	(34,470.39)
ผลกำไร(ขาดทุน)จากการวัดมูลค่าเงินลงทุนเพื่อขาย	(1,096.61)	5,055.50	(5,031.96)
กำไรเงินได้เกี่ยวกับการวัดมูลค่าเงินลงทุนเพื่อขาย	167.20	(1,001.67)	1,135.36
ผลกำไร(ขาดทุน)จากเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด	818.59	406.70	(367.55)
กำไรเงินได้เกี่ยวกับเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด	(1,319.92)	1,807.29	(88.02)
ส่วนแบ่งกำไรเบ็ดเสร็จอื่นในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	2,654.55	104.92	287.74
รายการที่จะไม่ถูกจัดประเภทใหม่ไว้ในกำไรหรือขาดทุนในภายหลัง			
ผลขาดทุนจากการวัดมูลค่าใหม่ของผลประโยชน์พนักงานที่กำหนดไว้	(130.12)	(1,136.39)	(1,020.62)
กำไรเงินได้เกี่ยวกับการวัดมูลค่าใหม่ของผลประโยชน์พนักงานที่กำหนดไว้	(106.87)	230.90	177.67
ส่วนแบ่งขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่นในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	(51.34)	(73.49)	(54.63)
กำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จอื่นสำหรับปี-สุทธิจากภาษี	38,752.67	1,184.09	(39,432.40)
กำไรเบ็ดเสร็จสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	70,590.14	129,887.11	145,188.97
กำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จสำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก-สุทธิจากภาษี	(1,000.93)	725.58	(11.35)
กำไรเบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี	69,589.21	130,612.69	145,177.62
การแบ่งปันกำไรเบ็ดเสร็จรวม			
ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	45,671.67	96,365.24	108,727.23
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	46,325.15	95,891.53	108,734.64
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก - สุทธิจากภาษี	(653.48)	473.71	(7.41)
ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	23,917.54	34,247.45	36,450.39
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	24,265.00	33,995.57	36,454.33
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก - สุทธิจากภาษี	(347.46)	251.88	(3.94)

หมายเหตุ : ^{1/} งบกำไรขาดทุนสำหรับปี 2558 จัดประเภทรายการใหม่ สำหรับการดำเนินงานที่ยกเลิกจากการขาย PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัทในปี 2559



13.1.4 งบกระแสเงินสด

หน่วย : ล้านบาท

งบกระแสเงินสด	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน			
กำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	19,936.42	94,609.08	135,179.60
รายการปรับปรุงกระทบยอดกำไรสุทธิเป็นเงินสดรับ (จ่าย)			
จากกิจกรรมดำเนินงาน:			
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	143,336.11	128,733.80	116,289.18
ขาดทุนจากการซื้อขายสินทรัพย์	71,416.00	2,587.86	25,409.64
(โอนกลับ)ขาดทุนจากการซื้อขายเงินลงทุน	1,457.21	4,615.14	(562.00)
(กำไร)ขาดทุนจากการจำหน่ายสินทรัพย์	1,239.45	(33.54)	60.21
กำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุน	(2,423.22)	(1,887.21)	(2,673.80)
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	(6,031.70)	(4,143.21)	(7,310.42)
กำไรส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	10,782.89	34,966.01	49,430.41
ประมาณการหนี้สินสำหรับผลประโยชน์ของพนักงาน	2,058.88	2,121.89	2,375.52
(กำไร)ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	13,527.34	588.65	(6,421.92)
(กำไร)ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	1,743.41	4,573.36	(3,536.54)
(โอนกลับ)หนี้สงสัยจะสูญ	(3,394.45)	276.28	(149.73)
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจตัดจำหน่าย	5,123.39	1,023.21	858.04
(โอนกลับ)ค่าเผื่อการลดมูลค่าสินค้าคงเหลือ	(6,752.83)	(3,132.53)	(394.45)
สำรองพิสูจน์เปลืองเสื่อมสภาพ	355.65	51.61	489.58
เงินปันผลรับ	(483.23)	(797.96)	(5,008.55)
ภาษีเงินได้	25,071.43	26,593.08	28,306.58
ดอกเบี้ยรับ	(6,292.92)	(5,625.34)	(8,630.25)
ต้นทุนทางการเงิน	30,079.39	28,887.25	29,085.93
อื่นๆ	20.78	183.66	495.49
กำไรจากการดำเนินงานก่อนการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน	300,770.00	314,191.09	353,292.52
สินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานลดลง (เพิ่มขึ้น)	34,705.54	(13,147.23)	(13,234.64)
เงินสดรับจากการดำเนินงาน	335,475.54	301,043.86	340,057.88
เงินสดจ่ายภาษีเงินได้	(42,137.16)	(30,608.63)	(33,957.54)
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	293,338.38	270,435.23	306,100.34
กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน			
เงินรับจากการขายที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สินทรัพย์ไม่มีตัวตน และ	546.02	196.43	234.61
อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน			
เงินจ่ายสำหรับที่ดิน อาคารและอุปกรณ์และอสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน	(154,869.95)	(105,625.74)	(110,592.67)
เงินจ่ายสำหรับสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	(6,419.44)	(2,896.18)	(2,467.62)
เงินจ่ายสำหรับการสำรวจและประเมินค่า	(1,496.70)	(6.78)	(1,783.75)
เงินจ่ายสำหรับค่าเช่าที่ดินและอาคารตามสัญญาเช่าระยะยาว	(271.95)	(879.40)	(1,205.18)
เงินจ่ายสำหรับเงินให้กู้ยืมระยะสั้น	-	(53.05)	(96.42)
เงินจ่ายสำหรับเงินให้กู้ยืมระยะยาว	(530.86)	(4,926.06)	(9,222.04)



หน่วย : ล้านบาท

งบกระแสเงินสด	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน (ต่อ)			
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนในบริษัทย่อย	(273.99)	-	-
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนในการร่วมค้า	(165.32)	(238.28)	(26.12)
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนในบริษัทร่วม	(795.94)	(1,099.19)	(1,720.40)
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนระยะยาวอื่น	-	(236.75)	(25,389.77)
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนเพื่อขาย	-	(7,241.57)	(7,460.17)
เงินรับจากการขายเงินลงทุนในบริษัทย่อย	4,370.73	307.18	-
เงินรับจากการคืนทุนของการร่วมค้า	73.88	1,371.27	13.34
เงินรับจากการขายเงินลงทุนในบริษัทร่วม	27,683.25	-	50.63
เงินรับจากการขายเงินลงทุนเพื่อขาย	-	-	11,302.91
รับคืนเงินให้กู้ยืมระยะยาว	3,528.32	-	3,158.63
เงินสดรับจากการยกเลิกสัญญาเช่าในสถานบริการน้ำมัน	25.23	12.84	-
เงินรับค่างวดตามสัญญาเช่าการเงิน	2,257.75	6.00	-
เงินลงทุนชั่วคราวเพิ่มขึ้น	(24,202.43)	(68,185.07)	(52,837.63)
เงินสดรับจากดอกเบี้ย	7,197.41	4,492.26	7,502.50
เงินปันผลรับ	10,301.01	6,087.70	10,014.08
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(133,042.98)	(178,914.39)	(180,525.07)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงิน			
เงินสดรับจากการออกหุ้นสามัญของบริษัทย่อย	10,208.35	101.78	3,055.73
เงินสดรับจากการขายหุ้นซื้อคืนของบริษัทย่อย	-	32.56	3,788.79
เงินสดรับจากการกู้ยืมระยะสั้น	-	-	6,745.01
เงินสดรับจากการกู้ยืมระยะยาว	48,179.02	26,651.89	43,920.21
เงินสดรับสุทธิสำหรับสัญญาอนุพันธ์ทางการเงิน	-	5,491.17	-
เงินสดรับจากการเปลี่ยนสัดส่วนเงินลงทุนในบริษัทย่อย	-	-	1,469.53
จ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะสั้น	-	-	(6,745.01)
จ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะยาว	(134,958.00)	(74,153.08)	(94,935.79)
เงินจ่ายค่างวดตามสัญญาเช่าการเงิน	(688.32)	(841.57)	(833.25)
เงินเบิกเกินบัญชีและเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินเพิ่มขึ้น (ลดลง)	(5,336.29)	4,051.85	(12,400.37)
เงินสดรับจากการจำหน่ายหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น	-	-	28,984.71
เงินสดจ่ายต้นทุนทางการเงิน	(35,302.56)	(32,618.02)	(30,892.74)
เงินปันผลจ่าย	(43,811.00)	(44,589.91)	(73,833.85)
เงินสดจ่ายจากการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนเงินลงทุนในบริษัทย่อย	-	-	(1,168.63)
เงินสดจ่ายชำระหุ้นซื้อคืนของบริษัทย่อย	(2,104.53)	(330.08)	-
เงินสดจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น	-	-	(29,652.23)
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(163,813.33)	(116,203.41)	(162,497.89)
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	(761.51)	(447.88)	(750.26)
ผลต่างจากการแปลงค่าทางการเงิน	9,871.69	718.91	(11,704.51)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดที่ถูกจัดประเภทเป็นสินทรัพย์ที่ไม่หมุนเวียนที่ถือไว้เพื่อขาย	173.71	-	-
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	5,765.96	(24,411.54)	(49,377.39)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด	234,211.99	239,977.95	215,566.41
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันปลายงวด	239,977.95	215,566.41	166,189.02

หมายเหตุ : ^{1/} งบกระแสเงินสดสำหรับปี 2558 จัดประเภทรายการใหม่ สำหรับการดำเนินงานที่ยกเลิกจากการขาย PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัทในปี 2559



13.1.5 ผลดำเนินงานแยกตามกลุ่มธุรกิจ: EBITDA และ กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานตามส่วนงาน

หน่วย : ล้านบาท

กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษีและ กำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ) ^{2/}
กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ			
การจัดหา ขนส่ง และจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ รวมถึงธุรกิจแยกก๊าซธรรมชาติ			
รายได้จากการขาย	542,798.63	457,985.60	465,638.20
ต้นทุนขาย	481,438.14	373,754.06	365,188.20
กำไรขั้นต้น	61,360.49	84,231.54	100,450.00
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	16,877.30	12,951.96	12,255.49
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	3,348.83	802.71	1,207.08
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	47,832.02	72,082.29	89,401.59
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	15,857.08	18,116.02	18,887.94
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	31,974.94	53,966.27	70,513.65
ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			
รายได้จากการขาย	184,410.71	150,217.05	147,724.66
ต้นทุนขาย	23,488.44	21,957.76	22,274.14
กำไรขั้นต้น	160,922.27	128,259.29	125,450.52
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	9,576.69	8,925.26	9,321.10
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	6,312.78	-	-
ค่าภาคหลวง	14,320.32	12,464.25	12,472.10
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	1,556.91	594.61	1,811.07
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	132,269.39	107,464.39	105,468.39
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	92,396.33	73,518.95	55,769.82
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	39,873.06	33,945.44	49,698.57
ธุรกิจถ่านหิน			
รายได้จากการขาย	13,632.79	16,306.83	19,575.14
ต้นทุนขาย	9,636.31	10,856.81	11,576.68
กำไรขั้นต้น	3,996.48	5,450.02	7,998.46
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	534.37	402.59	553.72
ค่าภาคหลวง	890.45	1,106.19	1,405.23
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	156.93	236.57	74.46
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	2,728.59	4,177.81	6,113.97
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	2,892.30	1,934.45	1,890.34
รวมกำไร(ขาดทุน) จากการดำเนินงานตามส่วนงาน	(163.71)	2,243.36	4,223.63
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้นและก๊าซธรรมชาติ	71,684.29	90,155.07	124,435.85
กลุ่มธุรกิจน้ำมัน			
รายได้จากการขาย	511,529.63	484,429.31	547,295.78
ต้นทุนขาย	483,148.61	448,533.27	512,571.91
กำไรขั้นต้น	28,381.02	35,896.04	34,723.87
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	17,102.43	16,707.34	20,114.66
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	3,854.52	3,728.93	4,988.78
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	15,133.11	22,917.63	19,597.99
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	2,976.21	3,440.64	4,143.70
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	12,156.90	19,476.99	15,454.29

หน่วย : ล้านบาท



กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษีและ กำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)	ปี 2560 (ตรวจสอบ) ^{2/}
กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม			
รายได้จากการขาย	949,932.97	748,428.97	935,615.68
ต้นทุนขาย	945,958.25	744,567.28	932,536.09
กำไรขั้นต้น	3,974.72	3,861.69	3,079.59
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	9,438.82	7,894.75	7,331.46
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	8,738.08	6,898.31	4,779.11
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	3,273.98	2,865.25	527.24
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	32.42	32.73	33.31
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	3,241.56	2,832.52	493.93
ธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น			
รายได้จากการขาย	874,194.65	785,362.44	950,727.39
ต้นทุนขาย	773,514.71	666,612.19	806,596.17
กำไรขั้นต้น	100,679.94	118,750.25	144,131.22
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	20,061.68	18,933.58	22,219.83
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	4,269.90	2,806.25	2,147.38
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	84,888.16	102,622.92	124,058.77
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	27,574.67	30,672.64	34,519.22
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	57,313.49	71,950.28	89,539.55
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นปลาย	72,711.95	94,259.79	105,487.77
กลุ่มธุรกิจอื่น ๆ^{3/}			
รายได้จากการขาย	4,869.95	4,497.40	4,954.55
ต้นทุนขาย	5,132.39	4,909.84	5,377.11
กำไรขั้นต้น	(262.44)	(412.44)	(422.56)
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	1,351.69	1,082.17	108.16
รวมกำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	1,089.25	669.73	(314.40)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	1,609.09	1,018.37	1,044.85
รวม(ขาดทุน) จากการดำเนินงานตามส่วนงาน	(519.84)	(348.64)	(1,359.25)
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานก่อนหักรายการที่ยังไม่ได้จัดสรรและรายการระหว่างกัน	143,876.40	184,066.22	228,564.37
บวก (หัก) รายการระหว่างกัน	(998.61)	(273.98)	541.66
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	142,877.79	183,792.24	229,106.03

หมายเหตุ : ^{1/} ผลดำเนินงานแยกตามกลุ่มธุรกิจ: EBITDA และ กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานตามส่วนงาน สำหรับงวดปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2558 มีการจัดประเภทรายการใหม่ ตามประกาศกรมพัฒนาธุรกิจการค้า และ สำหรับการดำเนินงานที่ยกเลิกจากการขาย PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัทในปี 2559

