

ส่วนที่ 3

ฐานะการเงินและผลการดำเนินงาน

13. ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

สรุปรายงานการสอบบัญชี

สรุปรายงานของผู้สอบบัญชีจากงบการเงินรวมและข้อมูลทางการเงินรวมระหว่างกาลสามารถสรุปได้ดังนี้

งบการเงิน / ข้อมูลทางการเงิน	ผู้สอบบัญชีรับอนุญาต / ความเห็นหรือข้อสรุปของผู้สอบบัญชี
งบการเงินรวม สำหรับปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2562 (ตรวจสอบแล้ว)	นายสมชาย จิณโณวาท บริษัท ไพรัชวอเตอร์เฮาส์คูเปอร์ส เอบีเอส จำกัด ผู้สอบบัญชีให้ความเห็นอย่างไม่มีเงื่อนไขไว้ในรายงานของผู้สอบบัญชีว่า งบการเงินรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (กลุ่มกิจการ) ได้แสดงฐานะทางการเงินรวมของกลุ่มกิจการของบริษัทฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 และผลการดำเนินการรวมและกระแสเงินสดรวมสำหรับปีสิ้นสุดวันเดียวกันโดยถูกต้องตามที่ควรในสาระสำคัญตามมาตรฐานการรายงานทางการเงิน

ตารางแสดงงบการเงินรวมและอัตราส่วนทางการเงิน ของ บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย ประจำปี 2560-2562

บริษัท กอล์ฟ เอ็นเนอร์จี้ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด

งบแสดงฐานะการเงินรวม

ณ วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2562 พ.ศ. 2561 และ พ.ศ. 2560

	พ.ศ. 2562	%	พ.ศ. 2561	%	พ.ศ. 2560	%
	ล้านบาท		ล้านบาท		ล้านบาท	
สินทรัพย์						
สินทรัพย์หมุนเวียน						
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	14,389.8	10.7%	16,698.5	13.5%	20,222.2	20.1%
เงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน	420.3	0.3%	2,095.1	1.7%	90.0	0.1%
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงินที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	2.8	0.0%	0.3	0.0%	3.6	0.0%
ลูกหนี้การค้า สุทธิ	5,199.0	3.9%	3,512.1	2.8%	1,659.5	1.6%
ลูกหนี้อื่น	6.1	0.0%	4.0	0.0%	0.2	0.0%
ค่าใช้จ่ายจ่ายล่วงหน้า	123.0	0.1%	117.9	0.1%	118.0	0.1%
เงินจ่ายล่วงหน้าตามสัญญาบริการที่ถึงกำหนดภายในหนึ่งปี	464.3	0.3%	352.3	0.3%	98.8	0.1%
วัสดุสำรองคลัง	156.9	0.1%	49.7	0.0%	0.9	0.0%
เงินลงทุนเพื่อขายส่วนที่คาดว่าจะจำหน่ายภายในหนึ่งปี	12.4	0.0%	34.1	0.0%	822.8	0.8%
ภาษีมูลค่าเพิ่มรอเรียกคืน	1,302.3	1.0%	2,576.9	2.1%	1,764.4	1.8%
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	339.9	0.3%	424.7	0.3%	163.4	0.2%
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	22,416.9	16.7%	25,865.6	20.9%	24,943.8	24.8%
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน						
เงินจ่ายล่วงหน้าค่าน้ำ	-	0.0%	178.7	0.1%	-	0.0%
เงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน	-	0.0%	-	0.0%	87.0	0.1%
สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน	1.2	0.0%	122.4	0.1%	0.0	0.0%
ค่าใช้จ่ายจ่ายล่วงหน้า	61.3	0.0%	39.5	0.0%	9.4	0.0%
ภาษีมูลค่าเพิ่มรอเรียกคืน	-	0.0%	4.8	0.0%	9.7	0.0%
เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	2,324.1	1.7%	-	0.0%	37.5	0.0%
ดอกเบี้ยค้างรับจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	0.0%	-	0.0%	0.5	0.0%
เงินลงทุนเพื่อขาย	2,102.9	1.6%	1,594.6	1.3%	1,985.0	2.0%
เงินลงทุนในบริษัทร่วม	20,865.5	15.5%	19,940.4	16.1%	20,435.6	20.3%
เงินลงทุนในกิจการร่วมค้า	381.7	0.3%	1,718.5	1.4%	3.0	0.0%
เงินมัดจำค่าที่ดิน	5.0	0.0%	5.0	0.0%	5.0	0.0%
เงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับที่ดินและการก่อสร้างโรงไฟฟ้า	3,069.9	2.3%	5,417.5	4.4%	1,817.8	1.8%
เงินจ่ายล่วงหน้าตามสัญญาบริการ	165.8	0.1%	230.5	0.2%	190.1	0.2%
อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน สุทธิ	97.6	0.1%	97.6	0.1%	97.6	0.1%
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สุทธิ	80,960.7	60.3%	67,664.2	54.7%	50,547.1	50.2%
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน สุทธิ	1,003.4	0.7%	27.4	0.0%	22.4	0.0%
ค่าความนิยม	109.1	0.1%	-	0.0%	-	0.0%
ค่าธรรมเนียมในการจัดหาเงินกู้ยืมรอตัดบัญชี	312.4	0.2%	400.2	0.3%	129.3	0.1%
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	374.3	0.3%	349.5	0.3%	320.2	0.3%
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	25.7	0.0%	12.2	0.0%	10.9	0.0%
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	111,860.7	83.3%	97,803.1	79.1%	75,708.1	75.2%
รวมสินทรัพย์	134,277.5	100.0%	123,668.6	100.0%	100,651.9	100.0%

บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด

งบแสดงฐานะการเงินรวม

ณ วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2562 พ.ศ. 2561 และ พ.ศ. 2560

	พ.ศ. 2562	%	พ.ศ. 2561	%	พ.ศ. 2560	%
	ล้านบาท		ล้านบาท		ล้านบาท	
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น						
หนี้สินหมุนเวียน						
เจ้าหนี้การค้า	1,689.1	1.3%	1,177.6	1.0%	504.9	0.5%
เจ้าหนี้อื่น	633.4	0.5%	405.4	0.3%	285.8	0.3%
เจ้าหนี้กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	1.7	0.0%	1.4	0.0%	6.3	0.0%
เจ้าหนี้ค้ำประกัน	-	0.0%	95.8	0.1%	-	0.0%
เจ้าหนี้ค้ำประกันก่อสร้างโรงไฟฟ้า	2,772.6	2.1%	5,504.0	4.5%	2,206.7	2.2%
ดอกเบี้ยค้างจ่าย	237.7	0.2%	212.4	0.2%	56.3	0.1%
เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	68.0	0.1%	880.0	0.7%	572.0	0.6%
เงินกู้ยืมระยะสั้นจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	324.9	0.2%	324.9	0.3%	-	0.0%
เงินประกันผลงานค้างจ่าย	0.3	0.0%	17.3	0.0%	-	0.0%
เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี สุทธิ	2,821.2	2.1%	2,452.9	2.0%	2,460.2	2.4%
หุ้นกู้ที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี สุทธิ	-	0.0%	5,991.4	4.8%	-	0.0%
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	67.3	0.1%	26.2	0.0%	60.0	0.1%
ตัวแลกเปลี่ยนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	845.7	0.6%	934.9	0.8%	747.0	0.7%
ภาษีเงินได้นิติบุคคลค้างจ่าย	9.4	0.0%	0.2	0.0%	-	0.0%
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	337.6	0.3%	383.8	0.3%	147.7	0.1%
รวมหนี้สินหมุนเวียน	9,808.9	7.3%	18,408.3	14.9%	7,047.0	7.0%
หนี้สินไม่หมุนเวียน						
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	409.5	0.3%	3.7	0.0%	7.0	0.0%
เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน สุทธิ	66,452.7	49.5%	59,882.5	48.4%	47,914.0	47.6%
หุ้นกู้ สุทธิ	7,493.9	5.6%	-	0.0%	5,983.5	5.9%
เงินประกันผลงานค้างจ่าย	-	0.0%	31.6	0.0%	48.0	0.0%
ประมาณการหนี้สินค่ารั่วถอน	673.6	0.5%	407.3	0.3%	203.1	0.2%
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	191.6	0.1%	0.1	0.0%	0.1	0.0%
ภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน	207.2	0.2%	147.0	0.1%	101.0	0.1%
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	75,428.7	56.2%	60,472.1	48.9%	54,256.7	53.9%
รวมหนี้สิน	85,237.6	63.5%	78,880.4	63.8%	61,303.7	60.9%

บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด

งบแสดงฐานะการเงินรวม

ณ วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2562 พ.ศ. 2561 และ พ.ศ. 2560

	พ.ศ. 2562	%	พ.ศ. 2561	%	พ.ศ. 2560	%
	ล้านบาท		ล้านบาท		ล้านบาท	
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น (ต่อ)						
ส่วนของผู้ถือหุ้น						
ทุนเรือนหุ้น						
ทุนจดทะเบียน						
หุ้นสามัญจำนวน 2,133,300,000 หุ้น						
มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5 บาท	10,666.5		10,666.5		10,666.5	
ทุนที่ออกและชำระแล้ว						
หุ้นสามัญ 2,133,300,000 หุ้น มูลค่าที่ได้รับชำระแล้วหุ้นละ 5 บาท	10,666.5	7.9%	10,666.5	8.6%	10,666.5	10.6%
ส่วนเกินมูลค่าหุ้นสามัญ	20,889.3	15.6%	20,889.3	16.9%	20,889.3	20.8%
ส่วนเกินจากการรวมธุรกิจภายใต้การควบคุมเดียวกัน	(316.2)	-0.2%	(316.2)	-0.3%	(316.2)	-0.3%
ส่วนเกินจากการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทย่อย	1,489.8	1.1%	1,489.8	1.2%	1,432.4	1.4%
กำไรสะสมที่จัดสรรแล้ว - สรรองตามกฎหมาย	403.8	0.3%	248.8	0.2%	86.5	0.1%
กำไร (ขาดทุน) สะสมที่ยังไม่ได้จัดสรร	6,084.3	4.5%	3,923.9	3.2%	1,935.0	1.9%
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	(790.3)	-0.6%	(365.1)	-0.3%	(128.7)	-0.1%
รวมส่วนของผู้เป็นเจ้าของของบริษัทใหญ่	38,427.1	28.6%	36,536.9	29.5%	34,564.8	34.3%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	10,612.8	7.9%	8,251.3	6.7%	4,783.4	4.8%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	49,039.9	36.5%	44,788.2	36.2%	39,348.2	39.1%
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	134,277.5	100.0%	123,668.7	100.0%	100,651.9	100.0%

บริษัท กอล์ฟ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด

งบกำไรขาดทุนรวม

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2562 พ.ศ. 2561 และ พ.ศ. 2560

