

ส่วนที่ 3 ฐานะการเงินและผลการดำเนินงาน

13. ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

13.1 งบการเงินรวม

ฐานะการเงินและผลการดำเนินงานที่นำเสนอประกอบด้วย ผลการดำเนินงานจากงบการเงินสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559 ที่ผ่านการตรวจสอบจาก สตง. โดยแสดงเปรียบเทียบกับฐานะทางการเงินและผลการดำเนินงานจากงบการเงินสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2558 ซึ่งได้มีการจัดประเภทรายการในงบกำไรขาดทุนและงบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จใหม่สำหรับการดำเนินงานที่ยกเลิกจากการขาย PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัท ในปี 2559



13.1.1 งบแสดงฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท

งบแสดงฐานะการเงิน	ปี 2557 (ปรับปรุงใหม่)	ปี 2558 (ตรวจสอบ)	ปี 2559 (ตรวจสอบ)
สินทรัพย์			
สินทรัพย์หมุนเวียน			
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	234,211.99	239,977.95	215,566.41
เงินลงทุนชั่วคราว	82,544.97	106,747.41	176,813.63
ลูกหนี้การค้า	176,533.83	141,978.78	143,191.05
ลูกหนี้อื่น	43,607.82	53,505.27	43,223.95
เงินให้กู้ยืมระยะสั้น	818.95	974.97	530.37
สินค้าคงเหลือ	119,795.07	84,085.26	116,883.54
พัสดुकงเหลือ	28,135.36	31,643.83	31,026.27
สินทรัพย์ตราสารอนุพันธ์	5,664.53	9,516.12	2,278.95
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	11,193.17	11,272.61	11,976.45
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนที่ถือไว้เพื่อขาย	1,632.10	-	-
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	704,137.79	679,702.20	741,490.62
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน			
เงินลงทุนเพื่อขาย	12,636.20	13,352.99	23,839.54
เงินลงทุนในการร่วมค้า	42,782.71	39,090.09	36,843.81
เงินลงทุนในบริษัทร่วม	46,765.52	22,929.98	19,429.58
เงินลงทุนระยะยาวอื่น	1,969.13	1,969.13	2,205.88
ลูกหนี้อื่นระยะยาว-กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	6,757.08	186.64	404.43
เงินให้กู้ยืมระยะยาว	14,276.31	10,545.71	15,017.82
อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน	6,337.32	6,287.62	6,227.55
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	1,105,146.61	1,118,677.24	1,098,229.96
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	176,788.02	163,154.28	160,744.10
สินทรัพย์เหมือง	32,467.40	19,934.95	18,678.91
ค่าความนิยมน	56,987.28	51,408.13	50,778.17
สินทรัพย์ภายใต้การควบคุม	16,436.40	10,436.14	10,581.20
เงินจ่ายล่วงหน้าค่าซื้อก๊าซ	4,512.79	2,644.25	1,529.68
สินทรัพย์ตราสารอนุพันธ์	3,686.26	7,204.69	246.85
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	18,664.56	26,472.15	46,082.98
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	1,546,213.59	1,494,293.99	1,490,840.46
รวมสินทรัพย์	2,250,351.38	2,173,996.19	2,232,331.08



หน่วย : ล้านบาท

งบแสดงฐานะการเงิน (ต่อ)	ปี 2557 (ปรับปรุงใหม่)	ปี 2558 (ตรวจสอบ)	ปี 2559 (ตรวจสอบ)
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น			
หนี้สินหมุนเวียน			
เงินเบิกเกินบัญชีและเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	31,811.43	26,475.15	30,527.00
เจ้าหนี้การค้า	181,050.67	149,107.65	159,526.62
เจ้าหนี้อื่น	53,392.61	45,915.06	47,576.61
เงินกู้ยืมระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี	105,306.19	54,618.35	64,055.69
ภาษีเงินได้ค้างจ่าย	31,027.95	21,373.83	21,105.89
หนี้สินตราสารอนุพันธ์	1,966.95	10,247.59	7,823.99
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	7,689.07	7,647.43	8,976.41
หนี้สินที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับสินทรัพย์ไม่มีหมุนเวียนที่ถือไว้เพื่อขาย	156.48	-	-
รวมหนี้สินหมุนเวียน	412,401.35	315,385.06	339,592.21
หนี้สินไม่หมุนเวียน			
เจ้าหนี้อื่นระยะยาว	1,288.05	537.56	505.04
เงินกู้ยืมระยะยาว	591,694.03	578,215.37	519,266.90
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	59,964.36	50,781.76	44,020.39
ภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน	17,253.33	18,787.51	21,072.33
ประมาณการหนี้สินค่าผ่อนชำระระยะยาว	71,743.51	75,746.67	72,751.56
เงินมัดจำค้างชำระ	8,729.48	9,311.08	9,898.53
หนี้สินตราสารอนุพันธ์	3,224.41	7,459.84	4,856.90
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	29,358.66	30,083.96	48,770.21
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	783,255.83	770,923.75	721,141.86
รวมหนี้สิน	1,195,657.18	1,086,308.81	1,060,734.07
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
กำไรสะสม			
จัดสรรแล้ว			
ทุนสำรองตามกฎหมาย	2,857.25	2,857.25	2,857.25
ทุนสำรองเพื่อกองทุนประกันวินาศภัย	1,098.74	1,145.10	1,174.39
ยังไม่จัดสรร	642,830.34	630,383.74	694,362.56
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	(21,273.94)	4,986.81	6,779.32
รวมส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	683,286.52	697,147.03	762,947.65
ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	371,407.68	390,540.35	408,649.36
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	1,054,694.20	1,087,687.38	1,171,597.01
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	2,250,351.38	2,173,996.19	2,232,331.08

13.1.2 งบกำไรขาดทุน

หน่วย : ล้านบาท

งบกำไรขาดทุน	ปี 2557 (ปรับปรุงใหม่)	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)
รายได้จากการขายและการให้บริการ	2,605,062.38	2,025,551.71	1,718,846.04
ต้นทุนขายและการให้บริการ	2,374,014.31	1,802,311.36	1,463,042.52
กำไรขั้นต้น	231,048.07	223,240.35	255,803.52
รายได้อื่น	40,012.36	30,784.17	9,682.65
กำไรก่อนค่าใช้จ่าย	271,060.43	254,024.52	265,486.17
ค่าใช้จ่ายในการขาย	14,563.77	19,031.94	17,584.83
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	58,216.36	52,367.89	47,722.71
ค่าตอบแทนกรรมการและผู้บริหาร	1,393.90	1,279.24	1,242.60
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	10,826.09	6,312.78	2,595.14
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	21,578.64	15,210.77	13,570.43
ขาดทุนจากการซื้อขายของสินทรัพย์	38,085.43	72,873.22	7,203.00
(กำไร)ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	(11,610.31)	5,992.08	(4,472.68)
กำไรจากการดำเนินงาน	138,006.55	80,956.60	180,040.14
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	860.02	6,031.70	4,143.21
กำไรก่อนต้นทุนทางการเงินและภาษีเงินได้	138,866.57	86,988.30	184,183.35
ต้นทุนทางการเงิน	33,033.47	30,079.40	28,887.26
กำไรก่อนภาษีเงินได้	105,833.10	56,908.90	155,296.09
ภาษีเงินได้	38,006.39	25,071.43	26,593.07
กำไรสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	67,826.71	31,837.47	128,703.02
กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก- สุทธิภาษี	-	(1,118.16)	872.07
กำไรสำหรับปี	67,826.71	30,719.31	129,575.09
การแบ่งปันกำไร			
ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	9,148.95	10,782.89	34,966.01
กำไรสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	9,148.95	11,171.04	34,663.28
กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก- สุทธิภาษี	-	(388.15)	302.73
ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	58,677.76	19,936.42	94,609.08
กำไรสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	58,677.76	20,666.43	94,039.73
กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก- สุทธิภาษี	-	(730.01)	569.35
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	20.34	6.73	32.68
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	20.34	6.98	32.48
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 2557 (ปรับปรุงใหม่)	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)
กำไรสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	67,826.71	31,837.47	128,703.02
กำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จอื่น			
รายการที่อาจถูกจัดประเภทรายการใหม่เข้าไปไว้ในกำไรหรือขาดทุนในภายหลัง			
ผลต่างของอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่าเงิน	(502.70)	37,817.19	(4,209.67)
กำไร(ขาดทุน)จากการวัดมูลค่าเงินลงทุนเพื่อขาย	(123.50)	(1,096.61)	5,055.50
กำไรเงินได้เกี่ยวกับผลกำไร(ขาดทุน)จากการวัดมูลค่าเงินลงทุนเพื่อขาย	27.09	167.20	(1,001.67)
ผลกำไร(ขาดทุน)จากเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด	(162.37)	818.59	406.70
กำไรเงินได้เกี่ยวกับเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด	(780.92)	(1,319.92)	1,807.29
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จอื่นในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	(860.89)	2,654.55	104.92
รายการที่จะไม่ถูกจัดประเภทรายการใหม่เข้าไปไว้ในกำไรหรือขาดทุนในภายหลัง			
ผลขาดทุนจากการประมาณการตามหลักคณิตศาสตร์ประกันภัย	(1,988.76)	(130.12)	(1,136.39)
กำไรเงินได้เกี่ยวกับผลขาดทุนจากการประมาณการตามหลักคณิตศาสตร์ประกันภัย	362.41	(106.87)	230.90
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จอื่นในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	(208.05)	(51.34)	(73.49)
กำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จอื่นสำหรับปี-สุทธิจากภาษี	(4,237.69)	38,752.67	1,184.09
กำไรเบ็ดเสร็จรวมสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	63,589.02	70,590.14	129,887.11
กำไร(ขาดทุน)เบ็ดเสร็จสำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก-สุทธิจากภาษี	-	(1,000.93)	725.58
กำไรเบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี	63,589.02	69,589.21	130,612.69
การแบ่งปันกำไรเบ็ดเสร็จรวม			
ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	56,087.67	45,671.67	96,365.24
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	56,087.67	46,325.15	95,891.53
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	-	(653.48)	473.71
ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	7,501.35	23,917.54	34,247.45
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	7,501.35	24,265.00	33,995.57
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	-	(347.46)	251.88

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



13.1.4 งบกระแสเงินสด

หน่วย : ล้านบาท

งบกระแสเงินสด	ปี 2557 (ปรับปรุงใหม่)	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน			
กำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	58,677.76	19,936.42	94,609.08
รายการปรับปรุงกระทบยอดกำไรสุทธิเป็นเงินสดรับ (จ่าย)			
จากกิจกรรมดำเนินงาน:			
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	135,563.29	143,336.11	128,733.80
ขาดทุนจากการซื้อขายของสินทรัพย์	37,487.20	71,416.00	2,587.86
ขาดทุนจากการซื้อขายของเงินลงทุน	598.23	1,457.21	4,615.14
(กำไร)ขาดทุนจากการจำหน่ายสินทรัพย์	105.13	1,239.45	(33.54)
กำไรที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างการถือสัดส่วนในโครงการ KKD	(1,041.96)	-	-
กำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุน	(229.02)	(2,423.22)	(1,887.21)
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม	(860.02)	(6,031.70)	(4,143.21)
ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมในกำไรสำหรับงวด	9,148.95	10,782.89	34,966.01
สำรองการผูกพันผลประโยชน์ของพนักงาน	1,726.29	2,058.88	2,121.89
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	1,369.10	13,527.34	588.65
(กำไร)ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	(6,634.11)	1,743.41	4,573.36
(โอนกลับ)หนี้สงสัยจะสูญ	944.24	(3,394.45)	276.28
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจตัดจำหน่าย	8,666.27	5,123.39	1,023.21
(โอนกลับ)ค่าเผื่อการลดมูลค่าสินค้าคงเหลือ	10,163.34	(6,752.83)	(3,132.53)
สำรองพิสูจน์เปลี่ยนแปลงเสื่อมสภาพ	47.17	355.65	51.61
เงินปันผลรับ	(218.58)	(483.23)	(797.96)
ภาษีเงินได้	38,006.39	25,071.43	26,593.08
ดอกเบี้ยรับ	(5,606.37)	(6,292.92)	(5,625.34)
ต้นทุนทางการเงิน	33,033.47	30,079.39	28,887.25
อื่นๆ	700.62	20.78	183.66
กำไรจากการดำเนินงานก่อนการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน	321,647.39	300,770.00	314,191.09
สินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานลดลง (เพิ่มขึ้น)	41,997.55	34,705.54	(13,147.23)
เงินสดรับจากการดำเนินงาน	363,644.94	335,475.54	301,043.86
เงินสดจ่ายภาษีเงินได้	(54,207.54)	(42,137.16)	(30,608.63)
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	309,437.40	293,338.38	270,435.23
กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน			
เงินรับจากการขายที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	881.74	546.02	196.43
เงินจ่ายสำหรับที่ดิน อาคารและอุปกรณ์และอสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน	(171,407.07)	(154,869.95)	(105,625.74)
เงินจ่ายสำหรับสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	(13,995.01)	(6,419.44)	(2,896.18)
เงินจ่ายสำหรับพัฒนาสินทรัพย์เหมือง	(1,540.63)	(1,496.70)	(6.78)
เงินจ่ายสำหรับค่าเช่าที่ดิน-อาคารตามสัญญาระยะยาว	(98.67)	(271.95)	(879.40)
เงินจ่ายสำหรับเงินให้กู้ยืมระยะสั้น	(15.91)	-	(53.05)
เงินจ่ายสำหรับเงินให้กู้ยืมระยะยาว	(79.75)	(530.86)	(4,926.06)



หน่วย : ล้านบาท

งบกระแสเงินสด	ปี 2557 (ปรับปรุงใหม่)	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน (ต่อ)			
เงินสดรับจากการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างการถือสัดส่วนในโครงการ KKD	12,617.99	-	-
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนในบริษัทย่อย	(26,818.04)	(273.99)	-
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนในการร่วมค้า	(1,377.08)	(165.32)	(238.28)
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนในบริษัทร่วม	(1,193.44)	(795.94)	(1,099.19)
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนระยะยาวอื่น	(479.38)	-	(236.75)
เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนเพื่อขาย	-	-	(7,241.57)
เงินรับจากการขายเงินลงทุนในบริษัทย่อย	10.45	4,370.73	307.18
เงินรับจากการคืนทุนของการร่วมค้า	-	73.88	1,371.27
เงินรับจากการขายเงินลงทุนในบริษัทร่วม	121.99	27,683.25	-
เงินสดรับจากการขายเงินลงทุนระยะยาว	295.69	-	-
รับคืนเงินให้ผู้มีระยะยาว	-	3,528.32	-
เงินสดรับจากการยกเลิกสัญญาเช่าในสถานีบริการน้ำมัน	17.54	25.23	12.84
เงินรับค่างวดตามสัญญาเช่าการเงิน	99.29	2,257.75	6.00
เงินลงทุนชั่วคราวเพิ่มขึ้น	(25,399.06)	(24,202.43)	(68,185.07)
เงินสดรับจากดอกเบี้ย	3,418.59	7,197.41	4,492.26
เงินปันผลรับ	11,717.78	10,301.01	6,087.70
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(213,222.98)	(133,042.98)	(178,914.39)
กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงิน			
เงินสดรับจากการออกหุ้นสามัญของบริษัทย่อย	-	10,208.35	101.78
เงินสดรับจากการขายคืนหุ้นซื้อคืนของบริษัทย่อย	-	-	32.56
เงินสดรับจากการกู้ยืมระยะยาว	122,802.34	48,179.02	26,651.89
เงินสดรับสุทธิสำหรับสัญญาอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	5,491.17
จ่ายคืนเงินให้ผู้มีระยะยาว	(126,209.00)	(134,958.00)	(74,153.08)
เงินจ่ายค่างวดตามสัญญาเช่าการเงิน	(621.46)	(688.32)	(841.57)
เงินเบิกเกินบัญชีและเงินกู้ยืมระยะสั้นจาก สถาบันการเงินเพิ่มขึ้น (ลดลง)	14,441.41	(5,336.29)	4,051.85
เงินสดรับจากการออกหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น	32,334.66	-	-
เงินสดจ่ายคืนทุนทางการเงิน	(33,097.23)	(35,302.56)	(32,618.02)
เงินปันผลจ่าย	(68,674.51)	(43,811.00)	(44,589.91)
เงินสดจ่ายชำระหุ้นซื้อคืนของบริษัทย่อย	(358.16)	(2,104.53)	(330.08)
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(59,381.95)	(163,813.33)	(116,203.41)
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	910.00	(761.51)	(447.88)
ผลต่างจากการแปลงค่างบการเงิน	(157.23)	9,871.69	718.91
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดที่ถูกจัดประเภทเป็นสินทรัพย์ที่ไม่หมุนเวียนที่ถือไว้เพื่อขาย	(227.48)	173.71	-
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	37,357.76	5,765.96	(24,411.54)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด	196,854.23	234,211.99	239,977.95
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันปลายงวด	234,211.99	239,977.95	215,566.41