^{2/} ผลดำเนินงานแยกตามกลุ่มธุรกิจ: EBITDA และ กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานตามส่วนงาน สำหรับงวดปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2560 มีการจัดประเภทส่วนงานดำเนินงานใหม่ดังนี้ PTT TANK จากส่วนงานดำเนินงานธุรกิจน้ำมันเป็นส่วนงานดำเนินงานธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น และ PTTGM จากส่วนงานดำเนินงานธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นเป็นส่วนงานดำเนินงานธุรกิจถ่านหิน และได้มีส่วนงานดำเนินงานธุรกิจถ่านหินมาแสดงภายใต้กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้นและก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้สอดคล้องกับการดำเนินงานธุรกิจและการรายงานภายในของกลุ่มบริษัท

^{3/} ธุรกิจอื่นๆ ของกลุ่มบริษัท ประกอบด้วย ส่วนงานอื่นๆ และ การบริการอื่นๆ

13.1.6 อัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนทางการเงินและกำไรต่อหุ้น	หน่วย	ปี 2558	ปี 2559	ปี 2560
อัตราส่วนสภาพคล่อง				
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	2.16	2.18	2.21
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	1.55	1.58	1.61
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	เท่า	12.46	11.75	12.28
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	วัน	28.88	30.64	29.32
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้	เท่า	10.93	9.48	10.87
ระยะเวลารับชำระหนี้	วัน	32.95	37.97	33.12
อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหาทำกำไร				
อัตรากำไรขั้นต้น	%	11.02%	14.79%	15.40%
อัตรากำไรสุทธิต่อยอดขายสุทธิ	%	1.52%	7.54%	9.25%
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	%	2.89%	12.96%	17.09%
อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน				
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์	%	1.39%	5.88%	8.27%
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร	%	2.76%	11.69%	16.91%
อัตราการหมุนของสินทรัพย์	เท่า	0.92	0.78	0.89
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน				
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น ^{1/}	เท่า	0.61	0.52	0.42
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	9.50	9.23	11.01
กำไรต่อหุ้น				
กำไรต่อหุ้น ^{2/}	บาท/หุ้น	6.73	32.68	46.74

หมายเหตุ:
^{1/} อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย หำร ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

^{2/} คำนวณจากจำนวนหุ้นสามัญเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก ณ 31 ธันวาคม 2558 วันที่ 31 ธันวาคม 2559 และวันที่ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 2,856.30 ล้านหุ้น



14. การวิเคราะห์และคำอธิบายของฝ่ายจัดการ

14.1 คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ (Management Discussion & Analysis)

ในการอ่านคำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ นักลงทุนควรศึกษาเอกสารประกอบ ซึ่งได้แก่ งบการเงินรวม ข้อมูลทางการเงินที่มีการปรับปรุง ตัวเลขการดำเนินงานโดยสรุปทั้งในอดีตและที่มีการปรับปรุง ควบคู่ไปกับหมายเหตุประกอบ งบการเงินและข้อมูลที่น่าสนใจอื่นในเอกสารนี้

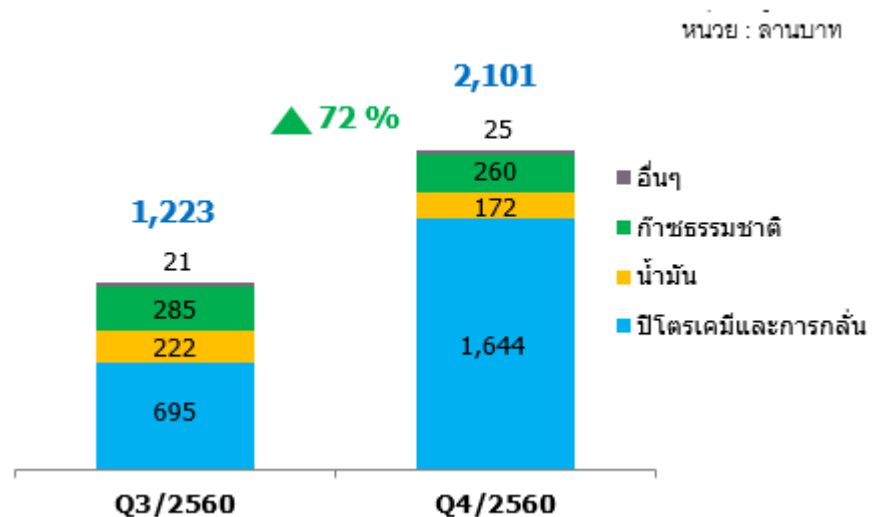
14.1.1 การวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อย สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 4 และ ปี 2560

ผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2560

ใน Q4/2560 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 531,959 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 56,781 ล้านบาท หรือร้อยละ 11.9 ซึ่งเป็นผลมาจากปริมาณขายและราคาขายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นในทุกธุรกิจ โดยเฉพาะธุรกิจการค้าน้ำมันระหว่างประเทศและธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น ในส่วนของผลการดำเนินงานในไตรมาสนี้ปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจก๊าซธรรมชาติจากปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นจากการหุดซ่อมบำรุงซ่อมตามแผนของโรงแยกก๊าซฯ ในไตรมาสก่อนที่มีมากกว่า รวมถึง GSP 6 มีการเพิ่มประสิทธิภาพกำลังการผลิตใน Q4/2560 และราคาขายผลิตภัณฑ์ของโรงแยกก๊าซฯ ที่อิงกับราคาปิโตรเคมีปรับตัวสูงขึ้น นอกจากนี้กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้น โดยหลักจากธุรกิจปิโตรเคมีทั้งสายโพลีเอทิลีนและอะโรมาติกส์ ที่มีปริมาณขายเพิ่มขึ้น และราคาขายผลิตภัณฑ์ที่สูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบดูไบ ขณะที่ธุรกิจการกลั่นมีผลการดำเนินงานลดลงจาก Accounting GRM ที่ลดลงตาม Crack Spread ที่ปรับตัวลดลงในเกือบทุกผลิตภัณฑ์ แม้ว่ากำไรจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น จากราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน นอกจากนี้ ธุรกิจสำรวจและผลิตฯ ผลการดำเนินงานดีขึ้นจากปริมาณและราคาขายเฉลี่ยที่สูงขึ้น ทำให้ในไตรมาสนี้ ปตท. และบริษัทย่อย มีกำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA) จำนวน 94,213 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,202 ล้านบาท หรือร้อยละ 8.3

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจำนวน 29,405 ล้านบาท ลดลง 8 ล้านบาท จาก 29,413 ล้านบาท ใน Q3/2560

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ใน Q4/2560 มีส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 2,101 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 878 ล้านบาท จาก 1,223 ล้านบาท ใน Q3/2560 ส่วนใหญ่มาจากผลการดำเนินงานของการร่วมค้าในกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นที่เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน โดยหลักจาก HMC จากการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ในไตรมาสก่อน

นอกจากนั้น มีกำไรจากการขายเงินลงทุนใน SPRC จำนวน 1,802 ล้านบาท และขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์เพิ่มขึ้นจาก Q3/2560 จำนวน 1,694 ล้านบาท โดยหลักมาจากสัญญาบริหารความเสี่ยงทางการเงินและราคาสินค้าโภคภัณฑ์ ของ PTTGC และ PTTEP

ใน Q4/2560 มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 2,948 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 68 ล้านบาท จาก 2,880 ล้านบาท ใน Q3/2560 โดยหลักมาจากการรับและจ่ายชำระหนี้จากลูกหนี้และเจ้าหนี้การค้าสกุลเงินต่างประเทศ รวมถึงการชำระคืนเงินกู้สกุลเงินตราต่างประเทศในระหว่างงวด ตามเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐ

ใน Q4/2560 รับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ลดลง จาก PTTGM 4,229 ล้านบาท และ PTTGC 2,296 ล้านบาท ในขณะที่ Q3/2560 PTTEP รับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ 18,505 ล้านบาท

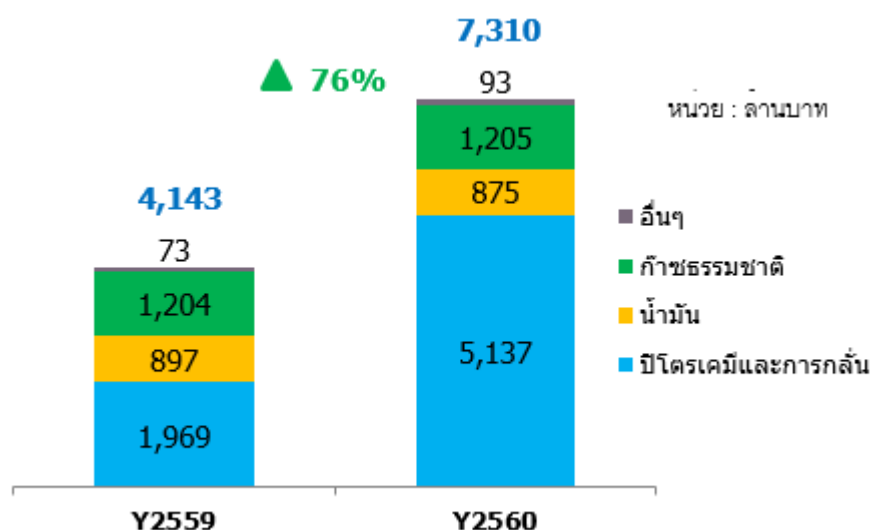
กำไรเงินได้เพิ่มขึ้น 875 ล้านบาท จาก 7,740 ล้านบาท ใน Q3/2560 เป็น 8,615 ล้านบาท ใน Q4/2560 โดยหลักจากบริษัทในกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นที่มีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้น

ผลการดำเนินงานของปี 2560 เปรียบเทียบกับปี 2559

ในปี 2560 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 1,995,722 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 276,876 ล้านบาท หรือร้อยละ 16.1 โดยเพิ่มขึ้นในเกือบทุกกลุ่มธุรกิจ โดยเฉพาะกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศและกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นเมื่อเทียบกับปีก่อน ตามราคาเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและปิโตรเคมีทั้งสายโอดีฟินส์และอะโรเมติกส์ที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบดูไบ ซึ่งราคาเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นจาก 41.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เป็น 53.2 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล หรือร้อยละ 28.8 อย่างไรก็ตามธุรกิจสำรวจและผลิตฯ มีรายได้ขายลดลงจากค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นมากและปริมาณขายที่ปรับลดลง แม้ว่าราคาขายจะเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ โดยในปีนี้ปตท. และบริษัทย่อยมี EBITDA จำนวน 345,395 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 32,869 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.5 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นที่มีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นจากธุรกิจการกลั่นตาม Market GRM ที่สูงขึ้นโดยหลักจาก Crack Spread ของน้ำมันเตาและดีเซลที่ปรับเพิ่มขึ้น แม้ว่ากำไรจากสต็อกน้ำมันจะลดลงเมื่อเทียบกับปี 2559 นอกจากนี้ธุรกิจก๊าซธรรมชาติในส่วนของโรงแยกก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานดีขึ้นจากราคาขายผลิตภัณฑ์ที่อิงกับราคาปิโตรเคมีปรับสูงขึ้น ในขณะที่ต้นทุนก๊าซฯ ลดลง และปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นจากปี 2559 ที่โรงแยกก๊าซฯ อีเทน (Ethane Separation Plant: ESP) และ GSP 6 มีซ่อมบำรุงใหญ่ นอกจากนี้ ยังมีกำไรเพิ่มขึ้นจากธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายลดลง 12,445 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.7 จาก 128,734 ล้านบาท ในปี 2559 เป็น 116,289 ล้านบาท ในปี 2560 โดยหลักมาจาก PTTEP ที่มีการปรับปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ในปี 2560 มีส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 7,310 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,167 ล้านบาท หรือร้อยละ 76.4 จาก 4,143 ล้านบาท ในปี 2559 โดยหลักเพิ่มขึ้นจาก PTTAC ที่มีราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น

ในปี 2560 ปตท.และบริษัทย่อยมีกำไรจากตราสารอนุพันธ์ 693 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 9,675 ล้านบาท จากปี 2559 ที่มีขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ จำนวน 8,982 ล้านบาท โดยหลักเพิ่มขึ้นจากสัญญาประกันความเสี่ยงทางการเงินและราคาสินค้าโภคภัณฑ์ของ PTTEP บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) (IRPC) และ ปตท.

กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 9,177 ล้านบาท จากจำนวน 4,473 ล้านบาท ในปี 2559 เป็น 13,650 ล้านบาท โดยหลักมาจาก ปตท.ที่มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการรับและจ่ายชำระเงินจากลูกหนี้ เจ้าหนี้การค้าและเงินกู้สกุลเงินต่างประเทศเพิ่มขึ้น และจากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐฯ ส่งผลให้ปตท. และบริษัทในเครือโดยส่วนใหญ่มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง (Unrealized FX Gain) เพิ่มขึ้นจากเงินกู้ยืมสกุลเงินต่างประเทศ

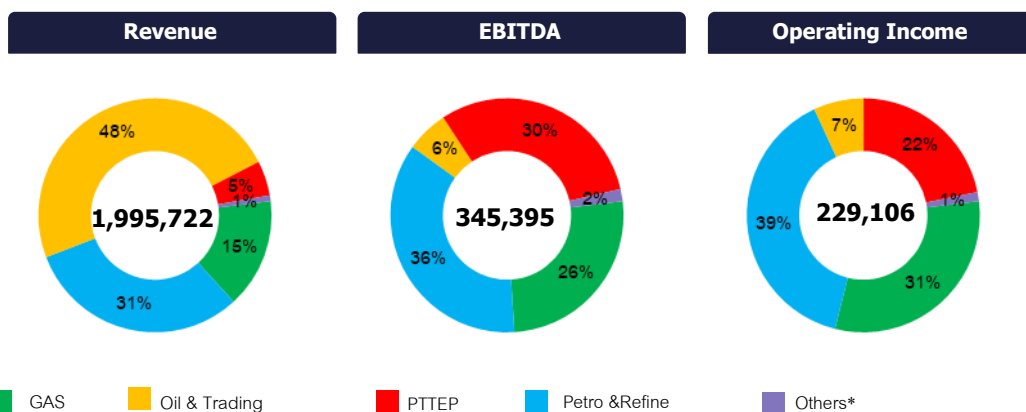
ในปี 2560 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) โดยมีรายการที่สำคัญได้แก่ การขาดทุนจากการซื้อขายสินทรัพย์ 24,848 ล้านบาท โดยหลักจากขาดทุนจากการซื้อขายสินทรัพย์จากแหล่งสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในต่างประเทศของ PTTEP 18,505 ล้านบาท ขาดทุนจากการซื้อขายสินทรัพย์ถ่านหินของ PTTGM 4,229 ล้านบาท และขาดทุนซื้อขายสินทรัพย์ของ PTTGC 2,296 ล้านบาท นอกจากนี้มีกำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุน 2,674 ล้านบาท โดยหลักจากการจำหน่ายเงินลงทุนใน SPRC และปตท. มีรายได้เงินปันผลจากกองทุนรวม 4,310 ล้านบาท

ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 1,713 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.4 จาก 26,593 ล้านบาทในปี 2559 เป็น 28,306 ล้านบาทในปี 2560 โดยหลักมาจากบริษัทในเครือกลุ่มปิโตรเคมีและการกลั่นที่มีผลการดำเนินงานดีขึ้น ขณะที่ PTTEP ลดลงจากผลประโยชน์ทางภาษีที่เกิดขึ้นจากอัตราแลกเปลี่ยนของเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐฯ

ผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยจำแนกตามกลุ่มธุรกิจและการร่วมค้า

รายละเอียดการจำแนกตามกลุ่มธุรกิจของ ยอดขาย EBITDA และ กำไรจากการดำเนินงาน สำหรับผลการดำเนินงานงวดปี 2560 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท



*ธุรกิจด้านหิน และ อื่น ๆ

กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้นและก๊าซธรรมชาติ

- ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม : บมจ. ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม หรือ ปตท.สผ.

	Q4/2559	Q3/2560	Q4/2560	%เพิ่ม(ลด)		2559	2560	% เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย (เหรียญสหรัฐ/BOE)	35.7	38.8	41.7	17%	7%	35.9	39.2	9%
ปริมาณขายเฉลี่ย (BOED)	316,307	298,139	313,054	(1%)	5%	319,521	299,206	(6%)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

ใน Q4/2560 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 40,325 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,987 ล้านบาท หรือร้อยละ 11 สาเหตุหลักมาจากราคาขายเฉลี่ยโดยรวมปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 จาก 38.8 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (BOE) ใน Q3/2560 เป็น 41.7 เหรียญสหรัฐฯ ต่อ BOE ใน Q4/2560 นอกจากนั้นปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 จาก 298,139 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (BOED) ใน Q3/2560 เป็น 313,054 BOED ใน Q4/2560 โดยหลักจากโครงการบงกช และ โครงการคอนแทร์ก 4

EBITDA ใน Q4/2560 มีจำนวน 27,428 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,199 ล้านบาท โดยหลักจากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น 3,642 ล้านบาท แม้ว่าค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารเพิ่มขึ้น และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานเพิ่มขึ้น 870 ล้านบาท เป็น 13,294 ล้านบาท ขณะที่ใน Q4/2560 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจะเพิ่มขึ้น 329 ล้านบาท จากปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานของปี 2560 เปรียบเทียบกับปี 2559

ในปี 2560 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 147,725 ล้านบาท ลดลง 2,492 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.7 จากปี 2559 สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นมาก แม้ว่าราคาขายเฉลี่ยโดยรวมปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 9 จาก 35.9 เหรียญสหรัฐฯ ต่อ BOE ในปี 2559 เป็น 39.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อ BOE ในปี 2560 แต่ปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมก็ลดลงร้อยละ 6 จาก 319,521 BOED ในปี 2559 เป็น 299,206 BOED ในปี 2560 โดยหลักจากโครงการพีทีทีอียู ออสตราเลเซีย ที่มีการขายน้ำมันดิบที่ลดลง และ โครงการสินกุ่ม เนื่องจากผู้ซื้อปรับราคาในปริมาณที่ลดลง

EBITDA ในปี 2560 มีจำนวน 105,468 ล้านบาท ลดลง 1,996 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.9 โดยหลักเป็นผลมาจากกำไรขั้นต้นที่ลดลงตามที่กล่าวข้างต้น

กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ในปี 2560 มีจำนวน 49,699 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 15,754 ล้านบาท หรือร้อยละ 46.4 โดยหลักมาจากค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายลดลง 17,750 ล้านบาทจากการปรับปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น

• กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

รายละเอียดปริมาณการขายผลิตภัณฑ์ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ แต่ละชนิดเป็น ดังนี้

หน่วย : ตัน	Q4/2559	Q3/2560	Q4/2560	% เพิ่ม(ลด)		2559	2560	% เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
LPG	722,476	727,766	739,843	2.4%	1.7%	2,794,203	2,919,061	4.5%
Ethane	610,287	538,692	613,494	0.5%	13.9%	2,058,987	2,333,234	13.3%
Propane	245,700	171,533	253,359	3.1%	47.7%	856,286	826,526	(3.5%)
NGL ^{1/}	193,350	171,260	198,974	2.9%	16.2%	745,054	732,192	(1.7%)
รวม	1,771,813	1,609,251	1,805,670	1.9%	12.2%	6,454,530	6,811,013	5.5%

หมายเหตุ 1/ รวมผลิตภัณฑ์ Pentane

รายละเอียดราคาผลิตภัณฑ์อ้างอิงของโรงแยกก๊าซฯ แต่ละชนิดเป็น ดังนี้

หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ/ตัน	Q4/2559	Q3/2560	Q4/2560	% เพิ่ม(ลด)		2559	2560	% เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
LPG ^{1/4/}	386	428	578	49.7%	35.0%	336	485	44.3%
Ethylene ^{2/}	979	1,090	1,196	22.1%	9.7%	1,037	1,092	5.3%
Propylene ^{2/}	722	791	828	14.7%	4.7%	705	824	16.9%
HDPE ^{2/}	1,134	1,138	1,226	8.1%	7.7%	1,132	1,168	3.2%
PP ^{2/}	1,085	1,149	1,196	10.2%	4.1%	1,046	1,155	10.4%
Naphtha ^{3/}	404	419	519	28.5%	23.9%	354	449	26.8%

หมายเหตุ 1/เป็นราคา Contract Price (CP) 50:50

2/ราคาตลาดของเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (South East Asia – Spot)

3/ราคาตลาดของประเทศสิงคโปร์ (MOP'S)

4/ ที่ประชุม กพข. รับทราบข้อสรุปการดำเนินงานเพื่อเปิดเสรีธุรกิจก๊าซ LPG ตามที่ประชุม กบง. วันที่ 2 ธ.ค. 2559 กบง. มีมติเห็นชอบแนวทางเปิดเสรีธุรกิจก๊าซ LPG เป็น 2 ระยะ โดยระยะแรกเป็นช่วงเวลายาวนานก่อนจะเปิดเสรีทั้งระบบ(ช่วงปี 2560) จะเปิดเสรีเฉพาะในส่วนการนำเข้าแต่ยังคงควบคุมราคาโรงกลั่นน้ำมันและโรงแยกก๊าซธรรมชาติผ่านกลไกของกองทุนน้ำมัน และระยะที่สองเป็นการเปิดเสรีทั้งระบบ มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ส.ค.2560 โดยยกเลิกการกำหนดราคา LPG ณ โรงกลั่น สำหรับโรงแยกก๊าซฯ และ โรงกลั่น โดย สนพ. จะประกาศราคาอ้างอิงสำหรับกำกับราคาขายปลีก LPG ในประเทศเท่านั้น ทั้งนี้ สนพ. จะมีกลไกติดตามกรณีที่ราคานำเข้า LPG มีความแตกต่างจากต้นทุนโรงแยกก๊าซฯอย่างมีนัยสำคัญ และจะเสนอให้ กบง. พิจารณาตามสถานการณ์นั้นๆ เป็นรายเดือน

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

ใน Q4/2560 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 117,300 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,051 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.8 จาก Q3/2560 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ของ ปตท. จากราคาขายที่เพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีที่ปรับสูงขึ้นตามราคาน้ำมัน รวมทั้งปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ (รวมก๊าซโซลินธรรมชาติที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซฯ) เพิ่มขึ้นในทุกผลิตภัณฑ์ จาก 1,609,251 ตันใน Q3/2560 เป็น 1,805,670 ตันใน Q4/2560 หรือร้อยละ 12.2 โดยเฉพาะ



ผลิตภัณฑ์ Propane และ Ethane เนื่องจากโรงแยกก๊าซฯ มีปิดซ่อมบำรุงย่อยตามแผนฯ ที่ GSP 5 และ 6 และ HMC มีการปิดซ่อมบำรุงใหญ่ในไตรมาสก่อน ขณะที่ไตรมาสนี้มีเพียง GSP 4 ปิดซ่อมบำรุงตามแผน และ GSP 6 มีการเพิ่มประสิทธิภาพกำลังการผลิตจาก 840 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (MMSCFD) เป็น 880 MMSCFD

ธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ มีรายได้จากการขายลดลง โดยราคาขายก๊าซฯ เฉลี่ยใน Q4/2560 เมื่อเทียบกับ Q3/2560 ลดลง รวมทั้งปริมาณจำหน่ายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) ลดลง 7 MMSCFD จาก 4,717 MMSCFD ใน Q3/2560 เหลือ 4,710 MMSCFD ใน Q4/2560 หรือร้อยละ 0.1 โดยหลักจากลูกค้ากลุ่มโรงไฟฟ้า ซึ่งมีการเรียกไฟนอยลงจากอากาศที่เย็นลงในช่วงไตรมาส 4

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน Q4/2560 มีจำนวน 24,400 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,772 ล้านบาท หรือร้อยละ 18.3 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ใน Q4/2560 มีจำนวน 19,414 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,557 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 22.4 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวข้างต้น และธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น รวมถึงธุรกิจ NGV ที่มีผลขาดทุนลดลง จากปริมาณขายที่ลดลง โดยเฉพาะในกลุ่มลูกค้า รถแท็กซี่ และรถโดยสารสาธารณะ และจากราคาขายที่ได้ปรับเพิ่มขึ้นในส่วนค่าใช้จ่ายการปรับปรุงคุณภาพก๊าซฯ ที่ 0.4553 บาท/กิโลกรัม จาก 3.4367 บาท/กิโลกรัม เป็น 3.8920 บาท/กิโลกรัม โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ 16 กันยายน 2560

ขณะที่ในส่วนของบริษัทในเครือที่อยู่ในธุรกิจโครงสร้างพื้นฐาน ได้แก่ GPSC บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด (EnCo) และ พีทีที เอนเนอร์ยี่ โซลูชันส์ จำกัด (PTTES) มีผลการดำเนินงานที่ลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/2560 โดยหลักมาจาก GPSC ที่ใน Q4/2560 มีการหยุดซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้าศรีราชา รวมถึงไม่มีเงินปันผลรับจาก RPCL ในไตรมาสนี้

ผลการดำเนินงานของปี 2560 เปรียบเทียบกับปี 2559

ในปี 2560 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 465,638 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,652 ล้านบาทหรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7 จากปี 2559 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ที่มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น จากราคาขายผลิตภัณฑ์ที่อ้างอิงราคาปิโตรเคมีในตลาดโลกเพิ่มขึ้น รวมทั้งปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ Ethane และ LPG โดยปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมเพิ่มขึ้นจาก 6,454,530 ตันในปี 2559 เป็น 6,811,013 ตันในปี 2560 หรือร้อยละ 5.5 จากที่ปี 2559 มีการปิดซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงแยกก๊าซฯ อีเทน และ GSP 6 รวมถึงการปิดซ่อมบำรุง ของ PTTGC

สำหรับธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ มีรายได้จากการขายลดลง จากราคาขายเฉลี่ยลดลงตามราคาก๊าซฯ ที่ลดลง ยกเว้นลูกค้าอุตสาหกรรม นอกจากนี้ปริมาณจำหน่ายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) ลดลง 37 MMSCFD จาก 4,762 MMSCFD ในปี 2559 เหลือ 4,725 MMSCFD ในปี 2560 หรือร้อยละ 0.8 โดยหลักจากปริมาณความต้องการใช้ก๊าซฯ ของลูกค้ากลุ่มโรงไฟฟ้าที่ลดลง

EBITDA และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานของธุรกิจก๊าซฯ ในปี 2560 มีจำนวน 89,402 ล้านบาท และ 70,514 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 17,320 ล้านบาท และ 16,548 ล้านบาท ตามลำดับ โดยหลักจากธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ และธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ที่มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น

อย่างไรก็ตามธุรกิจ NGV มีผลขาดทุนเพิ่มขึ้นจากรายได้จากการขายที่ลดลงมากกว่าต้นทุนขายที่ลดลง และยังคงราคา 10.00 บาท/กก. สำหรับกลุ่มลูกค้า รถแท็กซี่ และรถโดยสารสาธารณะ

ในส่วนของบริษัทโครงสร้างพื้นฐานมีผลการดำเนินงานงวดปี 2560 ปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเมื่อเทียบกับปี 2559 โดยหลักจาก GPSC ที่ผลการดำเนินงานดีขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ลดลงและมีรายได้จากส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนเพิ่มขึ้น ทั้งจากโรงไฟฟ้าบางปะอิน โกลเดนเนเธอร์แลนด์ (BIC2) และบริษัท ผลิตไฟฟ้านคร จำกัด (NNEG) เต็มปีเป็นปีแรก

• กลุ่มธุรกิจถ่านหิน

	Q4/2559	Q3/2560	Q4/2560	%เพิ่ม (ลด)		2559	2560	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ราคาอ้างอิงนิวคาสเซิล (เหรียญสหรัฐ/ตัน)	95.3	94.5	98.2	3.0%	3.9%	66.1	88.5	33.9%
ราคาขายเฉลี่ย (เหรียญสหรัฐ/ตัน)	54.2	70.0	74.8	38.0%	6.9%	47.2	70.3	48.9%
ปริมาณขาย (ล้านตัน)	2.8	2.1	2.5	(10.7%)	19.1%	9.8	8.3	(15.3%)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

ใน Q4/2560 ธุรกิจถ่านหินมีรายได้จากการขายจำนวน 6,074 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,235 ล้านบาท หรือร้อยละ 25.5 สาเหตุหลักมาจากราคาขายถ่านหินเฉลี่ยเพิ่มขึ้น 0.4 ล้านบาท หรือร้อยละ 19.1 จาก Q3/2560 ที่ 2.1 ล้านบาท มาอยู่ที่ 2.5 ล้านบาท ใน Q4/2560 ประกอบกับราคาขายถ่านหินเฉลี่ยสูงขึ้น 4.8 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน หรือร้อยละ 6.9 จาก 70.0 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน มาอยู่ที่ 74.8 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ตามราคาอ้างอิง Newcastle ที่เพิ่มสูงขึ้น จากอุปทานที่ลดลงในออสเตรเลียและอินโดนีเซียประกอบกับมีแรงหนุนจากความต้องการใช้ถ่านหินที่เพิ่มสูงขึ้นจากโรงไฟฟ้าในช่วงฤดูหนาว