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 2557 (ปรับปรุงใหม่)	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)
กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ			
การจัดหา ขนส่ง และจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ รวมถึงธุรกิจแยกก๊าซธรรมชาติ			
รายได้จากการขาย	581,115.98	542,798.63	457,985.60
ต้นทุนขาย	512,671.10	481,438.14	373,754.06
กำไรขั้นต้น	68,444.88	61,360.49	84,231.54
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	13,334.00	16,877.30	12,951.96
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	172.01	3,348.83	802.71
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	55,282.89	47,832.02	72,082.29
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	15,487.52	15,857.08	18,116.02
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	39,795.37	31,974.94	53,966.27
ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ปตท. สผ.)			
รายได้จากการขาย	242,071.42	184,410.71	150,217.05
ต้นทุนขาย	27,815.03	23,488.44	20,385.83
กำไรขั้นต้น	214,256.39	160,922.27	129,831.22
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	13,108.68	9,576.69	7,902.05
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	10,826.09	6,312.78	2,595.14
ค่าภาคหลวง	19,762.42	14,320.32	12,464.25
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	3,997.62	1,556.91	594.61
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	174,556.82	132,269.39	107,464.39
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	83,176.69	92,396.33	73,518.95
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	91,380.13	39,873.06	33,945.44
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้นและก๊าซธรรมชาติ	131,175.50	71,848.00	87,911.71
กลุ่มธุรกิจน้ำมัน			
การจัดจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (Oil)			
รายได้จากการขาย	638,409.04	511,529.63	485,273.11
ต้นทุนขาย	613,360.67	483,148.61	448,580.88
กำไรขั้นต้น	25,048.37	28,381.02	36,692.23
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	15,390.94	17,102.43	16,794.65
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	1,920.09	3,854.52	3,779.33
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	11,577.52	15,133.11	23,676.91
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	2,861.72	2,976.21	3,707.97
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	8,715.80	12,156.90	19,968.94
การค้าระหว่างประเทศผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม (Trading)			
รายได้จากการขาย	1,596,029.85	949,932.97	748,428.97
ต้นทุนขาย	1,596,499.67	945,958.25	744,567.28
กำไรขั้นต้น	(469.82)	3,974.72	3,861.69
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	8,061.39	9,438.82	7,894.75
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	4,708.70	8,738.08	6,898.31
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	(3,822.51)	3,273.98	2,865.25
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	35.87	32.42	32.73
รวมกำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานตามส่วนงาน	(3,858.38)	3,241.56	2,832.52



หน่วย : ล้านบาท

กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษีและ กำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	ปี 2557 (ปรับปรุงใหม่)	ปี 2558 (ตรวจสอบ) ^{1/}	ปี 2559 (ตรวจสอบ)
กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น			
รายได้จากการขาย	1,105,010.67	874,194.65	784,456.34
ต้นทุนขาย	1,058,993.79	773,514.71	666,532.75
กำไรขั้นต้น	46,016.88	100,679.94	117,923.59
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	19,272.42	20,061.68	18,847.47
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	4,645.87	4,269.90	2,770.38
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	31,390.33	84,888.16	101,846.50
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	27,850.99	27,574.67	30,405.31
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	3,539.34	57,313.49	71,441.19
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีขั้นปลาย	8,396.76	72,711.95	94,242.65
กลุ่มธุรกิจอานหิน			
รายได้จากการขาย	20,556.52	13,632.79	16,306.83
ต้นทุนขาย	13,482.60	9,636.31	10,856.81
กำไรขั้นต้น	7,073.92	3,996.48	5,450.02
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	860.68	534.37	385.86
ค่าภาคหลวง	1,816.22	890.45	1,106.19
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	73.63	156.93	236.98
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	4,470.65	2,728.59	4,194.95
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	4,709.20	2,892.30	1,934.45
รวมกำไร(ขาดทุน) จากการดำเนินงานตามส่วนงาน	(238.55)	(163.71)	2,260.50
กลุ่มธุรกิจอื่น ๆ ^{2/}			
รายได้จากการขาย	5,192.71	4,869.95	4,497.40
ต้นทุนขาย	5,013.86	5,132.39	4,909.84
กำไรขั้นต้น	178.85	(262.44)	(412.44)
รายได้(ค่าใช้จ่าย)จากการดำเนินงานอื่น	1,264.85	1,351.69	1,082.17
รวมกำไรจากการดำเนินงานก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	1,443.70	1,089.25	669.73
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	1,443.32	1,609.09	1,018.37
รวมกำไร(ขาดทุน) จากการดำเนินงานตามส่วนงาน	0.38	(519.84)	(348.64)
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานก่อนหักรายการที่ยังไม่ได้จัดสรรและรายการระหว่างกัน	139,334.09	143,876.40	184,066.22
บวก (หัก) รายการระหว่างกัน	552.12	(998.61)	(273.98)
รวมกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	139,886.21	142,877.79	183,792.24

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

^{2/} ธุรกิจอื่นๆ ของกลุ่มบริษัท ประกอบด้วย ส่วนงานอื่นๆ และ การบริการอื่นๆ

13.1.6 อัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนทางการเงินและกำไรต่อหุ้น	หน่วย	ปี 2557	ปี 2558	ปี 2559
อัตราส่วนสภาพคล่อง				
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	1.71	2.16	2.18
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	1.20	1.55	1.58
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	เท่า	12.08	12.46	11.75
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	วัน	29.81	28.88	30.64
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้	เท่า	11.06	10.93	9.48
ระยะเวลารับหนี้	วัน	32.56	32.95	37.97
อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไร				
อัตรากำไรขั้นต้น	%	8.87%	11.02%	14.88%
อัตรากำไรสุทธิต่อยอดขายสุทธิ	%	2.60%	1.52%	7.54%
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	%	8.69%	2.89%	12.96%
อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน				
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์	%	3.02%	1.39%	5.88%
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร	%	6.17%	2.76%	11.69%
อัตราการหมุนของสินทรัพย์	เท่า	1.16	0.92	0.78
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน				
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น ^{1/}	เท่า	0.69	0.61	0.52
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	10.99	9.50	9.23
กำไรต่อหุ้น				
กำไรต่อหุ้น ^{2/}	บาท/หุ้น	20.34	6.73	32.68

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

^{2/} คำนวณจากจำนวนหุ้นสามัญถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก ณ 31 ธันวาคม 2557 วันที่ 31 ธันวาคม 2558 ล้านหุ้น และวันที่ 31 ธันวาคม 2559 จำนวน 2,856.30 ล้านหุ้น

14. การวิเคราะห์และคำอธิบายของฝ่ายจัดการ

14.1 คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ (Management Discussion & Analysis)

ในการอ่านคำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ นักลงทุนควรศึกษาเอกสารประกอบ ซึ่งได้แก่ งบการเงินรวม ข้อมูลทางการเงินที่มีการปรับปรุง ตัวเลขการดำเนินงานโดยสรุปทั้งในอดีตและที่มีการปรับปรุง ควบคู่ไปกับหมายเหตุประกอบ งบการเงินและข้อมูลที่น่าสนใจไว้ในเอกสารนี้

14.1.1 การวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อย สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 4 และ ปี 2559

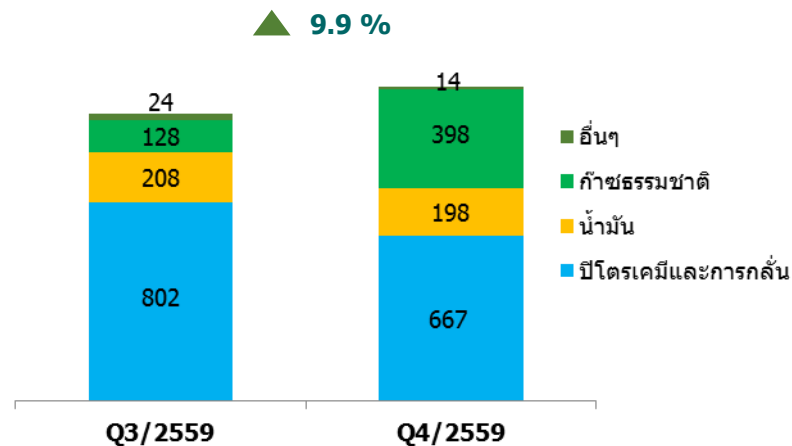
ผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 4 ปี 2559 เปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2559

ในไตรมาส 4 ปี 2559 (Q4/2559) ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิ จำนวน 19,087 ล้านบาท ลดลง 7,887 ล้านบาท หรือร้อยละ 29.2 จากไตรมาส 3 ปี 2559 (Q3/2559) ที่มีกำไรสุทธิ จำนวน 26,974 ล้านบาท สาเหตุหลักจากรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าเพิ่มขึ้น โดยหลักจากบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (ปตท.สผ.) ด้อยค่าสินทรัพย์ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมทั้งบริษัท พีทีที เอ็นเนอร์ยี่ รีซอร์สเซส จำกัด (PTTER) ด้อยค่าในส่วนของเงินลงทุนในบริษัทร่วม นอกจากนี้ยังมีผลขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์เพิ่มขึ้น และ ค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนทำให้กลุ่มปตท.มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลง อย่างไรก็ตามผลการดำเนินงานแต่ละกลุ่มธุรกิจปรับตัวเพิ่มขึ้นทั้งปตท. และ บริษัทย่อย โดยหลักมาจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นที่มีผลการดำเนินงานดีขึ้น โดยในส่วนของโรงกลั่นและปิโตรเคมีที่ค่าการกลั่นทางบัญชี (Accounting GRM) เพิ่มขึ้น และกำไรขั้นต้นต่อหน่วยของผลิตภัณฑ์ (Product to Feed Margin : P2F) ปรับสูงขึ้นจากส่วนต่างของน้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบที่ปรับเพิ่มขึ้นทุกผลิตภัณฑ์ และส่วนต่างราคาเบนซินกับคอนเดนเสทเพิ่มขึ้น รวมถึงมีกำไรจากสต็อกและปริมาณขายเพิ่มขึ้น

ใน Q4/2559 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 476,857 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 41,685 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.6 ส่วนใหญ่มาจากการขายของธุรกิจการค้าระหว่างประเทศและ ธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น โดยเป็นผลมาจากราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและปิโตรเคมีทั้งสายโอลิฟินส์ และ สายอะโรมาติกส์ ที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบที่ใช้อ้างอิง ผลการดำเนินงานของ ปตท. ดีขึ้นจากโรงแยกก๊าซฯ ที่ต้นทุนก๊าซธรรมชาติปรับลดลง รวมถึงมีกำไรจากสต็อกน้ำมัน สำหรับผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นปรับเพิ่มขึ้น โดยในส่วนของโรงกลั่น Market GRM ปรับเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นทุกผลิตภัณฑ์โดยเฉพาะเบนซินและน้ำมันเตา อัตราการใช้กำลังการผลิตของโรงกลั่นเพิ่มขึ้น รวมถึงมีกำไรจากสต็อกน้ำมัน เช่นเดียวกับ ส่วนธุรกิจปิโตรเคมีที่มีผลการดำเนินงานโดยรวมดีขึ้น ทั้งสายโอลิฟินส์และอะโรมาติกส์ จาก P2F ที่เพิ่มขึ้น และ กำไรจากสต็อกซึ่งเป็นผลจากราคาคอนเดนเสทที่ปรับขึ้นช่วงปลายไตรมาส ส่งผลให้ในไตรมาสนี้ ปตท. และบริษัทย่อย มีกำไรก่อนหักต้นทุนทางการเงิน ภาษีเงินได้ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย (EBITDA) จำนวน 83,469 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,768 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 10.3



ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ใน Q4/2559 มีส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 1,277 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 115 ล้านบาท จาก 1,162 ล้านบาท ใน Q3/2559 มาจากผลการดำเนินงานบริษัทร่วมในกลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติดีขึ้น ขณะที่กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมี และการกลั่นลดลง ส่วนใหญ่มาจากบริษัท พีทีที อาซาฮี เคมิคอล จำกัด (PTTAC) ที่มีขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจากเงินกู้ยืมสกุลต่างประเทศ แม้ว่าส่วนต่างราคาขาย Acrylonitrile (AN) ปรับเพิ่มขึ้น รวมถึงผลการดำเนินงาน HMC Polymers Co., Ltd. (HMC) ลดลง โดยหลักจากที่มีรายได้เงินปันผลลดลงจากบริษัท ระยอง โอเลฟินส์ จำกัด (ROC)

นอกจากนั้นปตท.และ บริษัทย่อยมีรายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) ใน Q4/2559 โดยหลักจาก การรับรู้ค้อยค่าสินทรัพย์ และ เงินลงทุน ของ ปตท.สผ. PTTGC และ PTTER รวม 7,160 ล้านบาท รวมถึงมีกำไรจากการขายเงินลงทุน 704 ล้านบาท

ใน Q4/2559 มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 12 ล้านบาท ลดลง 2,349 ล้านบาท จากที่กำไรใน Q3/2559 จำนวน 2,361 ล้านบาท โดยหลักมาจากผลกระทบของเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐฯ ส่งผลให้บริษัทในกลุ่มปตท.โดยส่วนใหญ่มีขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized FX Loss) จากเงินกู้สกุลเงินต่างประเทศ ขณะที่ปตท.มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการรับและจ่ายชำระหนี้จากลูกหนี้และเจ้าหนี้การค้าสกุลเงินต่างประเทศ (Realized Gain) เพิ่มขึ้น