EBITDA ใน Q4/2560 มีจำนวน 1,839 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 604 ล้านบาท หรือร้อยละ 48.9 สาเหตุหลักมาจากการกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น 597 ล้านบาท จากรายได้ขายที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณขายและราคาขายเฉลี่ยที่สูงขึ้นตามที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน Q4/2560 อยู่ที่ 1,425 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 819 ล้านบาท ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น

ผลการดำเนินงานของปี 2560 เปรียบเทียบกับปี 2559

รายได้จากการขายในปี 2560 มีจำนวน 19,575 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,268 ล้านบาท หรือร้อยละ 20.0 สาเหตุหลักมาจากราคาขายถ่านหินเฉลี่ยที่เพิ่มสูงขึ้นถึง 23.1 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน หรือร้อยละ 48.9 จาก 47.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน มาอยู่ที่ 70.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ตามราคาอ้างอิง Newcastle ที่เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 33.9 ซึ่งโดยหลักเกิดจากการปฏิรูปเศรษฐกิจของประเทศจีนที่ส่งผลให้อุปทานลดลง อย่างไรก็ตามปริมาณขายถ่านหินในปี 2560 ลดลง 1.5 ล้านบาท หรือร้อยละ 15.3 จาก 9.8 ล้านบาท ในปี 2559 มาอยู่ที่ 8.3 ล้านบาท เนื่องด้วยดินถล่มในเหมือง Sebuku ทำให้ต้องหยุดผลิตตั้งแต่เดือน มกราคม – และได้กลับมาดำเนินการผลิตในเดือนพฤศจิกายน 2560

EBITDA ในปี 2560 มีจำนวน 6,114 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,936 ล้านบาท หรือร้อยละ 46.3 สาเหตุหลักมาจากการกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น 2,548 ล้านบาท จากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นตามที่ได้กล่าวข้างต้น ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ของปี 2560 มีจำนวน 4,224 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,981 ล้านบาท เมื่อเทียบกับปีก่อน ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น

กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นปลาย

• กลุ่มธุรกิจน้ำมัน

หน่วย : ล้านลิตร	Q4/2559	Q3/2560	Q4/2560	%เพิ่ม (ลด)		2559	2560	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายเฉลี่ย	6,608	6,250	6,644	0.5%	6.3%	26,464	26,006	(1.7%)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

ใน Q4/2560 กลุ่มธุรกิจน้ำมันมีรายได้จากการขายจำนวน 141,111 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 13,935 ล้านบาท หรือร้อยละ 11.0 จากราคาขายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลก รวมถึงปริมาณขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์ในไตรมาสนี้เพิ่มขึ้น 394 ล้านลิตร

หรือร้อยละ 6.3 เป็น 6,644 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 454,218 บาร์เรลต่อวัน ใน Q4/2560 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG ดีเซล และอากาศยานที่เพิ่มขึ้น

EBITDA ใน Q4/2560 มีจำนวน 4,513 ล้านบาท ลดลงจาก Q3/2560 จำนวน 100 ล้านบาท หรือร้อยละ 2.2 โดยหลักจากกำไรจากสต็อกน้ำมันที่ปรับลดลงจากไตรมาสก่อน ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ใน Q4/2560 มีจำนวน 3,763 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 282 ล้านบาท

ผลการดำเนินงานของปี 2560 เปรียบเทียบกับปี 2559

ในปี 2560 กลุ่มธุรกิจน้ำมันมีรายได้จากการขายจำนวน 547,296 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 62,867 ล้านบาท หรือร้อยละ 13.0 จากราคาขายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลก ในขณะที่ปริมาณขายลดลง 458 ล้านลิตร หรือร้อยละ 1.7 จาก 26,464 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 454,795 บาร์เรลต่อวันในปี 2559 เหลือ 26,006 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 448,159 บาร์เรลต่อวันในปี 2560 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG

EBITDA ในปี 2560 มีจำนวน 19,598 ล้านบาท ลดลง 3,320 ล้านบาท หรือร้อยละ 14.5 จากกำไรจากสต็อกน้ำมันที่ปรับลดลงจากปีก่อน แม้ว่ากำไรจากกลุ่มธุรกิจเสริม และผลิตภัณฑ์เบนซินและอากาศยานจะปรับตัวดีขึ้น ทั้งนี้ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานในปี 2560 อยู่ที่ 15,454 ล้านบาท ลดลง 4,023 ล้านบาท ตาม EBITDA ที่ลดลงตามที่กล่าวข้างต้น

• กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ

หน่วย : ล้านลิตร	Q4/2559	Q3/2560	Q4/2560	%เพิ่ม (ลด)		2559	2560	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายเฉลี่ย	19,375	18,872	19,531	0.8%	3.5%	74,627	75,638	1.4%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

ใน Q4/2560 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 266,963 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 55,311 ล้านบาท หรือร้อยละ 26.1 จาก Q3/2560 จากราคาขายที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลก รวมถึงปริมาณขายเพิ่มขึ้น 659 ล้านลิตรหรือร้อยละ 3.5 จาก 18,872 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,290,258 บาร์เรลต่อวันใน Q3/2560 เป็น 19,531 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,335,291 บาร์เรลต่อวันใน Q4/2560 โดยเฉพาะปริมาณการค้านอกประเทศ (Out-Out Trading) ของผลิตภัณฑ์ดีเซล น้ำมันอากาศยาน และน้ำมันเตาที่เพิ่มขึ้นจากความต้องการในภูมิภาคอาเซียนที่เพิ่มขึ้น

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน Q4/2560 มีจำนวน 1,896 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,210 ล้านบาท โดยหลักจากกำไรของการขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทในประเทศที่เพิ่มขึ้นตามสูตรราคาอ้างอิงราคาน้ำมันในตลาดโลก รวมถึงปริมาณการค้านอกประเทศ (Out-Out Trading) ที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ในไตรมาสนี้ อยู่ที่ 1,886 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 1,207 ล้านบาท ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้นตามที่กล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานปี 2560 เปรียบเทียบกับปี 2559

ในปี 2560 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ มีรายได้จากการขายจำนวน 935,616 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 187,187 ล้านบาท หรือร้อยละ 25.0 เนื่องจากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลก รวมทั้งปริมาณขายเพิ่มขึ้น 1,011 ล้านลิตรหรือร้อยละ 1.4 จาก 74,627 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,282,509 บาร์เรลต่อวันในปี 2559 เป็น 75,638 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า

1,303,442 บาร์เรลต่อวันในปี 2560 ส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นจาก Out-Out Trading ของน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี ที่สามารถขายตลาดไปยังประเทศในแถบตะวันตกได้มากขึ้น

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงในปี 2560 มีจำนวน 5,387 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 363 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.2 โดยหลักจากกำไรของการขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทในประเทศที่เพิ่มขึ้น รวมถึง Out-Out Trading ที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ของกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ ในปี 2560 เพิ่มขึ้นเล็กน้อยมาอยู่ที่ 5,354 ล้านบาท ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น

• **กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น**

หน่วย: เหรียญสหรัฐฯต่อตัน	Q4/2559	Q3/2560	Q4/2560	%เพิ่ม (ลด)		2559	2560	% เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
HDPE	1,134	1,138	1,226	8.1%	7.7%	1,132	1,168	3.2%
PP	1,085	1,149	1,196	10.2%	4.1%	1,046	1,155	10.4%
BZ – Cond	288	320	311	8.0%	(2.8%)	262	357	36.3%
PX – Cond	358	360	358	0.0%	(0.6%)	395	380	(3.8%)

หน่วย: เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล (US\$/BBL)	Q4/2559	Q3/2560	Q4/2560	%เพิ่ม (ลด)		2559	2560	% เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
Market GRM	5.60	6.89	5.55	(0.9%)	(19.4%)	4.49	5.74	27.8%
Inventory gain (loss)	2.62	1.73	3.04	16.0%	75.7%	1.24	1.05	(19.2%)
Accounting GRM	6.97	8.38	7.72	10.8%	(7.9%)	5.12	6.40	25.0%
Refinery Utilization rate (%)	100.7%	104.2%	104.2%	3.5%	0.0%	94.3%	100.0%	6.0%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

ใน Q4/2560 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีรายได้จากการขายจำนวน 260,155 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 28,298 ล้านบาท หรือร้อยละ 12.2 โดยกลุ่มธุรกิจการกลั่นปรับตัวสูงขึ้น จากราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นทุกผลิตภัณฑ์ตามราคาน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน ทั้งนี้อัตราการใช้กำลังการกลั่นของกลุ่มใน Q4/2560 และ Q3/2560 เท่ากันที่ร้อยละ 104.2

ในส่วนของราคาปิโตรเคมีสายโพลีเอทิลีนส่วนใหญ่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ และปริมาณขายผลิตภัณฑ์โดยรวมสูงขึ้นตามอัตราการใช้กำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น

สำหรับราคาปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ปรับตัวเพิ่มขึ้นทั้ง PX และ BZ โดยราคา PX ปรับเพิ่มจากอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้นจากความต้องการใช้ผลิตภัณฑ์ปลายน้ำอย่างสารฟีนอลและโพลีเอสเตอร์ รวมถึงโรงงาน PTA ในประเทศจีนจะเปิดดำเนินการเต็มกำลังการผลิตในเดือน มกราคม 2561 ในขณะที่ราคา BZ ปรับสูงขึ้นจากความต้องการใช้ BZ เป็นวัตถุดิบสำหรับผลิตภัณฑ์ปลายน้ำ เช่น SM อยู่ในระดับสูงตามสถานการณ์เศรษฐกิจจีนที่ปรับตัวดีขึ้น

EBITDA ใน Q4/2560 ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีจำนวนรวม 35,919 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,686 ล้านบาท จาก Q3/2560 และมีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน จำนวน 27,090 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,671 ล้านบาท โดยมีสาเหตุดังนี้

- ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นปรับตัวลดลง โดย Accounting GRM ลดลงจาก 8.38 US\$/BBL เป็น 7.72 US\$/BBL ซึ่งเป็นผลจาก Market GRM ที่ลดลงจาก 6.89 US\$/BBL มาอยู่ที่ 5.55 US\$/BBL ใน Q4/2560 จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปที่ลดลงเกือบทุกผลิตภัณฑ์ โดยเฉพาะน้ำมันเตา น้ำมันเบนซิน และน้ำมันดีเซล แม้ว่า Q4/2560 มีกำไรจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้นจาก 1.73 US\$/BBL เป็น 3.04 US\$/BBL จากราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น



- ผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายโพลีเอทิลีนเพิ่มขึ้น โดยหลักจากราคาเม็ดพลาสติกและราคาผลิตภัณฑ์ต่อเนื่องที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งปริมาณขายที่สูงขึ้นจากไตรมาสก่อน
- ผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ปรับเพิ่มขึ้นจากกำไรขั้นต้นที่สูงขึ้น แม้ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับคอนเดนเสทจะปรับลดลง แต่มีปริมาณการจำหน่ายที่สูงขึ้น ตามการผลิตที่เพิ่มขึ้นจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของ PTTGC ใน Q3/2560 และไตรมาสที่มีการเปลี่ยนสารเร่งปฏิกิริยาเคมีของโรงอะโรเมติกส์ส่งผลให้เดินเครื่องได้อย่างมีประสิทธิภาพดีขึ้น

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นเพิ่มขึ้น 949 ล้านบาท จาก Q3/2560 โดยหลักมาจากการกลับมาดำเนินการได้เต็มกำลังการผลิตของ HMC จากที่หยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผนในไตรมาสก่อน

ผลการดำเนินงานของปี 2560 เปรียบเทียบกับปี 2559

ในปี 2560 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีรายได้จากการขายจำนวน 950,727 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 165,365 ล้านบาท หรือร้อยละ 21.1 ส่วนใหญ่จากราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปและปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และสายโพลีเอทิลีนที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ สำหรับราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะราคา BZ ที่ปรับเพิ่มขึ้นจากอุปสงค์จากตลาดโลกที่อยู่ในระดับดิมากกว่าปีก่อน ตามการปรับตัวของเศรษฐกิจที่ดีขึ้น รวมถึงปริมาณสินค้าคงคลังในประเทศจีนที่ลดลง และตลาดผลิตภัณฑ์พลาสติกอย่าง SM ยังเติบโตอย่างต่อเนื่อง ในส่วนของราคาปิโตรเคมีสายโพลีเอทิลีน ราคาโพลีเอทิลีนและโพลิโพรพิลีนปรับตัวสูงขึ้นทุกผลิตภัณฑ์ตามราคาน้ำมันดิบ รวมทั้งราคา MEG ก็ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมาก ตามความต้องการ Polyester และ PET Bottle ที่เพิ่มสูงขึ้น

ปริมาณขายในธุรกิจการโรงกลั่นเพิ่มขึ้นจากอัตราการใช้กำลังการกลั่นโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.0 จากร้อยละ 94.3 ในปีก่อนเป็นร้อยละ 100.0 จากการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงกลั่น PTTGC ในปีก่อน และปริมาณขายปิโตรเคมีของโรงโพลีเอทิลีนและโรงอะโรเมติกส์ในปี 2560 โดยรวมเพิ่มขึ้น

EBITDA ในปี 2560 ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีจำนวนรวม 124,059 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 21,436 ล้านบาท และมีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน จำนวน 89,539 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 17,588 ล้านบาท โดยมีสาเหตุดังนี้

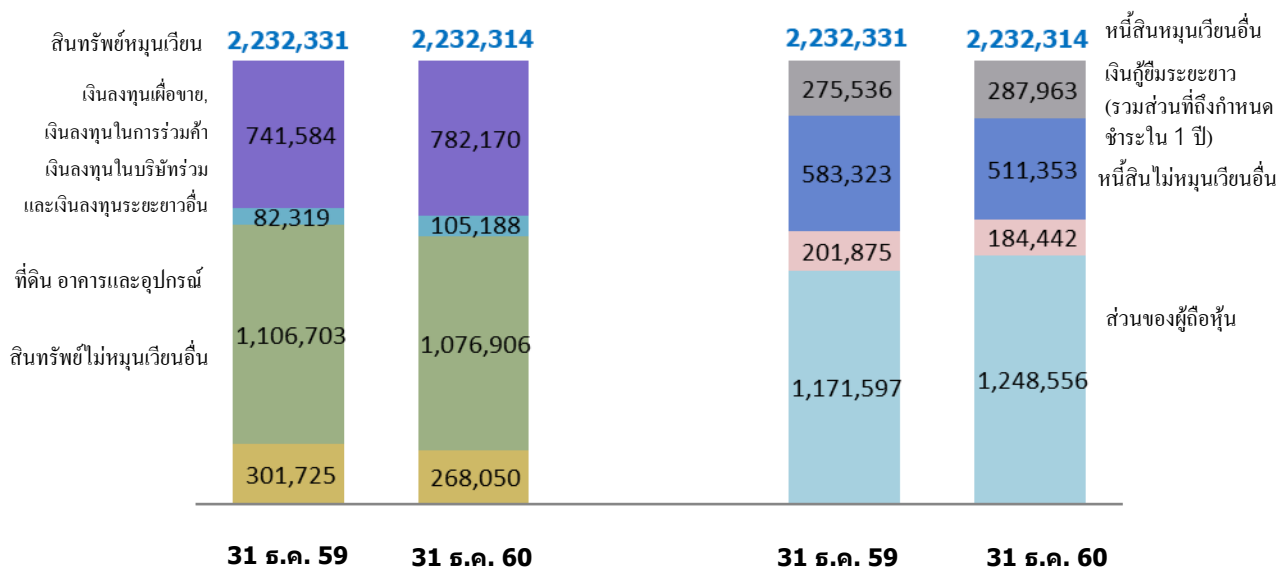
- ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นโดยรวมปรับเพิ่มขึ้นจาก Accounting GRM ที่เพิ่มขึ้นในทุกโรงกลั่น จาก 5.12 US\$/BBL ในปี 2559 เป็น 6.40 US\$/BBL ในปี 2560 เนื่องจากมี Market GRM ปรับเพิ่มขึ้น ตามราคาผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะน้ำมันเตาและดีเซล
- ผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายโพลีเอทิลีนในภาพรวมปรับเพิ่มขึ้น โดยในส่วนของ PTTGC เพิ่มขึ้นจากราคาขายผลิตภัณฑ์เม็ดพลาสติกเพิ่มขึ้น และส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ MEG กับวัตถุดิบที่สูงขึ้น
- ผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ลดลง จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ PX กับวัตถุดิบปรับตัวลดลง ขณะที่ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ BZ กับวัตถุดิบเพิ่มขึ้น เมื่อเทียบกับปีก่อน

นอกจากนี้ ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นปรับเพิ่มขึ้น 3,168 ล้านบาท จากปี 2559 โดยเพิ่มขึ้นจาก PTTAC ซึ่งเป็นผลมาจากราคาของผลิตภัณฑ์ AN และ MMA ที่สูงกว่าปีก่อนตามสถานะเศรษฐกิจที่ปรับตัวดีขึ้น

การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินปตท. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 เปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559

สินทรัพย์รวม

หนี้สินรวมและส่วนของผู้ถือหุ้น



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ปตท. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้นจำนวน 2,232,314 ล้านบาท ลดลงเล็กน้อยจาก ณ 31 ธันวาคม 2559 จำนวน 17 ล้านบาท เป็นผลจาก

: สินทรัพย์หมุนเวียน เพิ่มขึ้น 40,586 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.5 สาเหตุหลักมาจาก

- เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดและเงินลงทุนชั่วคราวเพิ่มขึ้นสุทธิ 3,460 ล้านบาท โดยหลักจากการที่ ปตท. และบริษัทในกลุ่มมีการลงทุนในเงินฝากประจำ บัตรเงินฝาก และกองทุนส่วนบุคคลเพิ่มขึ้น
- ลูกหนี้การค้าเพิ่มขึ้น 31,725 ล้านบาท จากการเพิ่มขึ้นของปริมาณการขายและราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจาก PTTT และ PTT
- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 5,401 ล้านบาท โดยหลักเกิดจากสินค้าคงเหลือที่เพิ่มขึ้นโดยหลักจาก PTT และ IRPC ที่มีปริมาณผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังเพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาที่เพิ่มขึ้นตามราคาตลาดโลก

: เงินลงทุนระยะยาว เพิ่มขึ้น 22,869 ล้านบาท หรือร้อยละ 27.8 โดยหลักจากเงินลงทุนระยะยาวในตราสารหนี้ของ ปตท. ที่เพิ่มขึ้น และ PTTGL ลงทุนในบริษัท Petronas LNG 9 Sdn Bhd (PL9SB) ในประเทศมาเลเซีย

: ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ ลดลง 29,797 ล้านบาท หรือร้อยละ 2.7 โดยหลักจากค่าเสื่อมราคาในระหว่างปีและผลกระทบจากการแปลงค่าสกุลเงินต่างประเทศ แม้จะมีการลงทุนเพิ่มขึ้นในงานระหว่างก่อสร้างโครงการต่างๆ ของกลุ่มบริษัท เช่น สถานีเพิ่มความดันก๊าซฯกลางทางบนบกและโครงการท่อส่งก๊าซฯเส้นที่ 5 ของ ปตท. โครงการ mLLDPE, Olefins Reconfiguration และ โครงการเมทิลเอสเตอร์แห่งที่ 2 ของ PTTGC โครงการขยายกำลังการผลิตเม็ดพลาสติกโพลีโพรพิลีน (PPE) และ โครงการผลิตเม็ดพลาสติกโพลีโพรพิลีนชนิดคอมพาวด์ (PPC) ของ IRPC

: สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น ลดลง 33,675 ล้านบาท หรือร้อยละ 11.2 โดยหลักจากสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าลดลง 28,690 ล้านบาท จากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของ PTTEP ที่โครงการ มาเรียนา ออยล์ แชนด์ จำนวน 18,505 ล้านบาท และผลต่างจากการแปลงค่างบการเงิน 10,172 ล้านบาท



หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ปตท. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมจำนวน 983,758 ล้านบาท ลดลงจาก ณ 31 ธันวาคม 2559 จำนวน 76,976 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.3 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

: หนี้สินหมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 12,427 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.5 โดยหลักจากเจ้าหนี้อื่นที่เพิ่มขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงระเบียบใหม่ในการขึ้นแบบและชำระภาษีของกรมสรรพสามิต และ เจ้าหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้น จากปัจจัยทางด้านราคาและปริมาณที่ปรับตัวสูงขึ้น

: เงินกู้ยืมระยะยาว (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี) ลดลง 71,970 ล้านบาท หรือร้อยละ 12.3 ส่วนใหญ่เป็นการไถ่ถอนหุ้นกู้และ ชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาว จำนวน 99,312 ล้านบาท โดยหลักจาก ปตท. IRPC PTTGC GPSC และ TOP รวมทั้งมีผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนทำให้เงินกู้ยืมระยะยาวลดลง 19,402 ล้านบาท อย่างไรก็ตามในระหว่างปีมีการกู้เงินเพิ่ม จำนวน 47,643 ล้านบาท โดยหลักจาก IRPC PTTGC และ GPSC

: หนี้สินไม่หมุนเวียนลดลง 17,433 ล้านบาท หรือร้อยละ 8.6 โดยหลักจากเงินรับล่วงหน้าค่าสินค้าของ PTTT และการลดลงของประมาณการหนี้สินต่างๆของ PTTEP ตามค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ปตท. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวนรวม 1,248,556 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากสิ้นปี 2559 จำนวน 76,959 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.6 โดยหลักจากผลประกอบการของ ปตท. และบริษัทย่อย สำหรับปี 2560 จำนวน 135,180 ล้านบาท ในขณะที่มีการจ่ายเงินปันผลสำหรับผลประกอบการ 2H/2559 และ 1H/2560 รวมจำนวน 51,413 ล้านบาท

สภาพคล่อง

สภาพคล่องของ ปตท. และบริษัทย่อยสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2560 มีกระแสเงินสดลดลงสุทธิจำนวน 49,377 ล้านบาท โดยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด จำนวน 215,566 ล้านบาท เป็นผลให้เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวดเท่ากับ 166,189 ล้านบาท ทั้งนี้ รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

	หน่วย: ล้านบาท
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	306,100
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(180,525)
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(162,498)
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	(750)
ผลต่างจากการแปลงค่าทางการเงิน	(11,704)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงระหว่างงวด-สุทธิ	(49,377)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด	215,566
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันปลายงวด	166,189

กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานมีจำนวน 306,100 ล้านบาท มาจากกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ตามงบกำไรขาดทุนจำนวน 135,180 ล้านบาท ปรับปรุงด้วยรายการกระทบยอดกำไรสุทธิเป็นเงินสดรับ (จ่าย) จากกิจกรรมดำเนินงาน โดยรายการหลักที่มีผลให้กระแสเงินสดเพิ่มขึ้น ได้แก่ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายรวมจำนวน 116,289 ล้านบาท กำไรส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 49,340 ล้านบาท ต้นทุนทางการเงินจำนวน 29,086 ล้านบาท ภาษีเงินได้จำนวน 28,307 ล้านบาท และขาดทุนจากการด้อยค่าจำนวน 24,848 ล้านบาท รวมทั้งมีการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์ดำเนินงานสุทธิเพิ่มขึ้นจำนวน 13,235 ล้านบาท และมีเงินสดจ่ายภาษีเงินได้จำนวน 33,958 ล้านบาท

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุนมีจำนวน 180,525 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินจ่ายลงทุนในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ และอสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน สินทรัพย์ไม่มีตัวตน และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า รวมจำนวน 115,815 ล้านบาท โดยหลักเป็นผลจากการลงทุนเพิ่มขึ้นของ PTTEP ในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่เป็นการลงทุนในโครงการคอนแท็ค 4 และโครงการซอดิก้า การลงทุนในโครงการต่างๆ ของ ปตท. โดยโครงการหลัก ได้แก่ สถานีเพิ่มความดันก๊าซกลางทางบนบกและโครงการท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5 นอกจากนี้ยังมีการลงทุนในโครงการ mLLDPE โครงการ Olefins Reconfiguration และโครงการเมทิลเอสเทอร์แห่งที่ 2 ของ PTTGC และ โครงการ PPE และ PPC ของ IRPC

: เงินจ่ายลงทุนในเงินลงทุนชั่วคราว จำนวน 52,838 ล้านบาท ส่วนใหญ่เป็นการลงทุนในเงินฝากประจำ บัตรเงินฝาก และกองทุนส่วนบุคคล ของ PTTEP TOP และ ปตท.

: เงินจ่ายลงทุนในเงินลงทุนระยะยาว รวมจำนวน 23,229 ล้านบาท โดยหลักมาจากการลงทุนในตราสารหนี้ของ ปตท. จำนวน 15,477 ล้านบาท

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินมีจำนวน 162,498 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินชำระคืนเงินกู้ระยะสั้น ระยะยาว และการไถ่ถอนหุ้นกู้รวมจำนวน 114,914 ล้านบาท โดยหลักเป็นการจ่ายชำระคืนเงินกู้และไถ่ถอนหุ้นกู้ของปตท. IRPC PTTGC และ GPSC

: เงินจ่ายปันผลจำนวน 73,834 ล้านบาท โดยหลักเป็นของ ปตท. PTTGC PTTEP TOP และ IRPC

อัตราส่วนทางการเงินและกำไรต่อหุ้นของ ปตท. และบริษัทย่อย

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	2559	2560
<u>อัตราส่วนสภาพคล่อง</u>			
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	2.18	2.21
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	1.58	1.61
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	เท่า	11.75	12.28
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	วัน	30.64	29.32
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้	เท่า	9.79	10.87
ระยะเวลารับหนี้	วัน	36.77	33.12
<u>อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไรจาก</u>			
<u>การดำเนินงานต่อเนื่อง</u>			
อัตรากำไรขั้นต้น	%	14.79%	15.40%
อัตรากำไรสุทธิ	%	7.54%	9.25%
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	%	12.96%	17.09%
<u>อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน</u>			
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์	%	5.88%	8.27%
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร	%	11.70%	16.91%
อัตราการหมุนของสินทรัพย์	เท่า	0.78	0.89
<u>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน</u>			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	0.52	0.42
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	9.23	11.01
<u>กำไรสุทธิต่อหุ้น</u>			
กำไรสุทธิต่อหุ้น	บาท/หุ้น	32.68	46.74

หมายเหตุ:

อัตราส่วนสภาพคล่อง	=	สินทรัพย์หมุนเวียน หาร หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	=	เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด+เงินลงทุนชั่วคราว+ลูกหนี้การค้า หาร หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	=	รายได้จากการขายและการให้บริการ หาร ลูกหนี้การค้าเฉลี่ย
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	=	360 หาร อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้	=	ต้นทุนขายและการให้บริการ หาร เจ้าหนี้การค้าเฉลี่ย
ระยะเวลาชำระหนี้	=	360 หาร อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้
อัตรากำไรขั้นต้น	=	กำไรขั้นต้น หาร รายได้จากการขายและการให้บริการ
อัตรากำไรสุทธิ	=	กำไรสุทธิ หาร รายได้จากการขายและการให้บริการ
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	=	กำไรสุทธิ หาร ส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์	=	กำไรสุทธิ หาร สินทรัพย์รวมเฉลี่ย
อัตราส่วนผลตอบแทนจาก	=	กำไรสุทธิ หาร สินทรัพย์ถาวรรวมเฉลี่ย
สินทรัพย์ถาวร		
อัตรากำไรของสินทรัพย์	=	รายได้จากการขายและการให้บริการ หาร สินทรัพย์รวมเฉลี่ย
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย หาร ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	=	กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน+ภาษีจ่ายจากการดำเนินงาน หาร ดอกเบี้ยจ่ายจากการจัดหาเงิน
กำไรสุทธิต่อหุ้น	=	กำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญ หาร จำนวนหุ้นสามัญถัวเฉลี่ย ถ่วงน้ำหนักที่ถือโดยบุคคลภายนอกในระหว่างงวด



ปัจจัยที่อาจมีผลกระทบต่อการดำเนินงานในอนาคต

เศรษฐกิจโลกในปี 2561 มีแนวโน้มขยายตัวเร่งขึ้นเล็กน้อยจากปี 2560 จากเศรษฐกิจสหรัฐฯ ที่คาดว่าจะขยายตัวเร่งขึ้นจากตลาดแรงงานที่เข้มแข็งและผลกระทบทางบวกของการปฏิรูปภาษีโดยเฉพาะการตอบสนองของการลงทุนภาคธุรกิจ (investment response) ต่อการปรับลดภาษีเงินได้นิติบุคคล (corporate income tax) ในขณะที่เศรษฐกิจของกลุ่มประเทศที่ใช้เงินสกุลยูโรคาดว่าจะขยายตัวชะลอลงเล็กน้อยจากการดำเนินนโยบายงบประมาณขาดดุลน้อยลงของรัฐบาล (less expansionary fiscal stance) สำหรับเศรษฐกิจจีน คาดว่าจะขยายตัวชะลอลงภายใต้การเดินหน้านโยบายเศรษฐกิจของรัฐบาล โดยเศรษฐกิจโลกยังคงมีความเสี่ยงจากการดำเนินนโยบายการเงินเพื่อกลับเข้าสู่ภาวะปกติ (monetary policy normalization) นโยบายปกป้องทางการค้า (inward-looking policies) และปัญหาความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์และการก่อการร้าย ทั้งนี้ IMF ณ เดือนมกราคม 2561 คาดการณ์ว่าเศรษฐกิจโลกในปี 2561 จะขยายตัวร้อยละ 3.9