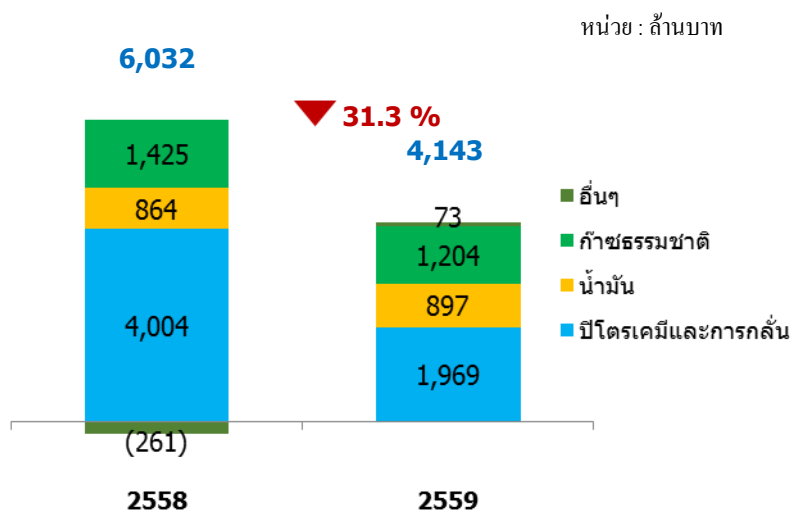
นอกจากนั้นในไตรมาสนี้มีขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์เพิ่มขึ้น 4,854 ล้านบาท จาก Q3/2559 ที่เป็นกำไรจาก ตราสารอนุพันธ์ 430 ล้านบาท โดยหลักมาจากปตท. PTTGC และ TOP ที่มีขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

กำไรเงินได้เพิ่มขึ้น 2,458 ล้านบาท จาก 6,726 ล้านบาท ใน Q3/2559 เป็น 9,184 ล้านบาทใน Q4/2559 โดยหลักจาก Q3/2559 ปตท.สผ.ได้รับผลประโยชน์ทางภาษีจากค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐฯ ขณะที่ใน Q4/2559 มีการรับรู้ภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนของเงินบาทที่อ่อนค่าลง

ผลการดำเนินงานของปี 2559 เปรียบเทียบกับปี 2558

ในปี 2559 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 1,718,846 ล้านบาท ลดลง 306,706 ล้านบาท หรือร้อยละ 15.1 จากราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและปิโตรเคมี ทั้งสายอะโรมาติกส์และโอเลฟินส์ลดลงตามราคาน้ำมันดิบ ซึ่งน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ย ลดลง จาก 50.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เป็น 41.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล หรือ ร้อยละ 18.9 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยลดลงในทุกกลุ่มธุรกิจยกเว้นธุรกิจถ่านหิน ในขณะที่ปตท.และบริษัทย่อยมี EBITDA จำนวน 312,526 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 26,312 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.2 จากธุรกิจก๊าซธรรมชาติที่มีผลการดำเนินงานดีขึ้นจากต้นทุนก๊าซ ซึ่งอ้างอิงตามราคาน้ำมันเตาย้อนหลังได้ปรับลดลง โดยเฉพาะโรงแยกก๊าซฯที่มีต้นทุนลดลงมากกว่าราคาผลิตภัณฑ์และ กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น รวมถึงธุรกิจน้ำมันมีกำไรจากสต็อกน้ำมัน อย่างไรก็ตามธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีผลการดำเนินงานลดลงตามราคาขายเฉลี่ยโดยรวมที่ปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบ

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ปี 2559 มีส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 4,143 ล้านบาท ลดลง 1,889 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 31.3 จาก 6,032 ล้านบาท ในปี 2558 โดยหลักมาจากการรับรู้ผลการดำเนินงาน จาก SPRC และ BCP จำนวน 3,232 ล้านบาท ในปีก่อน ขณะที่งวดนี้ไม่ได้รับรู้ผลการดำเนินงานดังกล่าว (ปตท. ได้ขาย BCP เมื่อวันที่ 30 เม.ย. 2558 และลดสัดส่วนการลงทุนใน SPRC เหลือเพียงร้อยละ 5.41 เมื่อวันที่ 3 ธ.ค. 2558) ขณะที่เพิ่มขึ้นจาก PTTAC เนื่องจากปีนี้มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินกู้ยืมสกุลต่างประเทศ และ HMC จากรายได้เงินปันผล ROC ที่เพิ่มขึ้น

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ลดลง 14,602 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 10.2 จาก 143,336 ล้านบาท ในปี 2558 เป็น 128,734 ล้านบาท โดยหลักมาจากปตท.สผ. ที่มีการปรับปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นและได้สำรองด้อยค่าของสินทรัพย์ในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เมื่อ Q3/2558

กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 10,465 ล้านบาท จากที่มีผลขาดทุนในปี 2558 จำนวน 5,992 ล้านบาท เป็น กำไร 4,473 ล้านบาท โดยหลักมาจากผลกระทบของเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐฯ ส่งผลให้ปตท.และบริษัทในเครือโดยส่วนใหญ่มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized FX Gain) จากเงินกู้ยืมสกุลเงินต่างประเทศ

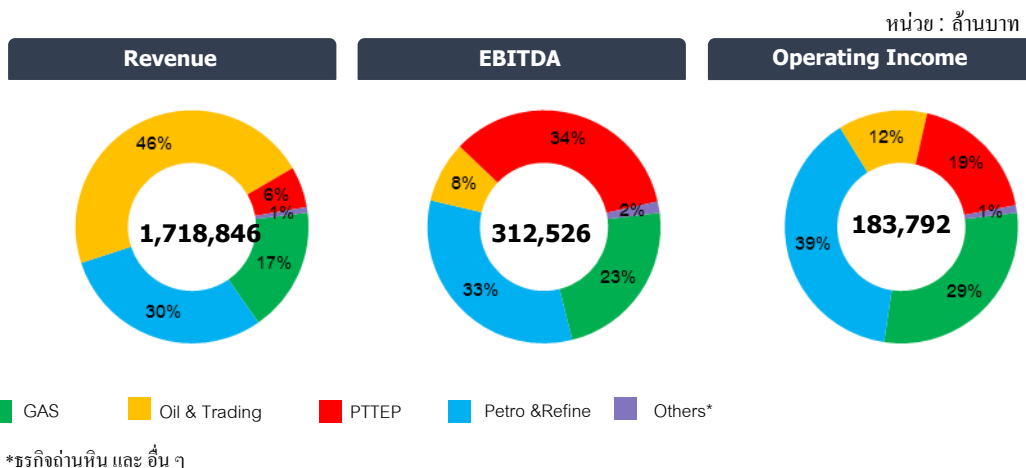
นอกจากนั้นในงวดนี้มีขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ 8,982 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 13,711 ล้านบาท จากปี 2558 โดยหลักเพิ่มขึ้น จาก ปตท.สผ. PTTGC IRPC และ PTT International Trading Pte. Ltd. (PTTT) จากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

ในปี 2559 มีค่าใช้จ่ายสุทธิลดลง เนื่องจากในปี 2558 มีรายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) รายการหลัก ได้แก่ ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์จากแหล่งสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในต่างประเทศ 49,755 ล้านบาท ของ ปตท.สผ. ขาดทุนจากการด้อยค่าธุรกิจถ่านหินของ PTTER 20,275 ล้านบาท และ ขาดทุนด้อยค่าสินทรัพย์ Myriant ของ PTTGC 2,531 ล้านบาท ขณะที่ปตท.มีผลกำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุนใน BCP และ SPRC นอกจากนั้น IRPC มีรายได้จากการรับคืนหนี้สูญเงินให้กู้ยืม และมีรายได้ค่าสินไหมทดแทนจากเหตุเพลิงไหม้หน่วยปรับปรุงคุณภาพน้ำมันเตา (VGOHT) จำนวน 2,823 และ 1,305 ล้านบาท ตามลำดับ เมื่อเทียบกับปี 2559 ซึ่งมีขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์เพียง 7,203 ล้านบาท ส่วนใหญ่เป็นการด้อยค่าเงินลงทุนในบริษัทร่วมของ PTTER และ ด้อยค่าสินทรัพย์โครงการเขตอุทยาน และ นาทูน่า ซี เอ ของ ปตท.สผ. ขณะที่มิรายได้ชดเชยค่าประกันกรณีหยุดเดินเครื่องโรงโอลีนส์ 3 ของ PTTGC จำนวน 1,155 ล้านบาท

ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 1,521 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.1 จาก 25,072 ล้านบาทในปี 2558 เป็น 26,593 ล้านบาท ในปี 2559 โดยหลักมาจากปตท.ที่มีผลการดำเนินงานดีขึ้น ขณะที่ ปตท.สผ. ลดลงจากผลประโยชน์ทางภาษีจากอัตราแลกเปลี่ยนของเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น เมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐฯ

ผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยจำแนกตามกลุ่มธุรกิจและการร่วมค้า

รายละเอียดการจำแนกตามกลุ่มธุรกิจของ ยอดขาย EBITDA และ กำไรจากการดำเนินงาน สำหรับผลการดำเนินงานงวดปี 2559 สรุปได้ดังนี้



กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้นและก๊าซธรรมชาติ

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

	Q4/2558	Q3/2559	Q4/2559	%เพิ่ม(ลด)		2558	2559	%เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย (เหรียญสหรัฐ/BOE)	39.2	36.3	35.7	(8.9%)	(1.7%)	45.3	35.9	(20.8%)
ปริมาณขายเฉลี่ย (BOED)	336,363	311,386	316,307	(6.0%)	1.6%	322,167	319,521	(0.8%)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2559 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2559

ใน Q4/2559 ปตท.สผ. มีรายได้จากการขายจำนวน 37,206 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 84 ล้านบาท หรือร้อยละ 0.2 สาเหตุหลักมาจากรายการขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 จาก 311,386 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (BOED) ใน Q3/2559 เป็น 316,307 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวันใน Q4/2559 โดยหลักจากโครงการซอติกา แม้ว่าราคาขายเฉลี่ยโดยรวมปรับลดลงร้อยละ 1.7 จาก 36.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (BOE) ใน Q3/2559 เป็น 35.7 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบใน Q4/2559

EBITDA และ กำไรจากการดำเนินงาน มีจำนวน 24,111 และ 5,975 ล้านบาท โดยลดลง 3,011 และ 2,510 ล้านบาท ตามลำดับ โดยหลักจากค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เพิ่มขึ้น

นอกจากนั้นใน Q4/2559 ปตท.สผ. มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์จำนวน 1,688 ล้านบาท จากโครงการเขตกุน และโครงการนาทูนา ซี เอ ขณะที่ Q3/2559 ไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าดังกล่าว

ผลการดำเนินงานของปี 2559 เปรียบเทียบกับปี 2558

ในปี 2559 ปตท.สผ. มีรายได้จากการขายจำนวน 150,217 ล้านบาท ลดลง 34,194 ล้านบาท หรือร้อยละ 18.5 จากปี 2558 สาเหตุหลักมาจากราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์ปรับลดลงร้อยละ 21.0 จาก 45.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบในปี 2558 เหลือ 35.9 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบในปี 2559 ตามราคาน้ำมันดิบอ้างอิงในตลาดที่ลดลง ขณะที่ปริมาณขายเฉลี่ยลดลง โดยปริมาณขายในปี 2559 ปรับลดลงร้อยละ 0.8 จาก 322,167 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวันในปี 2558 เป็น 319,521

บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ส่วนใหญ่มาจากโครงการโอมาน 44 ซึ่งเป็นผลจากการขาย PTTEP Oman Company Limited (PTTEP OM) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. โดยถือในสัดส่วนร้อยละ 100 ในโครงการดังกล่าว

EBITDA ในปี 2559 มีจำนวน 107,464 ล้านบาท ลดลง 24,806 ล้านบาท หรือร้อยละ 18.8 โดยหลักเป็นผลมาจากรายได้จากการขายที่ลดลงตามราคาน้ำมัน แม้ว่าค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงจากนโยบายลดต้นทุน และเพิ่มประสิทธิภาพการดำเนินการภายใต้โครงการ SAVE to be SAFE และต่อยอดด้วยโครงการ “SPEND SMART to Business Sustainability” เพื่อให้บริหารงานด้วยต้นทุนต่ำทำให้สามารถแข่งขันได้ในระยะยาวและเติบโตได้อย่างยั่งยืน รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนปิโตรเลียมก็ลดลงเช่นกัน

กำไรจากการดำเนินงาน ในปี 2559 มีจำนวน 33,945 ล้านบาท ลดลง 5,928 ล้านบาท หรือร้อยละ 14.9 เนื่องจาก EBITDA ที่ลดลงดังกล่าวข้างต้น แม้ว่าค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายลดลง 18,877 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการปรับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นทั้งแหล่งในประเทศ และ ต่างประเทศ รวมทั้งรับรู้ค่างานของสินทรัพย์ใน Q3/2558

อย่างไรก็ตามในปี 2559 ปตท.สผ. มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์จำนวน 1,688 ล้านบาท ลดลง 46,923 ล้านบาท จากปี 2558 ที่มีขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ 48,611 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ลดลงอย่างต่อเนื่องในปี 2558

• กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

รายละเอียดปริมาณการขายผลิตภัณฑ์ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ แต่ละชนิดเป็น ดังนี้

หน่วย : ตัน	Q4/2558	Q3/2559	Q4/2559	% เพิ่ม(ลด)		2558	2559	%เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
LPG	802,713	730,328	722,476	(10.0%)	(1.1%)	2,737,866	2,794,203	2.1%
Ethane	603,765	551,924	610,287	1.1%	10.6%	2,199,323	2,058,987	(6.4%)
Propane	128,564	236,790	245,700	91.1%	3.8%	765,063	856,286	11.9%
NGL ^{1/}	174,947	198,854	193,350	10.5%	(2.8%)	720,569	745,054	3.4%
รวม	1,709,989	1,717,896	1,771,813	3.6%	3.1%	6,422,821	6,454,530	0.5%

หมายเหตุ 1/ รวมผลิตภัณฑ์ Pentane

รายละเอียดราคาผลิตภัณฑ์อ้างอิงของโรงแยกก๊าซฯ แต่ละชนิดเป็น ดังนี้

หน่วย : เหรียญสหรัฐ/ตัน	Q4/2558	Q3/2559	Q4/2559	%เพิ่ม(ลด)		2558	2559	%เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
LPG ^{1/4/}	413	298	386	(6.5%)	29.7%	424	336	(20.8%)
Ethylene ^{2/}	1,033	1,057	979	(5.2%)	(7.4%)	1,104	1,037	(6.1%)
Propylene ^{2/}	587	728	722	23.0%	(0.8%)	774	705	(8.9%)
HDPE ^{2/}	1,153	1,139	1,134	(1.6%)	(0.4%)	1,238	1,132	(8.6%)
PP ^{2/}	995	1,090	1,085	9.0%	(0.5%)	1,155	1,046	(9.4%)
Naphtha ^{3/}	399	344	404	1.3%	17.4%	438	354	(19.2%)

หมายเหตุ 1/เป็นราคา Contract Price (CP) 60:40

2/ ราคาตลาดจริงของเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (South East Asia – Spot)

3/ ราคาตลาดจริงของประเทศสิงคโปร์ (MOP'S)



- 4/ มติ กพข. วันที่ 15 ธ.ค.57 เห็นชอบแนวทางปรับราคา LPG มีผลตั้งแต่ 2 ก.พ.58 เป็นต้นไป โดยให้ยกเลิกการกำหนดราคาราคา ณ โรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ระดับ 333 เบริยูลสหรัฐฯต่อตัน และกำหนดหลักเกณฑ์การคำนวณราคา LPG Pool ซึ่งเป็นราคาซื้อตั้งต้นของ LPG ที่สะท้อนต้นทุนจริงในการผลิตและจัดหา (โรงแยกก๊าซธรรมชาติ โรงกลั่นน้ำมันเชื้อเพลิงและโรงอะโรเมติกส์และนํ้าเข้า) เฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนักตามปริมาณการผลิตและจัดหาย้อนหลัง 3 เดือน