ความต้องการใช้น้ำมันของโลกในปี 2561 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 1.3 ล้านบาร์เรลต่อวันไปอยู่ที่ระดับ 99.1 ล้านบาร์เรลต่อวัน ตามรายงานของ IEA ณ เดือนธันวาคม 2560 นำโดยกลุ่มประเทศตลาดเกิดใหม่และกำลังพัฒนา โดยเฉพาะจีนและอินเดีย ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันของกลุ่มประเทศพัฒนาแล้วคาดว่าจะทรงตัวจากปีก่อน สำหรับการผลิตน้ำมันคาดว่าจะปริมาณน้ำมันดิบคงคลังจะเข้าสู่ค่าเฉลี่ย 5 ปี จากมาตรการลดกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC และ non-OPEC อย่างต่อเนื่อง การควบคุมการผลิตของลิเบียและไนจีเรีย และปัญหาภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง แต่ยังคงมีปัจจัยกดดันราคา คือ ปริมาณการผลิต shale oil ในสหรัฐฯ ที่เพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามราคาน้ำมันดิบ ทั้งนี้ คาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบในปี 2561 จะเฉลี่ยอยู่ที่ระดับประมาณ 60-65 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล

ค่าการกลั่นอ้างอิงสิงคโปร์ในปี 2561 คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ระดับประมาณ 6-7 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ตามภาพรวมตลาดที่คาดว่าจะทรงตัว

ราคาสินค้าปิโตรเคมีโดยรวมในปี 2561 คาดว่าจะทรงตัวในระดับสูง โดยราคา HDPE มีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นที่ระดับ 1,255 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ตามราคาเอทิลีนที่มีแนวโน้มสูงขึ้น และจากภาวะตลาดในจีนที่ยังคงตัว ส่วนหนึ่งเป็นผลจากมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมและการห้ามนำเข้าโพลีเมอร์ที่ผ่านการรีไซเคิล แม้ว่าคลื่นลูกแรกของโรงงานตั้งใหม่ในสหรัฐฯ จะเป็นปัจจัยกดดันราคาในช่วงครึ่งหลังของปี ในขณะที่ราคา PP คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 1,221 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน สำหรับราคา PX คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 862 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากความต้องการโพลีเอสเตอร์ที่ยังคงอยู่ในระดับสูง และการห้ามนำเข้า PET ที่ผ่านการรีไซเคิลของจีน แม้ว่าผลผลิตจากโรงงานตั้งใหม่จะเป็นปัจจัยกดดันไม่ให้ราคาขึ้นสูงมากนัก ในขณะที่ราคา BZ คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 922 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน

เศรษฐกิจไทยในปี 2561 มีแนวโน้มขยายตัวใกล้เคียงกับปีก่อน โดยมีแรงขับเคลื่อนสำคัญจากการใช้จ่ายภาครัฐ โดยเฉพาะการลงทุนในโครงการระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก (Eastern Economic Corridor: EEC) ซึ่งจะช่วยให้เกิดการลงทุนภาคเอกชน การส่งออกสินค้าคาดว่าจะขยายตัวชะลอลงจากฐานที่สูงในปีก่อน ในขณะที่จำนวนนักท่องเที่ยวคาดว่าจะขยายตัวต่อเนื่องตามภาวะเศรษฐกิจโลก ในส่วนของการบริโภคภาคเอกชนคาดว่าจะขยายตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไปจากรายได้ครัวเรือนที่ค่อยๆ ปรับเพิ่มขึ้นและภาระหนี้ครัวเรือนที่ยังอยู่ในระดับสูง โดยเศรษฐกิจไทยยังคงมีความเสี่ยงจากการดำเนินนโยบายการค้าระหว่างประเทศและนโยบายการเงินของประเทศพัฒนาแล้ว รวมทั้งความล่าช้าของการเบิกจ่ายเงินภาครัฐ ทั้งนี้ สศค. ณ เดือนมกราคม 2561 คาดว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2561 จะขยายตัวร้อยละ 4.0

ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

โครงการ LNG:

ปตท. มีแผนในการเติบโตธุรกิจ LNG Terminal เพื่อรองรับปริมาณการใช้ก๊าซฯในประเทศ โดยมีแผนการลงทุนระยะยาว เพื่อขยายโครงการ LNG terminal ปัจจุบันเพื่อรองรับก๊าซฯได้รวม 10 ล้านตันต่อปี แล้วเสร็จในปี 2560 และจะขยายเป็น 11.5 ล้านตันต่อปี โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2562 และมีแผนลงทุนโครงการก่อสร้าง LNG Terminal แห่งใหม่ที่จะรองรับความต้องการก๊าซฯในอนาคต ทั้งนี้ปตท. มีการจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาวเพิ่มเติมจากสัญญา Qatargas / Shell / BP และ Petronas ที่มีอยู่ภายในปี 2560 และปตท.มีแผนที่จะมี LNG contract ในสัญญาระยะยาวเป็นส่วนใหญ่ ของแผนการนำเข้า LNG ทั้งหมด

โครงการ LNG Receiving Terminal 1 Phase 2 :

- ความก้าวหน้างานก่อสร้างโดยรวม 100% (ณ วันที่ 6 มิถุนายน 2560)
- ความสามารถในการแปรสภาพของเหลวเป็นก๊าซฯ ขนาดประมาณ 5 ล้านตันต่อปี (เพิ่มจาก 5 ล้านตันต่อปี ในระยะที่ 1 เป็น 10 ล้านตันต่อปี ในระยะที่ 2)
- ขณะนี้ LNG Receiving Terminal 1 Phase 2 พร้อมเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันก๊าซฯ ในทะเล (Offshore Compressor)

- ความคืบหน้าโครงการ 100% (ณ เดือนธันวาคม 2560)

โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ กลางทางบนระบบท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 4 (Midline Compressor)

- ความคืบหน้าโครงการ 100% (ณ เดือนธันวาคม 2560)

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติภูมิภาคบนบก นครราชสีมา

ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 1

- การก่อสร้างวางท่อและสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ แล้วเสร็จ ความยาวท่อประมาณ 111 กม.
- Mechanical Completion เมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2559
- เริ่มดำเนินการ เมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2560

ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 2

- ผู้รับเหมาก่อสร้างอยู่ระหว่างการขุดและวางท่อ และปรับพื้นที่สถานีควบคุมความดันก๊าซฯ SN8
- ความก้าวหน้าของการก่อสร้าง 43.71% (ณ เดือนธันวาคม 2560)
- กำหนดแล้วเสร็จปี 2561

โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ บนระบบท่อส่งก๊าซฯ วังน้อย – แก่งคอย

- EIA ผ่านความเห็นชอบ แล้ว เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2559
- ผู้รับเหมาได้เริ่มงานตอกเสาเข็มแล้ว อยู่ระหว่างดำเนินงานออกแบบทางวิศวกรรม และงานปรับสภาพพื้นที่โครงการ
- ความก้าวหน้าของการก่อสร้าง 58.35% (ณ เดือน ธันวาคม 2560)
- กำหนดแล้วเสร็จปี 2562

ระบบท่อส่งก๊าซฯ จากสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ราชบุรี – วังน้อยที่ 6 ไปยัง จ.ราชบุรี

- อยู่ระหว่างดำเนินการออกแบบและตรวจสอบเอกสารด้านวิศวกรรมอย่างต่อเนื่อง รวมถึงดำเนินการเตรียมพื้นที่ก่อสร้างของสถานีควบคุมก๊าซฯ ในตำแหน่งแนวท่อก๊าซของโครงการ
- ความคืบหน้าโครงการ 24.82% (ณ เดือนธันวาคม 2560)
- กำหนดแล้วเสร็จปี 2564

ระบบท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5 จากระยองไปไทรน้อย – โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/ใต้

- ความคืบหน้าในส่วนงานจัดหาท่อก๊าซฯ ประมาณ 45%
- โดยส่วนงานการก่อสร้างท่อก๊าซฯ ระยะที่ 1 ได้เริ่มงานด้านการออกแบบวิศวกรรม และสำรวจพื้นที่
- ในขณะที่ส่วนงานก่อสร้างท่อก๊าซฯ ระยะที่ 2 อยู่ระหว่างขั้นตอนการจัดหาผู้รับเหมาก่อสร้างท่อก๊าซฯ ระยะที่ 2
- กำหนดแล้วเสร็จปี 2564

แผนงาน NGV

ปตท. มีนโยบายเน้นการขายก๊าซฯ แบบ Wholesale และส่งเสริมภาคเอกชนในการลงทุนสถานีบริการ

สรุปแผนซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ ประจำปี 2561

- โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 2
 - ลดกำลังการผลิตเพื่อซ่อมบำรุง ช่วง มี.ค. 2561 (Shutdown 16 วัน)
 - โรงแยกก๊าซฮีเทน ลดกำลังการผลิตลง 40% (16 วัน เนื่องจาก GSP2 shutdown)
- โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 3
 - ลดกำลังการผลิตเพื่อซ่อมบำรุงช่วง ก.ย. – ต.ค. 2561 (Shutdown 18 วัน)
 - โรงแยกก๊าซฮีเทน ลดกำลังการผลิตลง 60% (18 วัน เนื่องจาก GSP3 shutdown)
- โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 6
 - ลดกำลังการผลิตลง 40% ช่วง ก.ย. 2561 (Turndown 10 วัน)

14.2 ภาระการให้ความสนับสนุนทางการเงินแก่บริษัทในเครือ

ณ 31 ธันวาคม 2560 ปตท. มีภาระในการให้การสนับสนุนทางการเงินแก่บริษัทในกลุ่ม รายละเอียด ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

บริษัท	สกุลเงิน	วงเงิน	ให้ความสนับสนุนแล้ว			ยังไม่ได้ให้ ความ สนับสนุน
			ยอดเงินกู้ ค้างชำระ	การขยาย วงเงิน สินเชื่อ ทางการค้า	อื่นๆ	
บริษัทในกลุ่ม ปตท.ที่ ปตท.ถือหุ้นน้อยกว่า 100%						
บริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซีย (ไทย) จำกัด (TTM(T))	เหรียญสหรัฐ	16.91 ¹	-	-	-	16.91
บริษัท เอนเนอร์ยี คอมเพล็กซ์ จำกัด (EnCo)	บาท	1,250.00	580.00	-	-	-
รวม	เหรียญสหรัฐ	16.91	-	-	-	16.91
	บาท	1,250.00	580.00	-	-	-
บริษัทในกลุ่ม ปตท.ที่ ปตท.ถือหุ้น 100%						
บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG)	บาท	55,527.00 ²	19,034.00	-	-	22,593.00
บริษัท ปตท.น้ำมันและการค้าปลีก จำกัด (PTTOR)	บาท	4,857.81 ³	4,231.11	-	-	-
บริษัท พีทีที เอ็นเนอร์ยี รีซอร์สเซส จำกัด (PTTER)	เหรียญสหรัฐ	1,035.00 ⁴	680.33	-	-	43.04
PTT (Cambodia) Limited (PTTCL)	เหรียญสหรัฐ	11.50	9.20	-	-	-
PTT (Lao) Co. Ltd.	บาท	382.00	243.50	-	-	-
PTT Green Energy Pte Ltd. (PTTGE)	เหรียญสหรัฐ	159.43	13.19	-	-	-
PTT Regional Treasury Center Pte Ltd. (PTTRTC)	เหรียญสหรัฐ	92.75 ⁵	92.75	-	-	-
PTT International Trading Pte Ltd. (PTTT)	เหรียญสหรัฐ	40.00 ⁶	-	-	-	40.00
รวม	เหรียญสหรัฐ	1,338.68	795.47	-	-	83.04
	บาท	60,766.81	23,508.61	-	-	22,593.00
รวม	เหรียญสหรัฐ	1,355.59	795.47			99.95
	บาท	62,016.81	24,088.61	-	-	22,593.00

/1 ตามหนังสือ Construction Cost Undertaking ลงวันที่ 3 พฤศจิกายน 2553 ระหว่าง ปตท. เปโตรนาส และ TTM(T) ที่กำหนดให้ ปตท. และเปโตรนาสในฐานะผู้ถือหุ้นต้องให้ความช่วยเหลือทางการเงินตามสัดส่วนการถือหุ้น 50 : 50 ในกรณีที่ TTM(T) ไม่สามารถชำระค่า Claims ที่ผู้รับเหมาก่อสร้างโครงการเรียกเก็บได้ (วงเงิน 16.91 ล้านดอลลาร์สหรัฐเป็นตัวเลขประมาณการ)

/2 ตามสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้น (Shareholder Loan) ระหว่าง ปตท. และบริษัท PTTLNG ลงวันที่ 21 พฤศจิกายน 2556 สัญญาแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาเงินกู้ยืมครั้งที่ 1 ลงวันที่ 9 เมษายน 2558 วงเงินกู้ 20,797 ล้านบาท เพื่อชำระคืนเงินกู้ตามสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้นฉบับเดิม สัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้น ลงวันที่ 28 มีนาคม 2557 สัญญาแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาเงินกู้ยืมครั้งที่ 1 ลงวันที่ 9 เมษายน 2558 วงเงินกู้ 14,980 ล้านบาท เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างและดำเนินการโครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2 สัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้น ลงวันที่ 13 มีนาคม 2560 วงเงินกู้ 500 ล้านบาท เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการก่อสร้างและดำเนินการโครงการขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ของ Map Ta Phut LNG Terminal ขนาด 1.5 ล้านตัน และสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้น ลงวันที่ 5 มิถุนายน 2560 วงเงินกู้ 19,250 ล้านบาท เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการก่อสร้างและดำเนินการโครงการ LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ จ.ระยอง

/3 ตามสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้น (Shareholder Loan) ระหว่าง ปตท. และบริษัท PTTOR ลงวันที่ 18 กรกฎาคม 2557 วงเงินกู้ 3,057.81 ล้านบาท เพื่อชำระคืนเงินกู้ตามสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้นฉบับเดิม และตามสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้น ลงวันที่ 21 มีนาคม 2560 วงเงินกู้ 1,800 ล้านบาท เพื่อรองรับแผนการลงทุนของบริษัท โดยทั้งนี้ บริษัท ปตท. ธุรกิจค้าปลีก จำกัด (PTTRB) ได้มีการเปลี่ยนชื่อเป็น บริษัท ปตท. น้ำมันและการค้าปลีก จำกัด (PTTOR) ในปี 2560

/4 ตามสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้น (Shareholder Loan) ระหว่าง ปตท. บริษัท PTTER ลงวันที่ 24 สิงหาคม 2555 วงเงิน 1,035 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เพื่อนำไปใช้ซื้อหุ้น SAR ตามคำแนะนำซื้อหุ้นในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ค่าใช้จ่ายในการทำธุรกรรม และเพื่อใช้เป็นดอกเบี้ยจ่ายจากสัญญากู้ยืมฉบับนี้

/5 ตามสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้น (Shareholder Loan) ระหว่าง ปตท. และบริษัท PTTRTC ลงวันที่ 25 สิงหาคม 2560 วงเงินกู้ 92.75 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เพื่อให้เงินกู้ต่อไปยังบริษัทในกลุ่ม ปตท.

/6 ตามสัญญา Sponsor Support Agreement ระหว่าง ปตท. และบริษัท PTTT ลงวันที่ 25 กันยายน 2558 วงเงิน 40 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เพื่อใช้สนับสนุนทางการเงินแก่บริษัท PTTT เพื่อเป็นหลักประกันตามสัญญาสำหรับการจัดหาเงินกู้จากธนาคารพาณิชย์

ปตท.จะพิจารณาให้ความสนับสนุนทางการเงินในรูปของเงินกู้ เงินทุน และ/หรือ สินเชื่อทางการเงินในกรณีที่จำเป็นและเป็นประโยชน์ต่อ ปตท.และกลุ่ม ปตท. ในระยะยาว ซึ่ง ปตท. มีความเชื่อว่านโยบายและการดำเนินการดังกล่าวจะสามารถสร้างความแข็งแกร่งให้กับบริษัทในกลุ่ม ปตท. ได้

14.3 แผนการลงทุนในอนาคต

ปตท. มีแผนการลงทุนภายใน 5 ปีข้างหน้า (ปี 2561-2565) เป็นเงินรวมประมาณ 341,962 ล้านบาท โดยมีสรุปรายละเอียดประมาณการใช้จ่ายรายปี ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

ธุรกิจ	2561	2562	2563	2564	2565	รวม
ธุรกิจก๊าซธรรมชาติ	3,854	2,463	1,759	1,676	1,040	10,792
ธุรกิจท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	26,049	17,841	5,819	6,437	755	56,901
ธุรกิจน้ำมันและการค้าระหว่างประเทศ	12,169	71	6	6	6	12,258
ธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น	21,033	4	4	4	5	21,050
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	7,038	3,532	4,142	4,259	3,789	22,760
การร่วมทุนและการลงทุนในบริษัทที่ ปตท. ถือหุ้น 100	176,470	21,969	10,771	8,987	4	218,201
รวม	246,613	45,880	22,501	21,369	5,599	341,962

คณะกรรมการ ปตท. ได้มีมติอนุมัติแผนการลงทุนใน 5 ปี (ปี 2561-2565) ทั้งนี้ การลงทุนส่วนใหญ่ของ ปตท. เป็นการลงทุนในกลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้น และธุรกิจน้ำมัน อาทิ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ การขยายขีดความสามารถนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) พัฒนาสถานีบริการและธุรกิจค้าปลีกทั้งในประเทศและต่างประเทศ รวมถึงการปรับ โครงสร้างทางธุรกิจเพื่อให้เกิดความคล่องตัวและมีประสิทธิภาพในการรองรับการดำเนินงานในระยะยาว

แหล่งเงินหลักที่ ปตท. คาดว่าจะนำมาใช้ในการลงทุนตามแผนดังกล่าวข้างต้น จะมาจากเงินสดจากการดำเนินงาน รวมถึงจากการก่อหนี้ทั้งระยะสั้นและระยะยาว ทั้งนี้แผนการลงทุนข้างต้นเป็นแผนการลงทุนของ ปตท.เท่านั้น ไม่รวมแผนการลงทุนของบริษัทในเครือ อื่นๆ แผนการลงทุนในอนาคตของบริษัทในเครือหลักได้นำเสนอในส่วนที่ 1 (2) ลักษณะการประกอบธุรกิจ

14.4 โครงการหลักในอนาคตของ ปตท.

14.4.1 โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Transmission Pipeline)

เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 คณะรัฐมนตรี (ครม.) มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายแห่งชาติ (กพข.) ในการขยายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติตามแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544 - 2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) จำนวน 14 โครงการ โดยแบ่งการลงทุนเป็น 3 ระยะ และการเพิ่มการลงทุนในระบบท่อเชื่อมในทะเล ในวงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 165,077 ล้านบาท

ต่อมา เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 ครม. มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือ กฟผ. โดยความต้องการไฟฟ้ามีการขยายตัวที่ลดลงตามวิกฤติเศรษฐกิจที่ชะลอตัวลง ต่อมาคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 16 มิถุนายน 2555 มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (PDP 2015) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือ กฟผ. โดยความต้องการไฟฟ้ามีการขยายตัวที่ลดลงตามวิกฤติเศรษฐกิจที่ชะลอตัวลง



ผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (แผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) ซึ่งมีการปรับเลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไป 3 ปี จากปี 2566 เป็นปี 2569 และลดการจัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน นอกจากนั้นได้กำหนดสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศไม่เกิน 15% ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ ทั้งนี้ได้เพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเข้ามาทดแทนกำลังผลิตไฟฟ้าในส่วนที่ลดลง ส่งผลให้ ปตท. จำเป็นต้องจัดทำแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว และ ทบทวนรายละเอียดแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544-2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ครั้งที่ 2 เพื่อให้สอดคล้องกับประมาณการความต้องการก๊าซธรรมชาติล่าสุดข้างต้น

ทั้งนี้การทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544-2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ครั้งที่ 2 ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2555 เพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุนก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติจำนวน 18 โครงการ ในวงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 217,372 ล้านบาท โดยแบ่งการลงทุนเป็น 3 ระยะ และการเพิ่มการลงทุนในระบบท่อเชื่อมในทะเลโดยมีรายละเอียดดังนี้

โครงการในระยะที่ 1

- โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันที่ Block Valve West 7 (BVW#7) จังหวัดกาญจนบุรี เพื่อเพิ่มความสามารถในการรับและส่งก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากสหภาพพม่า ซึ่งโครงการนี้ก่อสร้างแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2549
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไทรน้อย-โรงไฟฟ้าพระนครเหนือและพระนครใต้ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 24 นิ้ว เป็นระยะทาง 10 กิโลเมตร จากบางใหญ่ไปยังโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ และท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 30 นิ้ว เป็นระยะทางประมาณ 70 กิโลเมตร โดยจะเชื่อมจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติราชบุรี-วังน้อย ที่อำเภอไทรน้อย ไปยังโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ระบบท่อส่งก๊าซฯ จากไทรน้อยไปยังโรงไฟฟ้าพระนครเหนือและพระนครใต้ก่อสร้างแล้วเสร็จ และเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ใน ปี 2552 และไตรมาสที่ 4 ปี 2549 ตามลำดับ
- โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันสำรองที่เขตปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ จังหวัดราชบุรี เพื่อเพิ่มเสถียรภาพและความยืดหยุ่นในการส่งก๊าซธรรมชาติจากสหภาพพม่าไปยังผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในส่วนกลาง ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มดำเนินงานเมื่อต้นเดือนพฤษภาคม 2549
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเลและบนบก ซึ่งประกอบด้วย
 - โครงการก่อสร้างแท่นพักท่อฟิอาร์ท (PTT Riser Platform – PRP) โครงการแล้วเสร็จเมื่อต้นปี 2551
 - โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากแท่นพักท่อฟิอาร์ท ต่อไปยังจังหวัดระยอง เป็นระยะทาง 418 กิโลเมตร ซึ่งก่อสร้างแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้เมื่อต้นปี 2550
 - โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากแหล่งอาทิตย์ไปยังแท่นพักท่อฟิอาร์ท เป็นระยะทาง 200 กิโลเมตร โครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติเมื่อต้นปี 2551
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 36 นิ้ว จากระยองเพื่อเชื่อมกับระบบท่อคู่ขนานบนบกที่สถานีเพิ่มความดันบางปะกง เป็นระยะทางรวม 110 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ตั้งแต่เดือนมีนาคม 2549

โครงการระยะที่ 2

- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากแหล่งเจดีเอไปยังแหล่งอาทิตย์ เป็นระยะทาง 95 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงปลายปี 2551
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 20 นิ้ว จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ของบริษัท TTM อำเภोजะนะ ไปยังโรงไฟฟ้าจะนะ อำเภोजะนะ จังหวัดสงขลา เป็นระยะประมาณ 8 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงสิ้นปี 2550



- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 36 นิ้ว จากโรงไฟฟ้าวังน้อย (กฟผ.) อำเภอลำสนธิ จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ไปยังโรงไฟฟ้าแก่งคอย อำเภอกำแพงแสน จังหวัดสระบุรี เป็นระยะประมาณ 72 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงปี 2549
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากจังหวัดระยอง ไปยังอำเภอกำแพงแสน จังหวัดสระบุรี (โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 4) เป็นระยะประมาณ 300 กิโลเมตร ทั้งนี้ ปตท. ได้เริ่มดำเนินโครงการในส่วนของการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่เชื่อมระหว่าง LNG Receiving Terminal กับ โรงแยกก๊าซธรรมชาติที่จังหวัดระยอง ระยะทางประมาณ 13 กม. แล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติเมื่อเดือนกรกฎาคม 2554 สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลัก (ระยอง – กำแพงแสน) ดำเนินโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงปลายปี 2558

โครงการในระยะที่ 3

- โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก เพื่อเพิ่มความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงกลางปี 2557
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 28 นิ้ว จากชายแดนไทยสหภาพพม่า ไปยังอำเภอดงหลวง จังหวัดกาญจนบุรี เป็นระยะประมาณ 1 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงกลางปี 2557
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 28 นิ้ว จากอำเภอกำแพงแสน จังหวัดสระบุรี ไปยังจังหวัดนครราชสีมา เป็นระยะประมาณ 160 กิโลเมตร โดยโครงการนี้แบ่งการก่อสร้างออกเป็น 2 ระยะ โดยระยะที่ 1 เป็นการวางท่อจากอำเภอกำแพงแสน จังหวัดสระบุรี ไปอำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา เป็นระยะทางประมาณ 112 กิโลเมตร ซึ่งในส่วนนี้โครงการดำเนินการแล้วเสร็จ (Mechanical completion) เมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2559 และได้เริ่มดำเนินการทดสอบระบบ (Commissioning) เมื่อวันที่ 16 มกราคม 2560 สำหรับระยะที่ 2 เป็นการวางท่อจากอำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมาไปบริเวณนิคมอุตสาหกรรมสุรนารี เป็นระยะทางประมาณ 48 กิโลเมตร โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2561
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 28 นิ้ว จากอำเภอลำสนธิ จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ไปยังจังหวัดนครสวรรค์ เป็นระยะประมาณ 210 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงปลายปี 2558
- โครงการติดตั้งสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติกลางทางบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 4 (Onshore #4 Midline Compressor) เพื่อเพิ่มกำลังการส่งก๊าซธรรมชาติของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 4 ดำเนินการเมื่อปลายปี 2560
- โครงการติดตั้งหน่วยผสม (Mixing) ก๊าซธรรมชาติที่สถานีควบคุมก๊าซธรรมชาติ ราชบุรี – วังน้อย 6 (RA#6) บนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ราชบุรี – วังน้อย เพื่อควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติที่จัดหาจากฝั่งตะวันออก (อ่าวไทย และ ก๊าซธรรมชาติเหลว) และฝั่งตะวันตก (สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์) ที่จะจัดส่งให้แก่ลูกค้าในกลุ่มต่างๆ ให้มีคุณภาพที่เหมาะสม ดำเนินการแล้วเสร็จเมื่อปลายปี 2557

การเพิ่มการลงทุนในระบบท่อเชื่อมในทะเล

- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเล 18 นิ้ว จากแหล่งผลิตอาทิตย์เหนือส่วนเพิ่ม มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวม 40 กิโลเมตร ซึ่งโครงการดังกล่าวแล้วเสร็จเมื่อปลายปี 2551

- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเล 28 นิ้ว จากแหล่งผลิตเซฟรอนส่วนเพิ่ม มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวม 48 กิโลเมตร ซึ่งโครงการดังกล่าวแล้วเสร็จเมื่อปลายปี 2554
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเล 24 นิ้ว จากแหล่งผลิตบงกชใต้ส่วนเพิ่ม มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวม 38 กิโลเมตร ซึ่งโครงการดังกล่าวแล้วเสร็จเมื่อปี 2555

ต่อมา เมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2558 กรม. มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (แผน PDP 2015) โดยจากแผน PDP 2015 นี้ภาครัฐมีนโยบายที่จะลดการพึ่งพาการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าลง ซึ่งส่งผลให้ในระยะยาวสัดส่วนของก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าลดลง และเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าโดยเชื้อเพลิงชนิดอื่น (ตัวอย่างเช่น ถ่านหิน) อย่างไรก็ตามความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศในระยะยาวจะยังอยู่ในระดับเดียวกับปัจจุบัน ในขณะที่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่เดิมนั้นมีการใช้มายาวนานและมีความจำเป็นที่จะต้องลดความสามารถในการจัดส่งก๊าซธรรมชาติลงเพื่อให้สามารถจัดส่งก๊าซธรรมชาติได้อย่างปลอดภัยตามมาตรฐานสากล ดังนั้นเพื่อให้สามารถจัดส่งก๊าซธรรมชาติได้ตามความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศ และ เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงในการจัดส่งก๊าซธรรมชาติให้แก่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในภาพรวม รวมถึงเพื่อให้สามารถจัดส่งก๊าซธรรมชาติให้แก่โรงไฟฟ้าตามแผน PDP 2015 กพข. จึงมีมติเห็นชอบกรอบการลงทุนตามแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ เพื่อความมั่นคงจำนวน 9 โครงการ โดยออกเป็น 2 ส่วน ซึ่งได้แก่ ส่วนที่ 1 : โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Pipeline Network) จำนวน 7 โครงการ (แบ่งการลงทุนออกเป็น 3 ระยะ) และ ส่วนที่ 2 : โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities) จำนวน 2 โครงการ วงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 201,500 ล้านบาท ทั้งนี้ กพข. มีมติเห็นชอบให้ดำเนินโครงการ ในส่วนของโครงการลงทุนในส่วนที่ 1 ระยะที่ 1 ตามแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ เพื่อความมั่นคง จำนวน 3 โครงการ โดยมอบหมายให้ ปตท. เป็นผู้ดำเนินการโครงการทั้ง 3 โครงการ ต่อมา เมื่อวันที่ 27 ตุลาคม 2558 กรม. มีมติรับทราบมติ กพข. เมื่อวันที่ 17 กันยายน 2558 ที่มีมติให้ดำเนินโครงการ โครงการลงทุนส่วนที่ 1 ระยะที่ 2 ตามแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ เพื่อความมั่นคง จำนวน 2 โครงการ โดยมอบหมายให้ ปตท. เป็นผู้ดำเนินการโครงการทั้ง 2 โครงการ ทั้งนี้มีรายละเอียดของโครงการที่ กพข. เห็นชอบและมอบหมายให้ ปตท. ดำเนินโครงการ ดังนี้