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2559 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2559

ใน Q4/2559 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 110,503 ล้านบาท ลดลง 4,485 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.9 จาก Q3/2559 โดยหลักจากธุรกิจการจัดหาก๊าซฯ มีรายได้จากการขายลดลง โดยราคาขายก๊าซฯ เฉลี่ยใน Q4/2559 ลดลงในเกือบทุกกลุ่มลูกค้า เมื่อเทียบกับ Q3/2559 รวมทั้งปริมาณจำหน่ายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) ลดลง 86 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (MMSCFD) จาก 4,788 MMSCFD ใน Q3/2559 เป็น 4,702 MMSCFD ใน Q4/2559 หรือ ลดลงร้อยละ 1.8 เนื่องจากกลุ่มลูกค้าไฟฟ้า (โดยหลักจาก IPP) มีความต้องการใช้ก๊าซฯ ลดลง จาก Q3/2559 เนื่องจากปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลง จากที่อากาศเย็นลง และ โรงงานหยุดช่วง วันหยุดเทศกาล ใน Q4/2559

ในขณะที่ธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ของ ปตท. มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ (รวมก๊าซโซลีนธรรมชาติที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซฯ) เพิ่มขึ้นจาก 1,717,896 ตันใน Q3/2559 เป็น 1,771,813 ตันใน Q4/2559 หรือร้อยละ 3.1 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ Ethane ที่ลูกค้า PTTGC สามารถรับก๊าซฯ ได้มากขึ้นจากการที่โรงโอเลฟินส์ 3 ขึ้นมาเดินเครื่องเต็มกำลังตั้งแต่วันที่ 16 ส.ค. 2559

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน Q4/2559 มีจำนวน 20,472 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 399 ล้านบาท หรือร้อยละ 2.0 โดยหลักจากปริมาณขายผลิตภัณฑ์โรงแยกก๊าซฯ ที่เพิ่มขึ้นและต้นทุนก๊าซฯ ลดลง ทำให้ผลกำไรขั้นต้นของหน่วยธุรกิจก๊าซฯ ของ ปตท. เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรที่เพิ่มขึ้นจากผลิตภัณฑ์ Ethane NGL และ Propane รวมทั้งธุรกิจจัดจำหน่ายก๊าซฯ มีกำไรเพิ่มขึ้นจากการขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรม

นอกจากผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้นจากกำไรของหน่วยธุรกิจก๊าซฯ ของ ปตท. ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ในส่วนของธุรกิจโครงสร้างพื้นฐาน ที่ประกอบด้วย GPSC บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด (ENCO) และ บริษัท พีทีที เอนเนอร์ยี่ โซลูชันส์ จำกัด (PTTES) ในภาพรวมผลการดำเนินงานปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/2559 โดยหลักมาจาก ใน Q3/2559 GPSC มีรายได้เงินปันผลรับจากบริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด (RPCL) ขณะที่ใน Q4/2559 มีการรับรู้ด้อยค่าสินทรัพย์ที่ไม่ได้ใช้งานสำหรับโรงผลิตสาหร่ายปลาระยอง และมีรายได้จากการขายไฟฟ้าปรับตัวลดลง จากที่โรงไฟฟ้าศรีราชา (IPP) มีการซ่อมบำรุงประจำปี ส่งผลให้กำไรจากการดำเนินงานของธุรกิจก๊าซฯ ใน Q4/2559 อยู่ที่ 15,845 ล้านบาท ซึ่งเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ยังมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าเงินลงทุนใน EMG (บริษัทร่วมของ PTTER) จำนวน 3,995 ล้านบาท

ผลการดำเนินงานปี 2559 เปรียบเทียบกับปี 2558

ในปี 2559 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 457,986 ล้านบาท ลดลง 84,813 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 15.6 จากปี 2558 โดยหลักจากหน่วยธุรกิจก๊าซฯ ของ ปตท. ที่ธุรกิจการจัดหาก๊าซฯ มีรายได้จากการขายลดลง จากราคาขายเฉลี่ยลดลงในทุกกลุ่มลูกค้า โดยเฉพาะราคาขายลูกค้าอุตสาหกรรมที่ปรับตัวลงตามสูตรราคาที่อ้างอิงราคาน้ำมันเตาที่ปรับลดลงเมื่อเทียบกับปีก่อน รวมทั้งปริมาณจำหน่ายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) ลดลง 66 MMSCFD จาก 4,828 MMSCFD ในปี 2558 เป็น 4,762 MMSCFD ในปี 2559 หรือร้อยละ 1.4 โดยหลักจากปริมาณความต้องการใช้ก๊าซฯ ของลูกค้ากลุ่ม EGAT ลดลง จากการนำเข้าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินมาทดแทนบางส่วน

นอกจากนี้ ธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ในปี 2559 มีรายได้จากการขายลดลง จากราคาขายผลิตภัณฑ์ที่อ้างอิงราคาปิโตรเคมีในตลาดโลกลดลง ในขณะที่ปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมเพิ่มขึ้นจาก 6,422,821 ตัน ในปี 2558 เป็น 6,454,530 ตัน ในปี 2559 หรือร้อยละ 0.5

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ในปี 2559 มีจำนวน 72,082 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 24,250 ล้านบาท หรือร้อยละ 50.7 โดยหลักจากต้นทุนก๊าซฯ ลดลง ในสัดส่วนที่มากกว่าราคาขายที่ลดลง ทำให้กำไรขั้นต้นของหน่วยธุรกิจก๊าซฯ ของ ปตท. เพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ และธุรกิจจัดจำหน่ายก๊าซภาคอุตสาหกรรมประกอบกับธุรกิจ NGV มีผลขาดทุนลดลงจากปริมาณขายที่ลดลง และต้นทุนราคาก๊าซฯ ที่ลดลงด้วย แม้ว่าราคาขายในเดือนธันวาคม ปรับตัวลดลงเป็น 12.54 บาท/กก. สำหรับกลุ่มลูกค้าทั่วไป และ 10.00 บาท/กก. สำหรับกลุ่มลูกค้าบัตรเครดิตพลังงาน (รถแท็กซี่ รถโดยสารสาธารณะ)

นอกจากผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้นจากกำไรของหน่วยธุรกิจก๊าซฯ ของปตท. ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ในส่วนของธุรกิจโครงสร้างพื้นฐาน ในปี 2559 มีผลประกอบการดีขึ้น โดยหลักจาก GPSC ที่ขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากผู้ผลิตโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) จากการเพิ่มขึ้นของปริมาณการขายไฟฟ้า และ ให้นำให้กับกลุ่มอุตสาหกรรม และรายได้จากโรงไฟฟ้าไออาร์พีซี คลีนพาวเวอร์ (IRPC-CP) ระยะที่ 1 เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อ พ.ย. 2558 รวมถึงการปรับตัวลดลงของราคาเฉลี่ยของต้นทุนก๊าซธรรมชาติ ส่งผลให้ต้นทุนวัตถุดิบรวมลดลง อีกทั้งยังมีรายได้เงินปันผลรับจาก RPCL เพิ่มขึ้นจากปี 2558 ส่งผลให้กำไรจากการดำเนินงานของธุรกิจก๊าซฯ ในปี 2559 อยู่ที่ 53,966 ล้านบาท ซึ่งเพิ่มขึ้นร้อยละ 68.8 ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ในปีนี้มีกำไรรับรู้ขาดทุนจากการซื้อขายเงินลงทุนใน EMG จำนวน 3,995 ล้านบาท

กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นปลาย

• กลุ่มธุรกิจน้ำมัน

หน่วย : ล้านลิตร	Q4/2558	Q3/2559	Q4/2559	%เพิ่ม (ลด)		2558	2559	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายเฉลี่ย	6,511	6,621	6,608	1.5%	(0.2%)	25,268	26,464	4.7%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2559 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2559

ใน Q4/2559 กลุ่มธุรกิจน้ำมัน มีรายได้จากการขายจำนวน 131,118 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 9,293 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 7.6 โดยหลักจากราคาขายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลก โดยส่วนใหญ่เป็นการเพิ่มขึ้นของผลิตภัณฑ์ดีเซล และเบนซิน ในขณะที่ปริมาณขายเฉลี่ยในไตรมาสนี้ลดลง 13 ล้านลิตร หรือร้อยละ 0.2 จาก 6,621 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 452,676 บาร์เรลต่อวันใน Q3/2559 เป็น 6,608 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 451,753 บาร์เรลต่อวัน ใน Q4/2559 ทั้งนี้ส่วนใหญ่เป็นการลดลงของปริมาณขาย LPG และเบนซิน

EBITDA ใน Q4/2559 มี จำนวน 4,448 ล้านบาท ลดลงจาก Q3/2559 จำนวน 1,965 ล้านบาท หรือร้อยละ 30.6 โดยหลักจากกำไรขั้นต้นลดลงของผลิตภัณฑ์ดีเซล เนื่องจาก Q3/2559 มีการปรับลดต้นทุนจากการได้รับเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง อีกทั้งยังมีกำไรจากสต็อกน้ำมันด้วย ทั้งนี้ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ใน Q4/2559 มีจำนวน 3,459 ล้านบาท ลดลงจากไตรมาสก่อน 2,043 ล้านบาท จาก EBITDA ดังกล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานปี 2559 เปรียบเทียบกับปี 2558

ใน ปี 2559 กลุ่มธุรกิจน้ำมัน มีรายได้จากการขายจำนวน 485,273 ล้านบาท ลดลง 26,257 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.1 จากราคาขายที่ปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันในตลาดโลก โดยราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยลดลงจาก 50.9 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในปี 2558 เหลือ 41.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในปี 2559 ในขณะที่ปริมาณขายเพิ่มขึ้น 1,196 ล้านลิตรหรือร้อยละ 4.7 จาก 25,268 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 435,443 บาร์เรลต่อวันในปี 2558 เป็น 26,464 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 454,795 บาร์เรลต่อวันในปี 2559 ทั้งนี้ส่วนใหญ่เป็นการเพิ่มขึ้นในกลุ่มเบนซิน ดีเซล และอากาศยาน

EBITDA ในปี 2559 มีจำนวน 23,677 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 8,544 ล้านบาท หรือร้อยละ 56.5 โดยปรับเพิ่มขึ้นจากกำไรจากการขายกลุ่มดีเซล และเบนซิน (รวมกำไรจากสต็อกน้ำมันในปีนี้เมื่อเทียบกับขาดทุนจากสต็อกน้ำมันในปีก่อน) รวมทั้งการปรับลดต้นทุนจากการรับคืนเงินกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ส่งผลให้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ในปี 2559 อยู่ที่ 19,969 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,812 ล้านบาท ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้นตามที่กล่าวข้างต้น

• **กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ**

หน่วย : ล้านลิตร	Q4/2558	Q3/2559	Q4/2559	%เพิ่ม (ลด)		2558	2559	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายเฉลี่ย	20,520	19,463	19,375	(5.6%)	(0.5%)	81,367	74,627	(8.3%)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2559 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2559

ใน Q4/2559 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 224,890 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 34,544 ล้านบาท หรือร้อยละ 18.1 จาก Q3/2559 โดยหลักจากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลก แม้ว่าปริมาณขายในไตรมาสนี้จะลดลง 88 ล้านลิตรหรือ ร้อยละ 0.5 จาก 19,463 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,330,665 บาร์เรลต่อวันใน Q3/2559 เป็น 19,375 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,324,634 บาร์เรลต่อวันใน Q4/2559 ส่วนใหญ่จากปริมาณขายของ PTTT ลดลง EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ใน Q4/2559 มีจำนวน 348 ล้านบาท ลดลง 678 ล้านบาท โดยหลักจากรกำไรจากการขายคอนเดนเสทในประเทศของ ปตท. ที่ลดลง เนื่องจากการให้ส่วนลดแก่ลูกค้าเพิ่มขึ้น ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ในไตรมาสนี้ อยู่ที่ 340 ล้านบาท

ผลการดำเนินงานปี 2559 เปรียบเทียบกับปี 2558

ในปี 2559 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ มีรายได้จากการขายจำนวน 748,428 ล้านบาท ลดลง 201,505 ล้านบาท หรือร้อยละ 21.2 เนื่องจากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับตัวลงตามราคาน้ำมันในตลาดโลก รวมทั้งปริมาณขายในงวดนี้ ลดลง 6,740 ล้านลิตรหรือร้อยละ 8.3 จาก 81,367 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,402,171 บาร์เรลต่อวันในปี 2558 เป็น 74,627 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,282,509 บาร์เรลต่อวัน ในปี 2559 ส่วนใหญ่ลดลงจากปริมาณการนำเข้า LPG จากการที่ผู้บริโภคนำไปใช้น้ำมันเบนซินที่มีราคาถูกลงแทน และ ปริมาณ Out-Out Trading จากผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป รวมทั้งปริมาณการขายน้ำมันดิบในประเทศ และ Out-In Trading เนื่องจากในปี 2559 มี planned shutdown ของโรงกลั่นในประเทศไทย

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ในปี 2559 มีจำนวน 5,677 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,272 ล้านบาท ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในงวดนี้ มีกำไร 5,644 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,271 ล้านบาท ส่วนใหญ่เป็นผลจากกำไรจากการขายคอนเดนเสทในประเทศ เพิ่มขึ้น จากปริมาณขายและราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นตามความต้องการคอนเดนเสทในตลาดที่เพิ่มสูงขึ้น

• **กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น**

หน่วย: เหยือกอุตสาหกรรมต่อตัน	Q4/2558	Q3/2559	Q4/2559	%เพิ่ม (ลด)		2558	2559	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
HDPE	1,153	1,139	1,134	(1.6%)	(0.4%)	1,238	1,132	(8.6%)
PP	995	1,090	1,085	9.0%	(0.5%)	1,155	1,046	(9.4%)
BZ - Cond	230	253	288	25.2%	13.8%	238	262	10.1%
PX - Cond	410	402	358	(12.7%)	(10.9%)	383	395	3.1%

หน่วย: เหรียญสหรัฐต่อตัน	Q4/2558	Q3/2559	Q4/2559	%เพิ่ม (ลด)		2558	2559	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
Market GRM	7.05	3.62	5.60	(20.6%)	54.7%	6.34	4.49	(29.2%)
Inventory gain (loss)	(2.72)	(0.03)	2.62	>100%	>100%	(1.81)	1.26	>100%
Accounting GRM	5.80	3.37	6.97	20.2%	>100%	4.87	5.13	5.3%
Refinery Utilization rate (%)	98.6%	95.4%	100.7%	2.1%	5.6%	98.2%	94.3%	(3.9%)

หมายเหตุ : GRM คำนวณจากโรงกลั่นน้ำมันของ TOP, IRPC และ PTTGC

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2559 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2559