โครงการการลงทุนในส่วนที่ 1 ระยะที่ 1

- โครงการการปรับปรุงแท่นผลิต อุปกรณ์ และ ระบบท่อ เพื่อรองรับการส่งก๊าซธรรมชาติให้แก่ โรงไฟฟ้าขนอมใหม่ คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปี 2561
- โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ในทะเล เชื่อม แหล่งอูบล (อ่าวไทย) เป็นการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล 16 นิ้ว จากแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ อูบล (ในอ่าวไทย) มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวมประมาณ 76 กิโลเมตร คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปี 2562
- โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ (Compressor) บนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ วังน้อย-แก่งคอย คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปี 2562

โครงการการลงทุนในส่วนที่ 1 ระยะที่ 2

- โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ บนบกเส้นที่ 5 จาก ระยอง ไปยัง ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทรน้อย-โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/พระนครใต้ เป็นการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาด 42 นิ้ว (ท่อหลักขนาด 42 นิ้ว และท่อกิ่งขนาด 36 นิ้ว) จาก จังหวัดระยอง ไปยังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทรน้อย-โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/พระนครใต้ ระยะทางรวมประมาณ 435 กิโลเมตร คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปี 2564
- โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกจากสถานีควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ ราชบุรี-วังน้อย ที่ 6 (RA#6) ไปยัง จังหวัดราชบุรี เป็นการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาด 30 นิ้ว จากสถานีควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ



RA#6 จังหวัดนนทบุรี ไปยัง จังหวัดราชบุรีระยะทางรวมประมาณ 120 กิโลเมตร คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปี 2564

ทั้งนี้ ปตท. ได้ดำเนินการขอรับการส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) ซึ่งเมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2547 คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนมีมติเห็นชอบให้การส่งเสริมการลงทุนโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไทรน้อย โรงไฟฟ้าพระนครใต้และเมื่อวันที่ 27 ธันวาคม 2547 มีมติเห็นชอบให้การส่งเสริมการลงทุนกับโครงการต่างๆ ตามแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังนี้

- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเลและบนบก
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล จากแหล่งเจดีเอ - แหล่งอาทิตย์
- โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันของท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ทั้งในทะเลและบนบก
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติวงน้อย - แก่งคอย

นอกจากนี้คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนได้มีมติเห็นชอบให้การส่งเสริมการลงทุนกับโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ FPSO มายังท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2550 และโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2550 และโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 4 (ระยอง-แก่งคอย) เมื่อวันที่ 2 เมษายน 2551 ตามลำดับ

คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนได้มีมติเห็นชอบให้การส่งเสริมการลงทุนของ ปตท. อีกหลายโครงการโดยรายละเอียดโครงการและวันที่ BOI มีมติเห็นชอบ เป็นดังนี้

- โครงการโรงแยกก๊าซอีเทน (เห็นชอบเมื่อ 17 ตุลาคม 2548)
- โครงการโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 6 (เห็นชอบเมื่อ 1 กุมภาพันธ์ 2550)
- โครงการผลิตโรงไฟฟ้าระบบความร้อนร่วมเพื่อผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ สำหรับโรงกลั่นน้ำมันบางจาก (เห็นชอบเมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2550)
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากชายแดนไทยสหภาพเมียนมาร์ มายังสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ฟังตะวันตกที่ 1 (BVW#1) (เห็นชอบเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2555)
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปสู่ภูมิภาค – โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ นครราชสีมา (เห็นชอบเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2555)
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปสู่ภูมิภาค – โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ นครสวรรค์ (เห็นชอบเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2555)
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก เส้นที่ 5 (เห็นชอบเมื่อวันที่ 29 สิงหาคม 2559)
- โครงการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก จากสถานีควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ ราชบุรี-วังน้อย ที่ 6 (RA#6) ไปจังหวัดราชบุรี (เห็นชอบเมื่อวันที่ 31 ตุลาคม 2559)

14.4.2 โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดการ/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities)

เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 คณะรัฐมนตรี (ครม.) มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 ซึ่งเห็นชอบแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาวของประเทศ และเห็นชอบให้ดำเนินโครงการ LNG Receiving Terminal (โครงการ Map Ta Phut LNG Terminal) โดยมอบหมายให้บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด เป็นผู้ดำเนินโครงการ ทั้งนี้โครงการนี้ได้มีการแบ่งขอบเขตของโครงการออกเป็น 2 ระยะ ซึ่ง กพช. ได้เห็นชอบให้ดำเนินโครงการในระยะที่ 1 ซึ่งประกอบด้วย ท่าเทียบเรือขนาดรับเรือ LNG สูงสุด 264,000 ลบ. เมตร จำนวน 1 ท่า ถึงกักเก็บ LNG ขนาด 160,000 ลบ.เมตร จำนวน 2 ถัง และ หน่วยแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) จากของเหลวเป็นก๊าซ ที่มีกำลังการแปรสภาพ 5 ล้านตันต่อปี โดยโครงการในระยะที่ 1 นี้แล้วเสร็จและเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2554

ต่อมาเมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2555 กรม. มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2555 ซึ่งเห็นชอบแผนการจัดหา ก๊าซธรรมชาติระยะยาว (พ.ศ. 2555 - 2573) รวมถึงเห็นชอบให้ดำเนิน โครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2 (โครงการ Map Ta Phut LNG Terminal ระยะที่ 2) โดยมอบหมายให้บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด เป็นผู้ดำเนินโครงการ โดยโครงการใน ระยะที่ 2 นี้ประกอบด้วย ท่าเทียบเรือขนาดรับเรือ LNG สูงสุด 264,000 ลบ. เมตร จำนวน 1 ท่า (เมื่อรวมระยะที่ 1 และ ระยะที่ 2 จะมีท่าเทียบเรือรวม 2 ท่า) ถึงกักเก็บ LNG ขนาด 160,000 ลบ.เมตร จำนวน 2 ถัง (เมื่อรวมระยะที่ 1 และ ระยะที่ 2 จะมีถึงกักเก็บ LNG ขนาด 160,000 ลบ.เมตร รวม 4 ถัง) และ หน่วยแปรสภาพ LNG จากของเหลวเป็นก๊าซ ที่มีกำลังการแปรสภาพ 5 ล้านตันต่อ ปี (เมื่อรวมระยะที่ 1 และ ระยะที่ 2 จะมีความสามารถในการแปรสภาพ LNG รวมที่ 10 ล้านตันต่อปี) กำหนดแล้วเสร็จและเริ่ม ดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2560

เมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2559 กรม. มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2559 ซึ่ง กพข. มีมติเห็นชอบให้ ดำเนินโครงการ ในส่วนของโครงการลงทุนในส่วนที่ 2 โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities) ตามแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง โดยมอบหมายให้ ปตท. หรือ บริษัทในกลุ่ม ปตท. ที่ ปตท. มอบหมาย เป็นผู้ดำเนินโครงการ จำนวน 2 โครงการ ซึ่งประกอบไปด้วย

- โครงการขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ของ Map Ta Phut LNG Terminal เพิ่มเดิมอีก 1.5 ล้านตันต่อปี [T-1 ext.] คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปี 2562
- โครงการ LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ จ.ระยอง [T-2] เพื่อรองรับการนำเข้า LNG ในปริมาณ 5 ล้านตันต่อปี คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปี 2565 ทั้งนี้สำหรับโครงการนี้ กพข. มอบหมายให้ ปตท. ดำเนินการก่อสร้าง เพื่อเตรียมความพร้อมของฐานรากทั้งหมดให้มีความพร้อมที่จะสามารถขยายกำลังการแปรสภาพ LNG จากของเหลว เป็นก๊าซเพิ่มได้อีก 2.5 ล้านตัน (รวมกำลังการแปรสภาพ LNG สูงสุดเป็น 7.5 ล้านตัน/ปี) เพื่อรองรับความเสี่ยงของ การจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ

อนึ่ง เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2559 คณะกรรมการ ปตท. มีมติอนุมัติให้ดำเนินโครงการขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ของ Map Ta Phut LNG Terminal เพิ่มเดิมอีก 1.5 ล้านตันต่อปี [T-1 ext.] และ โครงการ LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ จ.ระยอง [T-2] เพื่อรองรับการนำเข้า LNG ในปริมาณ 5 ล้านตันต่อปี โดยมอบหมายให้บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด เป็นผู้ดำเนิน โครงการ ต่อมาเมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559 ที่ประชุม กพข. มีมติเห็นชอบให้ทบทวนประมาณการความต้องการการใช้ก๊าซธรรมชาติ ตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 - 2579 (แผน Gas Plan 2015) พร้อมเห็นชอบขยายให้ดำเนินการขยายกำลังการ แปรสภาพ LNG ของโครงการ LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ จ.ระยอง [T-2] ที่มอบหมายให้ ปตท. ดำเนินโครงการ ให้ สามารถรองรับการนำเข้า LNG สูงสุดเพิ่มขึ้นจาก 5 ล้านตันต่อปี เป็น 7.5 ล้านตันต่อปี กำหนดแล้วเสร็จในปี 2565

14.4.3 โครงการพัฒนาสถานีบริการน้ำมันและธุรกิจค้าปลีกภายในประเทศ

ขยายสถานีบริการน้ำมันให้ครอบคลุมพื้นที่ทั่วประเทศ และ พัฒนาสถานีบริการรูปแบบใหม่ เพื่อให้เหมาะสมกับการ ขยายเครือข่ายในพื้นที่เขตเมือง ถนนสายรองในต่างจังหวัด และครอบคลุมกลุ่มลูกค้าเป้าหมายได้ทุกกลุ่มซึ่งมีความต้องการของ ผู้บริโภคและเงื่อนไขทางธุรกิจที่แตกต่างไปจากสถานีบริการรูปแบบเดิมในปัจจุบัน เพื่อสร้างความสามารถในการแข่งขันในการ ดำเนินธุรกิจโดยมีจำนวนสถานีบริการรวมประมาณ 2,500 แห่ง ภายใน 5 ปี

- ขยายธุรกิจ Café Amazon ทั้งในและนอกสถานีบริการ จำนวนสาขาประมาณ 4,000 แห่ง ภายใน 5 ปี พร้อมทั้งต่อ ยอดธุรกิจ Café Amazon ตั้งแต่ต้นน้ำจนถึงปลายน้ำโดยมีการลงทุนก่อสร้างโรงคั่วกาแฟ พัฒนาผลิตภัณฑ์ใหม่ๆ เช่น Healthy drink ผงผสมเครื่องดื่ม และเบเกอรี่แห้ง รวมถึงการสร้างศูนย์กระจายสินค้า เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการ ดำเนินงาน



- บริหาร Retail brand port เช่น Texas chicken อ้าวเซียง ฯลฯ โดยขยายสาขาในพื้นที่ที่มีศักยภาพ และสรรหา Retail brand ใหม่ ๆ เข้ามาอย่างต่อเนื่อง ภายใต้แนวคิดที่ ปตท. เป็นเจ้าของแบรนด์เอง หรือ ปตท. ได้รับสิทธิเป็น Master Franchise
- ค่อยๆ ขีดความสามารถ และทักษะการบริหารพื้นที่ให้เข้าภายในสถานีบริการน้ำมัน ผู้บริหารพื้นที่ให้เข้าออกสถานีบริการ เช่น จุดแวะพักระหว่างการเดินทาง (Rest Area) ตามแนวถนนทางหลวงที่จะก่อสร้างใหม่ และ โรงแรมราคาประหยัด (Budget Hotel)
- พัฒนาระบบจัดเก็บข้อมูลและวิเคราะห์เชิงลึก (Smart Analytics with Big Data) เพื่อใช้ในการวางแผนธุรกิจและสร้าง Business Model ใหม่ รวมทั้งสรรหา Partner ธุรกิจรายใหม่ เพื่อเพิ่มความหลากหลายและสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับผู้บริโภค
- สร้างจุดชาร์จแบตเตอรี่รถยนต์ EV ในสถานีบริการ เพิ่มขึ้นเป็น 20 แห่ง รวมทั้งทำการศึกษาและเตรียมความพร้อมในการทำธุรกิจใน EV Business Value Chain

ขยายธุรกิจน้ำมันและธุรกิจค้าปลีกไปยังต่างประเทศ

- ขยายสถานีบริการน้ำมันในประเทศฟิลิปปินส์ กัมพูชา ลาว และเมียนมาร์ ให้มีจำนวนสาขารวม ประมาณ 600 แห่ง ภายใน 5 ปี
- ขยายธุรกิจ Non-Oil ได้แก่ ร้านกาแฟ Café Amazon ด้วยรูปแบบ Master Franchise ในประเทศฟิลิปปินส์ กัมพูชา ลาว เมียนมาร์ และอื่นๆ เพื่อขยายเครือข่ายสู่ตลาดโลก โดยมีจำนวนสาขารวมประมาณ 700 แห่ง ภายใน 5 ปี รวมถึง ร้านสะดวกซื้อ Jiffy ในประเทศลาว กัมพูชา และฟิลิปปินส์ ให้มี จำนวนสาขารวมประมาณ 190 แห่ง ภายใน 5 ปี
- การจำหน่ายผลิตภัณฑ์หล่อลื่น โดยเน้นตลาดประเทศจีน เอเชียใต้ และประเทศที่มีศักยภาพอื่นๆเพื่อก้าวสู่ตลาดโลก ด้วยการทำ Global sourcing เพิ่มฐานการผลิตในต่างประเทศ และการสร้างการยอมรับจากผู้ผลิต OEM ต่างๆที่มีปริมาณความต้องการใช้สูง