ใน Q4/2559 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีรายได้จากการขายจำนวน 229,186 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 30,705 ล้านบาท หรือร้อยละ 15.5 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของ PTTGC ตามอัตราการใช้กำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น จากการกลับมาดำเนินการผลิตตามปกติของโรงโกลีนส์ 3 ตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2559 อีกทั้งราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปส่วนใหญ่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน ในส่วนของราคาปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ปรับเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะเบนซิน จากความต้องการที่สูงขึ้นจากตลาดผลิตภัณฑ์ปลายน้ำ อาทิเช่นของโรงโกลีนส์โมโนเมอร์ในจีน และอุปทานที่ตึงตัวจากปัญหาลมพิษในประเทศจีนที่ส่งผลให้โรงผลิตสารเบนซินจากถ่านหินปรับลดการผลิต รวมทั้งโรงอะโรเมติกส์ที่หยุดซ่อมบำรุง ขณะที่สายโกลีนส์ ในส่วนของโพลีเอทิลีนก็ลดลงเช่นกัน โดยราคา HDPE ลดลงเล็กน้อยจากอุปสงค์ที่ยังทรงตัว ขณะที่ผลิตภัณฑ์ต่อเนื่อง ปรับเพิ่มขึ้นจากความต้องการผลิตภัณฑ์ปลายน้ำดีขึ้น

สำหรับอัตราการใช้กำลังการผลิตของโรงกลั่นใน Q4/2559 เฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 100.7 เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6 จาก Q3/2559 โดยหลักจากความต้องการวัตถุดิบเพิ่มขึ้นสำหรับโรงงาน RDCC ของ IRPC ที่เริ่มดำเนินการผลิตเชิงพาณิชย์ เมื่อ 16 กรกฎาคม 2559 ในส่วนอัตราการใช้กำลังการผลิตสารอะโรเมติกส์และโรงโกลีนส์ในกลุ่ม ปตท.เพิ่มขึ้นเช่นเดียวกัน จากการกลับมาดำเนินการผลิตตามปกติของโรงโกลีนส์ 3 ของ PTTGC

EBITDA ใน Q4/2559 ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีจำนวนรวม 33,136 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 13,088 ล้านบาท จาก Q3/2559 และมีกำไรจากการดำเนินงาน จำนวน 25,027 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 12,392 ล้านบาท โดยมีสาเหตุดังนี้

- ผลการดำเนินงานของโรงกลั่นปรับเพิ่มขึ้น โดยหลักจาก กำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจาก สต็อกน้ำมัน (Market GRM) เพิ่มขึ้น เป็นผลมาจากส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับวัตถุดิบทุกผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะกลุ่มแก๊สโซลีน และ น้ำมันเตา นอกจากนี้โรงกลั่นในกลุ่มปตท. มีกำไรจากสต็อกน้ำมัน (Q4/2559 : 2.62 USD/bbl , Q3/2559 : (0.03) USD/bbl) จากราคาน้ำมันดิบที่ปรับเพิ่มขึ้นในช่วง Q4/2559
- ผลการดำเนินงานของโรงปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ ปรับเพิ่มขึ้นจากกำไรขั้นต้นจากการผลิตตามราคาตลาด (Market P2F) เพิ่มขึ้น โดยหลักจากส่วนต่างราคาเบนซินและคอนเดนเสท และปริมาณการขายโดยรวมเพิ่มขึ้น รวมถึงกำไรจากสต็อกเพิ่มขึ้นเช่นเดียวกันตามราคาคอนเดนเสทที่ปรับเพิ่มขึ้น
- ผลการดำเนินงานของโรงปิโตรเคมีสายโกลีนส์เพิ่มขึ้น โดย PTTGC เพิ่มขึ้นจากการบริหารจัดการใช้วัตถุดิบ และ ส่วนต่างราคาของผลิตภัณฑ์ต่อเนื่องปรับตัวดีขึ้น ในขณะที่ IRPC มีผลการดำเนินงานลดลงเล็กน้อยจากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบลดลง โดยเฉพาะกลุ่มผลิตภัณฑ์โพลีโกลีนส์ (HDPE/PP)

ส่วนแบ่งกำไรในการร่วมค้าและบริษัทร่วมของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น ปรับลดลง 135 ล้านบาท จาก Q3/2559 โดยหลักมาจากการดำเนินงานของ PTTAC ที่มีขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจากเงินกู้ยืมสกุลต่างประเทศเพิ่มขึ้น แม้ส่วนต่างราคาขาย Acrylonitrile (AN) จะปรับเพิ่มขึ้น รวมถึงผลการดำเนินงาน HMC ลดลง โดยหลักจากที่ Q4/2559 มีรายได้เงินปันผลจาก ROC ลดลง

ผลการดำเนินงานของปี 2559 เปรียบเทียบกับปี 2558

ในปี 2559 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีรายได้จากการขายจำนวน 784,457 ล้านบาท ลดลง 89,738 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.3 ส่วนใหญ่จากราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปและปิโตรเคมีลดลงตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลง

สำหรับปริมาณขายปิโตรเคมีในส่วนของอะโรเมติกส์เพิ่มขึ้น ตามอัตราการใช้กำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น จากปีที่แล้วมีการปิดซ่อมบำรุงตามแผนงาน ประกอบกับในปี 2559 มีกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นจากโครงการ Debottlenecking ของโรงอะโรเมติกส์ II ขณะที่ปริมาณขายในส่วนของโอเลฟินส์ลดลง ตามอัตราการใช้กำลังการผลิตของโรงโอเลฟินส์ลดลง จากแผนหยุดซ่อมบำรุงและหยุดผลิตฉุกเฉินของโรงโอเลฟินส์ของ PTTGC สำหรับกลุ่มโรงกลั่น อัตราการใช้กำลังการผลิตลดลงร้อยละ 3.9 เนื่องจากโรงกลั่นของ PTTGC ได้หยุดซ่อมบำรุงตามแผน

EBITDA ในปี 2559 ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีจำนวนรวม 101,847 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 16,959 ล้านบาท จากปี 2558 และมีกำไรจากการดำเนินงานจำนวน 71,441 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 14,128 ล้านบาท โดยมีสาเหตุดังนี้

- ผลการดำเนินงานของโรงกลั่นโดยรวมปรับเพิ่มขึ้นจาก Accounting GRM ที่เพิ่มขึ้นในทุกโรงกลั่น เนื่องจากกำไรต่อกลั่นเพิ่มขึ้น 3.07 USD/bbl จาก (1.81) USD/bbl เป็น 1.26 USD/bbl ถึงแม้ว่าส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปปรับลดลงเกือบทุกผลิตภัณฑ์
- ผลการดำเนินงานของโรงปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ปรับตัวดีขึ้นจาก P2F ที่ดีขึ้น ทั้งพาราไซลีน เบนซีน โทลูอีน และมิกซ์ไซลีน เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยหลักมาจากวัตถุดิบได้แก่ คอนเดนเสท แนฟทา และ ULG95 ราคาปรับลดลงไปในทิศทางเดียวกันกับราคาน้ำมันดิบ โดยราคาผลิตภัณฑ์ที่ปรับตัวลดลงด้วยแต่น้อยกว่าราคาน้ำมันดิบที่ลดลง เนื่องจากอุปสงค์ปรับเพิ่มขึ้น และอุปทานส่วนเกินในภูมิภาคเอเชียที่ลดลง รวมไปถึงอัตราการใช้กำลังการผลิตปรับตัวดีขึ้น จากที่ปีก่อนมีการหยุดซ่อมบำรุงโรงอะโรเมติกส์ II
- ผลการดำเนินงานของโรงปิโตรเคมีสายโอเลฟินส์ในภาพรวมปรับเพิ่มขึ้น โดยหลักจาก IRPC เพิ่มขึ้นจากการบริหารจัดการภายใต้โครงการ Everest รวมถึงการขายผลิตภัณฑ์เกรดพิเศษเพิ่มขึ้น ในส่วนของ PTTGC ลดลงเล็กน้อยจากอัตราการใช้กำลังการผลิตของโรงโอเลฟินส์ลดลงเนื่องจากระหว่างปี 2559 มีการปิดซ่อมตามแผน และหยุดฉุกเฉิน รวมถึงราคาขายผลิตภัณฑ์ที่ลดลง แม้ว่าในงวดนี้มีรายได้ชัดเจนค่าสินไหมทดแทนจากกรณีหยุดฉุกเฉินของโรงโอเลฟินส์ 3

นอกจากนี้ส่วนแบ่งกำไรในการร่วมค้าและบริษัทร่วมของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น ปรับลดลง 2,035 ล้านบาท จากปี 2558 ซึ่งรับรู้ผลการดำเนินงาน ของ SPRC และ BCP จำนวน 3,232 ล้านบาท ขณะที่งวดนี้ไม่ได้รับรู้ผลการดำเนินงานดังกล่าว ขณะที่เพิ่มขึ้นจาก PTTAC โดยหลักจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินกู้ และ HMC จากรายได้เงินปันผล ROC ที่เพิ่มขึ้น

• กลุ่มธุรกิจถ่านหิน

	Q4/2558	Q3/2559	Q4/2559	%เพิ่ม (ลด)		2558	2559	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ราคาอ้างอิงนิเวศศาสตร์ (เหรียญสหรัฐ/ตัน)	52.6	67.1	95.3	81.0%	42.0%	59.2	66.1	11.7%
ราคาขายเฉลี่ย (เหรียญสหรัฐ/ตัน)	51.7	47.1	54.2	5.0%	15.1%	54.4	47.2	(13.2%)
ปริมาณขาย (ล้านตัน)	1.4	2.4	2.8	100.0%	16.7%	7.3	9.8	34.2%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2559 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2559

ใน Q4/2559 ธุรกิจถ่านหินมีรายได้จากการขายจำนวน 5,365 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,391 ล้านบาท หรือร้อยละ 35.0 สาเหตุหลักมาจากราคาขายถ่านหินเฉลี่ยสูงขึ้น 7.1 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน หรือร้อยละ 15.1 จาก 47.1 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน มาอยู่ที่ 54.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน โดยเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิงนิเวศศาสตร์ที่ปรับตัวสูงขึ้นร้อยละ 42.0 ซึ่งเป็นผลมาจากอุปทานในตลาดลดลง เพราะการปฏิรูปเศรษฐกิจของจีน และยังมีแรงหนุนจากความต้องการใช้ถ่านหินที่มากขึ้นจากโรงไฟฟ้าในช่วงฤดูหนาวส่งผลให้

ราคาตลาดเพิ่มสูงขึ้น ทั้งนี้ปริมาณขายถ่านหินใน Q4/2559 อยู่ที่ 2.8 ล้านตัน เพิ่มขึ้น 0.4 ล้านตัน จาก 2.4 ล้านตัน ใน Q3/2559 เนื่องจากการบริหารจัดการทางการตลาดที่ดีขึ้น

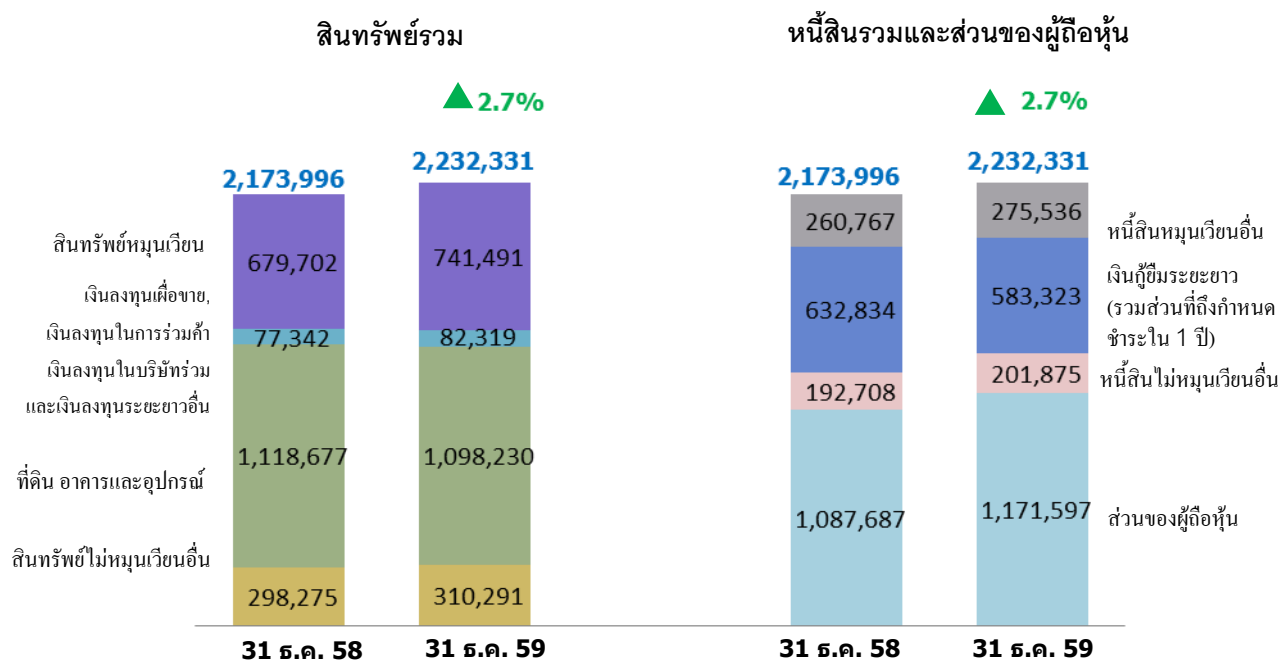
EBITDA ใน Q4/2559 มีจำนวน 1,586 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 464 ล้านบาท หรือร้อยละ 41.4 สาเหตุหลักมาจากราคาขายถ่านหินเฉลี่ยและปริมาณขายที่สูงขึ้นตามที่กล่าวมาข้างต้น ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงาน ใน Q4/2559 อยู่ที่ 1,091 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 537 ล้านบาท ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น

ผลการดำเนินงานของปี 2559 เปรียบเทียบกับปี 2558

ในปี 2559 มีรายได้จากการขายจำนวน 16,307 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,675 ล้านบาท หรือร้อยละ 19.6 สาเหตุหลักมาจากปริมาณขายถ่านหินเพิ่มขึ้น 2.5 ล้านตัน หรือร้อยละ 34.2 จาก 7.3 ล้านตัน ในปี 2558มาอยู่ที่ 9.8 ล้านตัน ใน ปี 2559 เนื่องด้วยความพยายามในการเร่งดำเนินการผลิตและขาย เพื่อเพิ่มรายได้และรองรับราคาตลาดที่ปรับตัวสูงขึ้น แม้ว่าราคาขายถ่านหินเฉลี่ยลดลง 7.2 เหรียญสหรัฐต่อตัน หรือร้อยละ 13.2 จาก 54.4 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน มาอยู่ที่ 47.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ส่วนใหญ่เป็นการขายตามราคาในสัญญาซึ่งเป็นราคาขายคงที่ จึงไม่สามารถปรับตามราคาอ้างอิง Newcastle ที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วตั้งแต่ช่วงกลางปี 2559 ได้

EBITDA ในปี 2559 มีจำนวน 4,195 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,466 ล้านบาท หรือร้อยละ 53.7 สาเหตุหลักมาจากต้นทุนลดลงจากการบริหารจัดการต้นทุน และ การต่อรองกับผู้รับเหมาขุดเจาะและขนส่ง ทำให้ได้รับส่วนลดมากกว่าปี 2558 ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงาน ในปี 2559 มีจำนวน 2,261 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,425 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ ปี 2558 ซึ่งเป็นผลจากค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายที่ลดลง ตามมูลค่าสินทรัพย์เหมืองที่ลดลงจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เมื่อสิ้นปีก่อน

การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินปตท. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 เปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 ปตท. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้นจำนวน 2,232,331 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ 31 ธันวาคม 2558 จำนวน 58,335 ล้านบาท หรือร้อยละ 2.7 เป็นผลจาก

: สินทรัพย์หมุนเวียน เพิ่มขึ้น 61,789 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.1 สาเหตุหลักมาจาก

- เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดและเงินลงทุนชั่วคราวเพิ่มขึ้น 45,655 ล้านบาท โดยหลักเกิดจากเงินสดจากการดำเนินงานตามการชะลอจ่ายลงทุนและนโยบายการลดค่าใช้จ่ายของแต่ละกลุ่มบริษัท
- สินค้าคงเหลือเพิ่มขึ้น 32,799 ล้านบาท โดยหลักเกิดจากปริมาณและราคาวัตถุดิบคงเหลือที่สูงขึ้นของบริษัทในกลุ่มปิโตรเคมีและการกลั่น และกลุ่มการค้าระหว่างประเทศ
- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นลดลง 17,877 ล้านบาท โดยหลักเกิดจากการครบกำหนดของสัญญาป้องกันความเสี่ยงและเงินจ่ายล่วงหน้าค่าซื้อสินค้าในระหว่างงวด รวมถึงกำไรจากการวัดมูลค่าของสัญญาป้องกันความเสี่ยง ณ วันสิ้นสุดงวดลดลง

: เงินลงทุนระยะยาว เพิ่มขึ้น 4,977 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.4 ส่วนใหญ่จากการรับรู้กำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงมูลค่าสุทธิของเงินลงทุนเพื่อขาย การลงทุนในกองทุนส่วนบุคคล และการเรียกชำระหนี้เพิ่มของบริษัท โซซะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)

: ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ ลดลง 20,447 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.8 โดยหลักจากตัดค่าเสื่อมราคาระหว่างงวด แม้จะมีการเพิ่มขึ้นของสินทรัพย์โครงการของกลุ่ม ปตท. เช่น โครงการท่อส่งก๊าซนครสวรรค์ และโครงการท่อส่งก๊าซนครราชสีมา ของ ปตท. โครงการ Aromatics II Debottlenecking & Expansion Phenol II และ LLDPE Expansion ของ PTTGC โรงงาน RDCC โครงการขยายกำลังการผลิตเม็ดพลาสติกโพลิโพรไพลีน (PPE) และ โครงการผลิตเม็ดพลาสติกโพลิโพรไพลีนชนิดคอมพาวด์ (PPC) ของ IRPC โครงการ LNG terminal phase 2 ของ PTTLNG

หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 ปตท. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมจำนวน 1,060,734 ล้านบาท ลดลงจาก ณ 31 ธันวาคม 2558 จำนวน 25,575 ล้านบาท หรือร้อยละ 2.4 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

: หนี้สินหมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 14,769 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.7 ส่วนใหญ่จากเจ้าหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้นตามราคาและปริมาณการซื้อขายวัตถุดิบที่เพิ่มขึ้นช่วงปลายปี 2559

: เงินกู้ยืมระยะยาว (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี) ลดลง 49,511 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.8 ส่วนใหญ่จากการจ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะยาวและการซื้อคืนหุ้นกู้

: หนี้สินไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้น 9,167 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.8 ส่วนใหญ่จากเงินรับล่วงหน้าตามสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบในต่างประเทศ

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 ปตท. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวนรวม 1,171,597 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากสิ้นปี 2558 จำนวน 83,910 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.7 โดยหลักจากผลประกอบการของ ปตท. และบริษัทย่อย สำหรับ ปี 2559 จำนวน 94,609 ล้านบาท และจ่ายปันผล 28,560 ล้านบาท

สภาพคล่อง

สภาพคล่องของ ปตท. และบริษัทย่อยสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559 มีกระแสเงินสดลดลงสุทธิจำนวน 24,412 ล้านบาท และมีเงินสดสุทธิต้นงวด จำนวน 239,978 ล้านบาท เป็นผลให้เงินสดสุทธิปลายงวดเท่ากับ 215,566 ล้านบาท ทั้งนี้ รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

หน่วย: ล้านบาท	
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	270,435
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(178,915)
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(116,203)
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	(448)
ผลต่างจากการแปลงค่าบการเงิน	719
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นระหว่างงวด-สุทธิ	(24,412)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด	239,978
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันปลายงวด	215,566

กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานมีจำนวน 270,435 ล้านบาท มาจากกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ตามงบกำไรขาดทุนจำนวน 94,609 ล้านบาท ปรับปรุงด้วยรายการกระทบยอดกำไรสุทธิเป็นเงินสดรับ (จ่าย) จากกิจกรรมดำเนินงาน โดยรายการหลักที่มีผลให้กระแสเงินสดเพิ่มขึ้น ได้แก่ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายรวมจำนวน 128,734 ล้านบาท กำไรส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 34,966 ล้านบาท ต้นทุนทางการเงินจำนวน 28,887 ล้านบาท ภาษีเงินได้จำนวน 26,593 ล้านบาท รวมทั้งมีการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์ดำเนินงานสุทธิที่มีผลให้กระแสเงินสดลดลงจำนวน 13,147 ล้านบาท และมีเงินสดจ่ายภาษีเงินได้จำนวน 30,609 ล้านบาท

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุนมีจำนวน 178,915 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินจ่ายลงทุนในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สินทรัพย์ไม่มีตัวตนสุทธิ และสินทรัพย์เหมือน รวมจำนวน 108,529 ล้านบาท โดยหลักเป็นผลจากการลงทุนเพิ่มขึ้นของ ปตท.สผ. ในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่เป็นการลงทุนในโครงการอาทิตย์ โครงการชอติกา และโครงการเอส 1 การลงทุนในโครงการต่างๆ ของ ปตท. โดยโครงการหลัก ได้แก่ โครงการท่อส่งก๊าซฯ นครสวรรค์ และโครงการท่อส่งก๊าซฯ นครราชสีมา นอกจากนี้ยังมีการลงทุนในโครงการ Aromatics II Debottlenecking & Expansion Phenol II และ LLDPE Expansion ของ PTTGC และโรงงาน RDCC โครงการขยายกำลังการผลิตเม็ดพลาสติกโพลิโพรไพลีน (PPE) และ โครงการผลิตเม็ดพลาสติกโพลิโพรไพลีนชนิดคอมพาวด์ (PPC) ของ IRPC รวมถึงโครงการผลิตสาร LAB และโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดเล็กแห่งใหม่ (SPPs) ของ TOP โครงการ LNG terminal phase 2 ของ PTTLNG

: เงินจ่ายสำหรับเงินลงทุนชั่วคราวจำนวน 68,185 ล้านบาท ส่วนใหญ่เป็นการลงทุนในเงินฝากประจำของ ปตท.สผ. ปตท. และ TOP

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินมีจำนวน 116,203 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินขายคืนเงินกู้ระยะยาวจำนวน 74,153 ล้านบาท โดยหลักเป็นการขายคืนเงินกู้และซื้อคืนหุ้นกู้ของ ปตท. PTTGC ปตท.สผ. และ IRPC รวมประมาณ 71,231 ล้านบาท

: เงินจ่ายเงินปันผลจำนวน 44,590 ล้านบาท

: เงินยืมเงินทางการเงินจำนวน 32,618 ล้านบาท โดยหลักเป็นของ ปตท. ปตท.สผ. PTTGC และ TOP

: เงินรับจากการกู้ยืมจำนวน 26,652 ล้านบาท โดยหลักเป็นของ PTTGC IRPC และ GPSC

อัตราส่วนทางการเงินและกำไรต่อหุ้นของ ปตท. และบริษัทย่อย

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	2558	2559
<u>อัตราส่วนสภาพคล่อง</u>			
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	2.16	2.18
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	1.55	1.58
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	เท่า	12.46	11.75
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	วัน	28.88	30.64
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้	เท่า	10.93	9.48
ระยะเวลารับหนี้	วัน	32.95	37.97
<u>อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไรจากการดำเนินงานต่อเนื่อง</u>			
อัตรากำไรขั้นต้น	%	11.02%	14.88%
อัตรากำไรสุทธิ	%	1.52%	7.54%
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	%	2.89%	12.96%
<u>อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน</u>			
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์	%	1.39%	5.88%
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร	%	2.76%	11.69%
อัตราหมุนของสินทรัพย์	เท่า	0.92	0.78

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	2558	2559
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	0.61	0.52
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	9.50	9.23
กำไรสุทธิต่อหุ้น			
กำไรสุทธิต่อหุ้น	บาท/หุ้น	6.73	32.68

หมายเหตุ:

อัตราส่วนสภาพคล่อง	=	สินทรัพย์หมุนเวียน	หาร	หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	=	เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด+เงินลงทุนชั่วคราว+ลูกหนี้การค้า	หาร	หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	=	รายได้จากการขายและการให้บริการ	หาร	ลูกหนี้การค้าเฉลี่ย
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	=	360	หาร	อัตราหมุนเวียนลูกหนี้การค้า
อัตราหมุนเวียนเจ้าหนี้	=	ต้นทุนขายและการให้บริการ	หาร	เจ้าหนี้การค้าเฉลี่ย
ระยะเวลารับหนี้	=	360	หาร	อัตราหมุนเวียนเจ้าหนี้
อัตรากำไรขั้นต้น	=	กำไรขั้นต้น	หาร	รายได้จากการขายและการให้บริการ
อัตรากำไรสุทธิ	=	กำไรสุทธิ	หาร	รายได้จากการขายและการให้บริการ
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	=	กำไรสุทธิ	หาร	ส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์	=	กำไรสุทธิ	หาร	สินทรัพย์รวมเฉลี่ย
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร	=	กำไรสุทธิ	หาร	สินทรัพย์ถาวรรวมเฉลี่ย
อัตราการหมุนของสินทรัพย์	=	รายได้จากการขายและการให้บริการ	หาร	สินทรัพย์รวมเฉลี่ย
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	หาร	ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	=	กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน+ภาษีจ่ายจากการดำเนินงาน	หาร	ดอกเบี้ยจ่ายจากการจัดหาเงิน
กำไรสุทธิต่อหุ้น	=	กำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญ	หาร	จำนวนหุ้นสามัญเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักที่ถือโดยบุคคลภายนอกในระหว่างงวด

ปัจจัยที่อาจมีผลกระทบต่อการดำเนินงานในอนาคต

เศรษฐกิจโลกในปี 2560 คาดว่าจะขยายตัวสูงขึ้นจากปี 2559 โดยเศรษฐกิจของกลุ่มประเทศตลาดเกิดใหม่และกำลังพัฒนาซึ่งที่ผ่านมาประสบกับภาวะถดถอย เช่น บราซิล ในจีเรีย และรัสเซีย มีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้น ชดเชยการชะลอตัวของเศรษฐกิจจีนซึ่งอยู่ระหว่างการปรับสมดุล โครงสร้าง ในขณะที่เศรษฐกิจของกลุ่มประเทศพัฒนาแล้วมีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่อง โดยได้รับแรงขับเคลื่อนหลักจากอุปสงค์ภายในประเทศ อย่างไรก็ตาม เศรษฐกิจโลกยังคงมีความเสี่ยงจากกระแสกดดันทางการค้าที่รุนแรงขึ้น สถานการณ์การเงินโลกที่เข้มงวดขึ้น และปัญหาความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์และการก่อการร้าย ทั้งนี้ IMF ณ เดือนมกราคม 2560 คาดว่าเศรษฐกิจโลกในปี 2560 จะขยายตัวร้อยละ 3.4

ความต้องการใช้น้ำมันของโลกในปี 2560 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 1.3 ล้านบาร์เรลต่อวันไปอยู่ที่ระดับ 97.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน ตามรายงานของ IEA ณ เดือน มกราคม 2560 โดยมาจากกลุ่มประเทศตลาดเกิดใหม่และกำลังพัฒนาเป็นหลัก ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันของกลุ่มประเทศพัฒนาแล้วคาดว่าจะทรงตัวจากปีก่อน สำหรับการผลิตน้ำมันดิบคาดว่าสถานะอุปทานสันตลาจะลดลงจนตลาดเข้าสู่ภาวะสมดุลอีกครั้งจากความร่วมมือในการลดกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC และ Non-OPEC อย่างไรก็ตาม ยังคงต้องติดตามผลการปฏิบัติตามข้อตกลง รวมถึงการผลิตน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้นจากสหรัฐอเมริกา อิหร่าน ในจีเรีย และลิเบียต่อไป ทั้งนี้ คาดว่าราคาน้ำมันดิบจะยังคงอยู่ในระดับต่ำประมาณ 50-55 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ค่าการกลั่นอ้างอิงสิงคโปร์ในปี 2560 คาดว่าเฉลี่ยอยู่ในระดับประมาณ 6-7 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล เนื่องจากคาดว่าความต้องการน้ำมันสำเร็จรูปจะปรับตัวสูงขึ้นมากกว่ากำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น

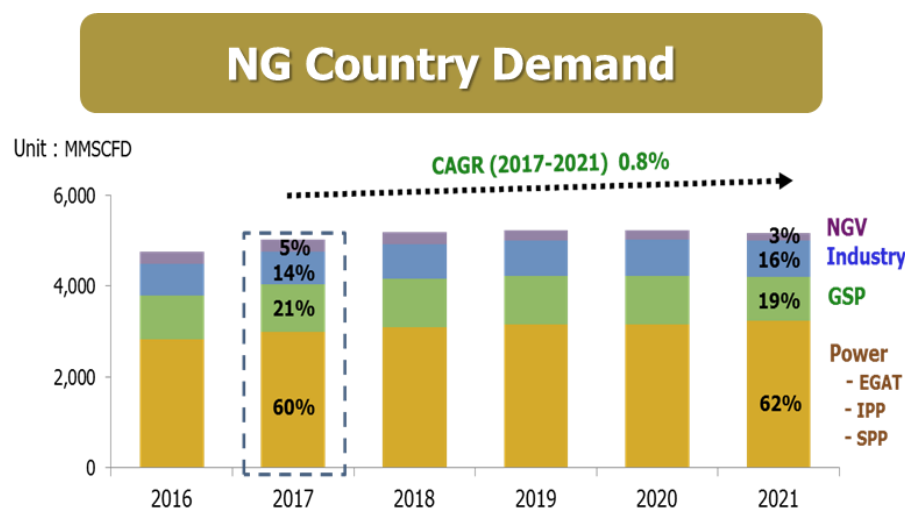
ราคาผลิตภัณฑ์กลุ่มโอเลฟินส์และกลุ่มอะโรมาติกส์ในปี 2560 มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น เนื่องจากคาดว่าตลาดจะเข้าสู่ภาวะสมดุล โดยราคาผลิตภัณฑ์กลุ่มโอเลฟินส์ ราคา HDPE มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเฉลี่ยอยู่ที่ 1,149 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน เนื่องจากความต้องการที่เพิ่มขึ้นใกล้เคียงกับกำลังการผลิตใหม่ที่เพิ่มขึ้น โดยกำลังการผลิตใหม่ส่วนใหญ่มาจากสหรัฐฯ และอิหร่าน ส่วนราคา PP เฉลี่ยคาดว่าจะอยู่ที่ 1,098 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ในส่วนของราคาผลิตภัณฑ์อะโรมาติกส์ ราคา PX เฉลี่ยคาดว่าจะอยู่ที่ 877 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน เนื่องจากคาดว่ากำลังการผลิตใหม่จากซาอุดีอาระเบียและเวียดนามจะล่าช้า ในขณะที่โรงงาน PX ใหม่ของ Reliance 2.2 ล้านตันต่อปี ในอินเดียจะรองรับความต้องการที่ขยายตัวสูงได้ และคาดว่าตลาดโพลีเอสเตอร์จะขยายตัวต่อเนื่อง ส่วนราคา BZ เฉลี่ยคาดว่าจะอยู่ที่ 794 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน

เศรษฐกิจไทยในปี 2560 มีแนวโน้มขยายตัวใกล้เคียงกับปี 2559 โดยได้รับแรงสนับสนุนจากการใช้จ่ายและการลงทุนภาครัฐ โดยเฉพาะโครงการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานขนาดใหญ่ ส่วนการส่งออกสินค้าและการลงทุนภาคเอกชนคาดว่าจะปรับตัวดีขึ้น อย่างไรก็ตาม ภาคการท่องเที่ยวมีแนวโน้มขยายตัวชะลอลงจากผลกระทบจากมาตรการปราบปรามทัวร์ศูนย์เหรียญ ในขณะที่การบริโภคภาคเอกชนคาดว่าจะชะลอตัวลงในไตรมาสแรกเนื่องจากปัญหาน้ำมันในภาคใต้ นอกจากนี้ เงินบาทมีแนวโน้มอ่อนค่าอยู่ในช่วง 35.3-36.3 บาทต่อเหรียญสหรัฐฯ สำหรับปัจจัยเสี่ยงที่ต้องจับตามอง ได้แก่ ความไม่แน่นอนของการฟื้นตัวของเศรษฐกิจประเทศคู่ค้า รวมถึงความรุนแรงของผลกระทบจากปัญหาน้ำมันและมาตรการปราบปรามทัวร์ศูนย์เหรียญ ทั้งนี้ สศค. ณ เดือนมกราคม 2560 คาดว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2560 จะขยายตัวร้อยละ 3.6 เพิ่มขึ้นจากที่คาดการณ์ไว้ ณ เดือนตุลาคม 2559 ที่ระดับร้อยละ 3.4

Business	2016	2017 (Forecast)
Gas Price (\$/mmbtu) - Henry Hub - JKM	2.55 5.72	Range ▲ 3.2 – 3.8 ▲ 6.3 – 7.0
Oil Price (\$/bbl) Dubai Price	41	Range ▲ 50-55
Refinery Margin (\$/bbl) Singapore GRM	6.12	Range ▲ 6.3-7.0
Petrochemical (\$/ton) - Olefins (HDPE, PP) - Aromatics (PX, BZ)	HDPE-Naphtha = 734 PP –Naphtha = 627 PX-Naphtha = 396 BZ-Naphtha = 242	▼ HDPE-Naphtha = 640-650 PP –Naphtha = 590-600 ▼ PX-Naphtha = 365-375 ▲ BZ-Naphtha = 280-290

แผนงานและโครงการสำคัญของปตท.

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ



Gas Facilities Expansion

New Project	LNG Ph#2 (Early Sent Out)	LNG Ph#2	LNG Terminal#1 - Extension		
LNG Capacity (MTA)	7	10	10	11.5	11.5
Major Project COD	<ul style="list-style-type: none"> Offshore Comp. 4th onshore Midline Comp. Nakhon Ratchasima Comp Wang noi 5th Pipeline 				

สมมติฐานความต้องการใช้ก๊าซฯ ของประเทศ ปี 2560-2574 มีอัตราการเติบโตที่ 1% ยังคงใช้สมมติฐานว่า ประเทศจะมีความต้องการใช้ก๊าซฯ ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยจะเข้าไปทดแทน โรงไฟฟ้าถ่านหิน ที่อาจดำเนินการล่าช้า และทดแทนแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) และ แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) ที่ 30%

ปตท. ได้จัดสรรงบประมาณสำหรับโครงการ LNG และ โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากงบลงทุนขยายธุรกิจช่วง 5 ปี (ปี 2560-2564) ประมาณ 193,000 ล้านบาท จากงบประมาณทั้งหมดที่ 339,000 ล้านบาท

โครงการ LNG:

ปตท. มีแผนในการเติบโตธุรกิจ LNG Terminal เพื่อรองรับปริมาณการใช้ก๊าซฯ ในประเทศ โดยมีแผนการลงทุนระยะยาว มีการลงทุนขยายโครงการ LNG terminal ปัจจุบันเพื่อรองรับก๊าซฯ ได้รวม 10 ล้านตันต่อปี คาดว่าแล้วเสร็จในปี 2560 และจะมีการลงทุนโครงการก่อสร้าง LNG Terminal แห่งใหม่ที่รองรับความต้องการก๊าซฯ ในอนาคต ทั้งนี้ ปตท. มีการจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาวเพิ่มเติมจากสัญญา Qatargas ที่มีอยู่ภายในปี 2560 และปตท. มีแผนที่จะมี LNG contract ในสัญญาระยะยาวเป็นส่วนใหญ่ของแผนการนำเข้า LNG ทั้งหมด

โครงการ LNG Receiving Terminal 1 Phase 2 :

- ความก้าวหน้างานก่อสร้างโดยรวม 99.03% (ณ วันที่ 26 ธันวาคม 2559)
- ความสามารถในการแปรสภาพของเหลวเป็นก๊าซฯ ขนาดประมาณ 5 ล้านตันต่อปี (เพิ่มจาก 5 ล้านตันต่อปี ในระยะที่ 1 เป็น 10 ล้านตันต่อปี ในระยะที่ 2)
- กำหนดเริ่มซื้อขายเชิงพาณิชย์ (COD): ภายในครึ่งปีหลังของปี 2560

โครงการลงทุนใหม่ :**โครงการ LNG Receiving Terminal 1 Phase 2 Extension :**

- ที่ประชุมคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2559 มีมติให้ ปตท. ขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ของ Map Ta Phut LNG Terminal เพิ่มเติมอีก 1.5 ล้านตันต่อปี จาก 10 เป็น 11.5 ล้านตันต่อปี
- มีกำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2562

โครงการ LNG Receiving Terminal 2:

- ที่ประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559 มีมติให้ ปตท. ดำเนินการขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ที่ 7.5 ล้านตันต่อปี
- มีกำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2565

โครงการลงทุน LNG อื่นๆ : มติ กพช. เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2559 มอบหมายให้ ปตท. ไปศึกษาโครงการลงทุน LNG อื่นๆ เพิ่มเติม ให้แล้วเสร็จภายใน 1 ปีและนำกลับมาเสนอต่อ คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) และ กพช. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป ได้แก่

- โครงการ Myanmar-Thailand LNG Terminal
- โครงการ FSRU ในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศ (พื้นที่ อำเภोजะนะ จังหวัดสงขลา)
- โครงการ Onshore LNG Receiving Terminal 3

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ**โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันก๊าซฯ ในทะเล (Offshore Compressor)**

- ความคืบหน้า ณ เดือน ธันวาคม 2559 ~ 91.90%

โครงการท่อส่งก๊าซฯ นครราชสีมา

- Phase 1: การก่อสร้างวางท่อและสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ แล้วเสร็จเมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2559 ความยาวประมาณ 111 กม.
- ความคืบหน้า ณ เดือน ธันวาคม 2559 ~ 99.87%
- Phase 2: ผู้รับเหมาก่อสร้างอยู่ระหว่างจัดทำแผนการดำเนินงานและจัดเตรียมเอกสารสำหรับการจัดซื้อท่อฯ
- Expected COD: ปี 2561

โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ กลางทางบนระบบท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 4 (Midline Compressor)

- อยู่ระหว่างประกอบโครงเหล็กและขึ้นผนังอาคาร และติดตั้งอุปกรณ์
- ความคืบหน้า ณ เดือน ธันวาคม 2559 ~ 86.01%
- Expected COD: ปี 2560

ระบบท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5 จากระยองไปไทรน้อย – โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/ใต้

- นำเสนอรายงาน EIA ต่อ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) แล้ว เมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2559
- อยู่ระหว่างขั้นตอนการจัดหาผู้รับเหมาและการจัดหาท่อ

ระบบท่อส่งก๊าซฯ จากสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ราชบุรี – วังน้อยที่ 6 ไปยัง จ.ราชบุรี

- นำเสนอรายงาน EIA ต่อ สผ. แล้ว เมื่อวันที่ 6 ธันวาคม 2559
- อยู่ระหว่างการจัดหาผู้รับเหมา

โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ บนระบบท่อส่งก๊าซฯ วังน้อย – แก่งคอย

- EIA ผ่านความเห็นชอบจาก สผ. แล้ว เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2559
- การจัดหาบริษัทผู้รับเหมาแล้วเสร็จ คือ บริษัท Samsung Engineering

แผนงาน NGV

ปตท. มีนโยบายเน้นการขายก๊าซฯแบบ Wholesale และส่งเสริมภาคเอกชนในการลงทุนสถานีบริการ

สรุปแผนซ่อมบำรุงประจำปี 2560**โรงแยกก๊าซฯหน่วยที่ 5**

ลดกำลังการผลิตเพื่อซ่อมบำรุง ช่วง ก.ค. – ส.ค. 2560 (Shutdown 20 วัน และ Turn down 50% 9 วัน)

โรงแยกก๊าซฯหน่วยที่ 6

ลดกำลังการผลิตเพื่อซ่อมบำรุง ช่วงเดือน ส.ค. 2560 (รวม 15 วัน)

ธุรกิจน้ำมันและธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ

ปตท. ได้จัดสรรงบประมาณสำหรับธุรกิจน้ำมันและธุรกิจการค้าระหว่างประเทศจากงบลงทุนขยายธุรกิจช่วง 5 ปี (ปี 2560-2564) ประมาณ 41,000 ล้านบาท จากงบประมาณทั้งหมดที่ 339,000 ล้านบาท

ธุรกิจน้ำมัน

พัฒนาสถานีบริการน้ำมันและธุรกิจค้าปลีกภายในประเทศ

- ขยายสถานีบริการน้ำมันให้ครอบคลุมพื้นที่ทั่วประเทศ และพัฒนาสถานีบริการรูปแบบใหม่ (City/ Compact model) เพื่อให้เหมาะสมกับการขายเครือข่ายในพื้นที่เขตเมือง และถนนสายรองในต่างจังหวัด ซึ่งมีความต้องการของผู้บริโภค และเงื่อนไขทางธุรกิจที่แตกต่างไปจากสถานีบริการรูปแบบเดิมในปัจจุบัน โดยมีจำนวนสาขา รวมประมาณ 1,800 แห่ง ภายใน 5 ปี
- ขยายธุรกิจ Café Amazon ทั้งในและนอกสถานีบริการ จำนวนสาขา รวมประมาณ 2,700 แห่ง ภายใน 5 ปี พร้อมทั้งต่อยอดธุรกิจ Café Amazon ตั้งแต่ต้นน้ำจนถึงปลายน้ำโดยมีการลงทุนก่อสร้างโรงคั่วกาแฟ พัฒนาผลิตภัณฑ์ใหม่ๆ เช่น Coffee Drip ฟองผสมเครื่องดื่ม และ เบเกอรี่แห้ง รวมถึงการสร้างศูนย์กระจายสินค้า เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงาน
- บริหาร Retail brand port เช่น Texas chicken, อั่วเซ่งฮง ฯลฯ โดยขยายสาขาในพื้นที่ที่มีศักยภาพ และสรรหา Retail brand ใหม่ ๆ เข้ามาอย่างต่อเนื่อง ภายใต้แนวคิดที่ ปตท. เป็นเจ้าของแบรนด์เอง หรือ ปตท. ได้รับสิทธิเป็น Master Franchise



- ค่อยลดขีดความสามารถ และทักษะการบริหารพื้นที่ให้เข้าภายในสถานีบริการน้ำมัน สู่การบริหารพื้นที่ให้เช่านอกสถานีบริการ เช่น สนามบิน ฯลฯ จุดแวะพักระหว่างการเดินทาง (Rest Area) ตามแนวถนนทางหลวงที่จะก่อสร้างใหม่ จุดแวะพักรถขนส่งขนาดใหญ่ (Bus Terminal) และ โรงแรมราคาประหยัด (Budget Hotel)
- พัฒนาระบบจัดเก็บข้อมูลและวิเคราะห์เชิงลึก (Smart Analytics with Big Data) เพื่อใช้ในการวางแผนธุรกิจและสร้าง Business Model ใหม่ รวมทั้งสรรหา Partner ธุรกิจรายใหม่ เพื่อเพิ่มความหลากหลายและสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับผู้บริโภค
- สร้างจุดชาร์จแบตเตอรี่รถยนต์ EV ในสถานีบริการ เพิ่มขึ้นเป็น 20 แห่ง พร้อมทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางธุรกิจต่างๆ ตลอดทั้ง EV Value Chain

ขยายธุรกิจน้ำมันและธุรกิจค้าปลีกไปยังต่างประเทศ

- ขยายสถานีบริการน้ำมันในประเทศฟิลิปปินส์ กัมพูชา ลาว และเมียนมาร์ ให้มีจำนวนสาขา รวม ประมาณ 500 แห่ง ภายใน 5 ปี
- ขยายธุรกิจ Non-Oil ได้แก่ ร้านกาแฟ Café Amazon ด้วยรูปแบบ Master Franchise ในประเทศฟิลิปปินส์ กัมพูชา ลาว เมียนมาร์ และอื่นๆ ให้มี จำนวนสาขา รวมประมาณ 400 แห่ง ภายใน 5 ปี รวมถึง ร้านสะดวกซื้อ Jiffy ในประเทศลาว และกัมพูชา ให้มี จำนวนสาขา รวมประมาณ 160 แห่ง ภายใน 5 ปี
- ขยายการจำหน่ายผลิตภัณฑ์หล่อลื่น โดยเน้นตลาดประเทศจีนและอินเดีย ด้วยการทำ Global sourcing เพิ่มฐานการผลิตในต่างประเทศ และการสร้างการยอมรับจากผู้ผลิต OEM ต่างๆ ที่มีปริมาณความต้องการใช้สูง

ธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ

ปตท. มีแผนการขยายธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ ไปยังภูมิภาคฝั่งตะวันออกและฝั่งตะวันตกของโลก เพื่อเพิ่มความหลากหลายในการจัดหาพลังงานให้กับประเทศไทยและขยายเครือข่ายการค้าโดยการบริหารระบบโลจิสติกส์ โดยอาศัย บริษัท PTT International Trading London Ltd (PTTT LDN) เป็นกลไกในการขับเคลื่อน อาทิ การจัดหาวัตถุดิบจากทวีปอเมริกา และแอฟริกาตะวันตก การเช่าถังเก็บผลิตภัณฑ์ เป็นต้น

กลุ่มธุรกิจการกลั่นและปิโตรเคมี

ปตท. มีแผนการปรับโครงสร้างการถือหุ้นของกลุ่ม ปตท. ในส่วนที่เกี่ยวกับธุรกิจปิโตรเคมีสายโพรเพน และสายพลาสติกชีวภาพ รวมถึงธุรกิจบริการที่เกี่ยวข้องให้แก่ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ได้แก่

1. บริษัท เอ็ชเอ็มซี โพลีเมอส์ จำกัด (“HMC”)
2. บริษัท พีทีที อาซาฮี เคมิคอล จำกัด (“PTTAC”)
3. บริษัท พีทีที เอ็มซีซี ไซโอเคม จำกัด (“PTTMCC”)
4. บริษัท พีทีที โพลีเมอร์ มาร์เก็ตติ้ง จำกัด (“PTTPM”)
5. บริษัท พีทีที โพลีเมอร์ โลจิสติกส์ จำกัด (“PTTPL”)
6. บริษัท พีทีที เมนเทนแนนซ์ แอนด์ เอนจิเนียริง จำกัด (“PTTME”)

และโอนสิทธิในการดำเนินโครงการ PMMA รวมทั้งทรัพย์สินอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องตามที่ตกลง ภายหลังจากที่เงื่อนไขบังคับก่อน (Conditions Precedent : “CPs”) ทั้งหมดได้เสร็จสิ้น (หรือมีการสละสิทธิในเงื่อนไขบังคับก่อนใด ๆ)

14.2 ภาระการให้ความสนับสนุนทางการเงินแก่บริษัทในเครือ

ณ 31 ธันวาคม 2559 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	-	-	-
บริษัท พีทีที อาซาฮี เคมิคอล จำกัด (PTTAC)	เหรียญสหรัฐ	249.13 ²	161.36	-	-	87.77
บริษัท พีทีที เอ็มซีซี ปิโตรเคมี จำกัด (PTTMCC)	เหรียญสหรัฐ	31.50 ³	-	-	-	31.50
รวม	เหรียญสหรัฐ	297.54	161.36	-	-	136.18
	บาท	1,250.00	580.00	-	-	-
บริษัทในกลุ่ม ปตท.ที่ ปตท.ถือหุ้น 100%						
บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG)	บาท	35,777.00 ⁴	21,281.40	-	-	4,595.60
บริษัท ปตท.ธุรกิจค้าปลีก จำกัด (PTTRB)	บาท	3,057.81	2,795.47	-	-	-
บริษัท พีทีที เอนเนอร์ยี รีซอร์สเซส จำกัด (PTTER)	เหรียญสหรัฐ	1,753.10 ⁵	1,497.87	-	-	43.05
บริษัท พีทีที แทงค์ เทอร์มินัล จำกัด (PTT TANK)	บาท	1,540.00	120.00	-	-	-
PTT (Cambodia) Limited (PTTCL)	เหรียญสหรัฐ	11.50	11.50	-	-	-
PTT (Lao) Co. Ltd.	บาท	382.00	294.50	-	-	-
PTT Green Energy Pte Ltd. (PTTGE)	เหรียญสหรัฐ	159.43	13.19	-	-	-
PTT Regional Treasury Center Pte Ltd. (PTTRTC)	เหรียญสหรัฐ	200.00	100.00	-	-	-
PTT International Trading Pte Ltd. (PTTT)	เหรียญสหรัฐ	40.00 ⁶	-	-	-	40.00
รวม	เหรียญสหรัฐ	2,164.03	1,622.56	-	-	83.05
	บาท	40,756.81	24,491.37	-	-	4,595.60
รวม	เหรียญสหรัฐ	2,461.57	1,783.92			219.23
	บาท	42,006.81	25,071.37	-	-	4,595.60

/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 (Shareholders Loan) คิดเป็นวงเงินส่วนของ ปตท. รวมทั้งสิ้น 161.36 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และสัญญา Sponsors Support Agreement ลงวันที่ 26 พฤศจิกายน 2551 คิดเป็นวงเงินส่วนของ ปตท. 87.77 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

/3 ตามสัญญา Sponsor Support Agreement ระหว่าง ปตท. และบริษัท PTTMCC ลงวันที่ 26 กุมภาพันธ์ 2558 วงเงิน 31.5 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เพื่อใช้สนับสนุนการจัดหาเงินกู้จากธนาคารพาณิชย์ของบริษัท PTTMCC

/4 ตามสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้น (Shareholder Loan) ระหว่าง ปตท. และ PTTLNG ลงวันที่ 21 พฤศจิกายน 2556 สัญญาแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาเงินกู้ยืมเงินครั้งที่ 1 ลงวันที่ 9 เมษายน 2558 วงเงินกู้ 20,797 ล้านบาท เพื่อชำระคืนเงินกู้ตามสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้นฉบับเดิม และสัญญาเงินกู้ลงวันที่ 28 มีนาคม 2557 สัญญาแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาเงินกู้ยืมเงินครั้งที่ 1 ลงวันที่ 9 เมษายน 2558 วงเงินกู้ 14,980 ล้านบาท เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างและดำเนินโครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2

/5 ตามสัญญาเงินกู้จากผู้ถือหุ้น (Shareholder Loan) ระหว่าง ปตท. และบริษัท PTTER ลงวันที่ 4 กันยายน 2555 วงเงินกู้ 718.10 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เพื่อนำไปชำระคืนเงินกู้ตามสัญญาฉบับเดิมและเพื่อใช้เป็นดอกเบี้ยจากสัญญาเงินกู้ยืมเงินฉบับนี้ในช่วงที่ผู้กู้ยังไม่มียกจ่าย สัญญาเงินกู้ลงวันที่ 24 สิงหาคม 2555 วงเงิน 1,035 ล้านดอลลาร์

เหรียญสหรัฐ เพื่อนำไปใช้ซื้อหุ้น SAR ตามข้อเสนอซื้อหุ้นในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ค่าใช้จ่ายในการทำธุรกรรม และเพื่อใช้เป็นดอกเบี้ยจ่ายจากสัญญากู้ยืมเงินฉบับนี้

/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 2560-2564) เป็นเงินรวมประมาณ 338,849 ล้านบาท โดยมีสรุปรายละเอียดประมาณการใช้จ่ายรายปี ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

ธุรกิจ	2560	2561	2562	2563	2564	รวม
โครงสร้างพื้นฐาน	20,647	36,874	35,970	9,935	40,882	144,308
แผนร่วมทุนและการลงทุนในบริษัทลูกที่ถือหุ้นร้อยละ 100	47,265	51,975	14,313	13,944	7,551	135,048
ก๊าซธรรมชาติ	10,376	9,036	7,265	7,785	6,736	41,198
น้ำมันและการค้าระหว่างประเทศ	4,556	3,887	2,382	2,066	2,304	15,195
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	817	510	556	597	620	3,100
รวม	<u>83,661</u>	<u>102,282</u>	<u>60,486</u>	<u>34,327</u>	<u>58,093</u>	<u>338,849</u>

คณะกรรมการ ปตท. ได้มีมติอนุมัติแผนการลงทุนใน 5 ปี (ปี 2560-2564) ทั้งนี้ การลงทุนส่วนใหญ่ของ ปตท. เป็นการลงทุนในกลุ่มธุรกิจโครงสร้างพื้นฐาน และธุรกิจน้ำมันซึ่งเป็นธุรกิจหลักของ ปตท. โดยมีการลงทุนหลักได้แก่ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และพัฒนาสถานีบริการ การร่วมทุนและการลงทุนในบริษัทลูกที่ถือหุ้นร้อยละ 100 อาทิการลงทุนในการขยายความสามารถในการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เพื่อรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นในประเทศ

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. โดยความต้องการไฟฟ้ามีการขยายตัวที่ลดลงตาม



วิกฤติเศรษฐกิจที่ชะลอตัวลง ต่อมาคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 16 มิถุนายน 2555 มีมติเห็นชอบตามมติ กพข. ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (แผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) ซึ่งมีการปรับเปลี่ยนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไป 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
 - โครงการก่อสร้างแท่นพักท่อพอร์ฟี่ (PTT Riser Platform – PRP) โครงการแล้วเสร็จเมื่อต้นปี 2551
 - โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากแท่นพักท่อพอร์ฟี่ ต่อไปยังจังหวัดระยอง เป็นระยะทาง 418 กิโลเมตร ซึ่งก่อสร้างแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้เมื่อต้นปี 2550
 - โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากแหล่งอาทิตย์ไปยังแท่นพักท่อพอร์ฟี่ 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
- โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันของท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ทั้งในทะเลและบนบก เพื่อเพิ่มความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด ซึ่งหน่วยเพิ่มความดันของท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 บนบก ได้ก่อสร้างแล้วเสร็จ และ



เริ่มดำเนินการเมื่อต้นปี 2550 สำหรับหน่วยเพิ่มความดันของท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล คาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2559

- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 20 นิ้ว จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ของบริษัท TTM อำเภोजะนะ ไปยังโรงไฟฟ้าจะนะ อำเภोजะนะ จังหวัดสงขลา เป็นระยะประมาณ 8 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงสิ้นปี 2550
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 36 นิ้ว จากโรงไฟฟ้าวังน้อย (กฟผ.) อำเภोजังน้อย จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ไปยังโรงไฟฟ้าแก่งคอย อำเภोजังน้อย จังหวัดสระบุรี เป็นระยะประมาณ 72 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงปี 2549
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากจังหวัดระยอง ไปยังอำเภोजังน้อย จังหวัดสระบุรี (โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 4) เป็นระยะประมาณ 300 กิโลเมตร ทั้งนี้ ปตท. ได้เริ่มดำเนินการในส่วนของการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่เชื่อมระหว่าง LNG Receiving Terminal กับโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่จังหวัดระยอง ระยะทางประมาณ 13 กม. แล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติเมื่อเดือนกรกฎาคม 2554 สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลัก (ระยอง – แก่งคอย) ดำเนินโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงปลายปี 2558

โครงการในระยะที่ 3

- โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก เพื่อเพิ่มความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงกลางปี 2557
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 28 นิ้ว จากชายแดนไทยสหภาพพม่า ไปยังอำเภอทองผาภูมิ จังหวัดกาญจนบุรี เป็นระยะประมาณ 1 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงกลางปี 2557
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 28 นิ้ว จากอำเภोजังน้อย จังหวัดสระบุรี ไปยังจังหวัดนครราชสีมา เป็นระยะประมาณ 160 กิโลเมตร โดยโครงการนี้แบ่งการก่อสร้างออกเป็น 2 ระยะ โดยระยะที่ 1 เป็นการวางท่อจากอำเภोजังน้อย จังหวัดสระบุรี ไปอำเภोजังน้อย จังหวัดนครราชสีมา เป็นระยะทางประมาณ 112 กิโลเมตร ซึ่งในส่วนนี้โครงการดำเนินการแล้วเสร็จ (Mechanical completion) เมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2559 และได้เริ่มดำเนินการทดสอบระบบ (Commissioning) เมื่อวันที่ 16 มกราคม 2560 สำหรับระยะที่ 2 เป็นการวางท่อจากอำเภोजังน้อย จังหวัดนครราชสีมาไปบริเวณนิคมอุตสาหกรรมสุรนารี เป็นระยะทางประมาณ 48 กิโลเมตร โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2561
- โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 28 นิ้ว จากอำเภोजังน้อย จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ไปยังจังหวัดนครสวรรค์ เป็นระยะประมาณ 210 กิโลเมตร ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติในช่วงปลายปี 2558
- โครงการติดตั้งสถานีเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติกลางทางบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 4 (Onshore #4 Midline Compressor) เพื่อเพิ่มกำลังการส่งก๊าซธรรมชาติของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกเส้นที่ 4 คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปี 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 : โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดการ/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 2560
- 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 คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนมีมติเห็นชอบให้การส่งเสริมการลงทุนโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ไทรน้อย-โรงไฟฟ้าพระนครเหนือและเมื่อวันที่ 27 ธันวาคม 2547 มีมติเห็นชอบให้การส่งเสริมการลงทุนกับโครงการต่างๆ ตามแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังนี้

- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเลและบนบก
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล จากแหล่งเจดีเอ - แหล่งอาทิตย์
- โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันของท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ทั้งในทะเลและบนบก
- โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติวังน้อย - 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

- โครงการโรงแยกก๊าซฮีเทน (เห็นชอบเมื่อ 17 ตุลาคม 2548)
- โครงการโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 6 (เห็นชอบเมื่อ 1 กุมภาพันธ์ 2550)
- โครงการผลิตโรงไฟฟ้าระบบความร้อนร่วมเพื่อผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ สำหรับ โรงกลั่นน้ำมันบางจาก (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) ไปยังจังหวัดราชบุรี (เห็นชอบเมื่อวันที่ 31 ตุลาคม 2559)

14.4.2 โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/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 ทั้งนี้ โครงการนี้ได้มีการแบ่งขอบเขตของโครงการออกเป็น 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 ครม. มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2555 ซึ่งเห็นชอบแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว (พ.ศ. 2555 - 2573) รวมถึงเห็นชอบให้ดำเนินโครงการ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2 (โครงการ Map Ta Phut LNG Terminal ระยะที่ 2) โดยมอบหมายให้บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด เป็นผู้ดำเนินโครงการ โดยโครงการในระยะที่ 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 จะถึงกักเก็บ LNG ขนาด 160,000 ลบ.เมตร รวม 4 ถัง) และ หน่วยแปรสภาพ LNG จากของเหลวเป็นก๊าซ ที่มีกำลังการแปรสภาพ 5 ล้านตันต่อปี (เมื่อรวมระยะที่ 1 และ ระยะที่ 2 จะความสามารถในการแปรสภาพ LNG รวมที่ 10 ล้านตันต่อปี) กำหนดแล้วเสร็จและเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2560

เมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2559 ครม. มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2559 ซึ่ง กพช. มีมติเห็นชอบให้ดำเนินโครงการ ในส่วนของโครงการลงทุนในส่วนที่ 2 โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหา/นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Facilities) ตามแผนระบบปรับปรุงและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง โดยมอบหมายให้ ปตท. หรือ บริษัทในกลุ่ม ปตท. ที่ ปตท. มอบหมาย เป็นผู้ดำเนินโครงการ จำนวน 2 โครงการ ซึ่งประกอบไปด้วย

- โครงการขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ของ Map Ta Phut LNG Terminal เพิ่มเติมอีก 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 กพช. มอบหมายให้ ปตท. ดำเนินการก่อสร้างเพื่อเตรียมความพร้อมของฐานรากทั้งหมดให้มีความพร้อมที่จะสามารถขยายกำลังการแปรสภาพ LNG จากของเหลวเป็นก๊าซเพิ่มได้อีก 2.5 ล้านตัน (รวมกำลังการแปรสภาพ LNG สูงสุดเป็น 7.5 ล้านตัน/ปี) เพื่อรองรับความเสี่ยงของการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ

อนึ่ง เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2559 คณะกรรมการ ปตท. มีมติอนุมัติให้ดำเนิน โครงการขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ของ Map Ta Phut LNG Terminal เพิ่มเติมอีก 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 เป็นผู้ดำเนินโครงการ ต่อมาเมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559 ที่ประชุม กพช. มีมติเห็นชอบให้ทบทวนประมาณการความต้องการการใช้ก๊าซธรรมชาติตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 - 2579 (แผน Gas Plan 2015) พร้อมเห็นชอบขยายให้ดำเนินการขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ของโครงการ LNG Receiving Terminal แห่งใหม่ จ.ระยอง [T-2] ที่มอบหมายให้ ปตท. ดำเนินโครงการ ให้สามารถรองรับการนำเข้า LNG สูงสุดเพิ่มขึ้นจาก 5 ล้านตันต่อปี เป็น 7.5 ล้านตันต่อปี กำหนดแล้วเสร็จในปี 2565