	พ.ศ. 2562	%	พ.ศ. 2561	%	พ.ศ. 2560	%
	ล้านบาท		ล้านบาท		ล้านบาท	
รายได้จากการขาย	29,721.1	98.9%	16,881.1	98.3%	4,078.4	93.7%
รายได้ค่าบริการจัดการ	318.6	1.1%	300.0	1.7%	272.0	6.3%
ต้นทุนจากการขาย	(22,631.1)	-75.3%	(12,515.8)	-72.8%	(3,096.9)	-71.2%
ต้นทุนค่าบริการจัดการ	(160.0)	-0.5%	(165.0)	-1.0%	(189.3)	-4.4%
กำไรขั้นต้น	7,248.6	24.1%	4,500.4	26.2%	1,064.2	24.5%
รายได้อื่น	14.3	0.0%	9.4	0.1%	42.8	1.0%
ดอกเบี้ยรับ	188.9	0.6%	181.2	1.1%	44.7	1.0%
เงินปันผลรับ	100.5	0.3%	107.2	0.6%	109.4	2.5%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	1,003.5	3.3%	134.8	0.8%	994.9	22.9%
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	(1,713.1)	-5.7%	(1,489.6)	-8.7%	(957.4)	-22.0%
ต้นทุนทางการเงิน	(2,895.7)	-9.6%	(1,938.3)	-11.3%	(1,427.7)	-32.8%
ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	3,205.4	10.7%	2,615.5	15.2%	3,981.7	91.5%
กำไร (ขาดทุน) ก่อนภาษีเงินได้	7,152.4	23.8%	4,120.6	24.0%	3,852.6	88.6%
ผลประโยชน์ (ค่าใช้จ่าย) ภาษีเงินได้	13.7	0.0%	20.6	0.1%	54.3	1.2%
กำไร (ขาดทุน) สำหรับปี	7,166.1	23.9%	4,141.2	24.1%	3,906.9	89.8%
การแบ่งปันกำไร (ขาดทุน)						
ส่วนที่เป็นของผู้เป็นเจ้าของบริษัทใหญ่	4,886.6	16.3%	3,028.1	17.6%	3,451.4	79.3%
ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	2,279.5	7.6%	1,113.1	6.5%	455.5	10.5%
	7,166.1	23.9%	4,141.2	24.1%	3,906.9	89.8%
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นส่วนที่เป็นของผู้เป็นเจ้าของบริษัทใหญ่						
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นชั้นพื้นฐาน	2.29		1.42		3.18	
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นปรับลด	2.29		1.42		1.62	

บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด
งบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จรวม
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2562 พ.ศ. 2561 และ พ.ศ. 2560

	พ.ศ. 2562 ล้านบาท	พ.ศ. 2561 ล้านบาท	พ.ศ. 2560 ล้านบาท
กำไร (ขาดทุน) สำหรับปี	7,166.1	4,141.2	3,906.9
กำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จอื่น สุทธิจากภาษี			
รายการที่จะจัดประเภทรายการใหม่ไปยังกำไรหรือขาดทุนในภายหลัง			
ขาดทุนจากการประมาณการผลประโยชน์พนักงาน			
ตามหลักคณิตศาสตร์ประกันภัย	(8.1)	(27.9)	(20.7)
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จอื่น			
ของบริษัทร่วมโดยวิธีส่วนได้เสีย	8.4	(6.3)	1.7
รายการที่จะจัดประเภทรายการใหม่ไปยังกำไรหรือขาดทุน			
ในภายหลัง สุทธิจากภาษีเงินได้นิติบุคคล			
การเปลี่ยนแปลงมูลค่าเงินลงทุนเพื่อขาย	108.2	(333.9)	33.4
การปรับปรุงการจัดประเภทรายการใหม่เข้ากำไรขาดทุน			
ของเงินลงทุนเพื่อขาย	(0.3)	(6.0)	(18.4)
การเปลี่ยนแปลงมูลค่าการป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด	(585.7)	66.9	12.6
การปรับปรุงการจัดประเภทรายการใหม่เข้ากำไรขาดทุน			
ของการป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด	20.7	90.3	142.5
ผลต่างของอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่างบการเงิน	(96.5)	(6.4)	0.1
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จอื่นของบริษัทร่วมโดยวิธีส่วนได้เสีย	(43.7)	0.0	6.5
กำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จอื่นสำหรับปี สุทธิจากภาษี	(596.8)	(223.3)	157.7
กำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี	6,569.3	3,917.9	4,064.6
การแบ่งปันกำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จรวม			
ส่วนที่เป็นของผู้เป็นเจ้าของบริษัทใหญ่	4,450.1	2,768.1	3,530.1
ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	2,119.2	1,149.7	534.5
	6,569.3	3,917.9	4,064.6

บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด

งบกระแสเงินสดรวม

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2562 พ.ศ. 2561 และ พ.ศ. 2560

	พ.ศ. 2562 ล้านบาท	พ.ศ. 2561 ล้านบาท	พ.ศ. 2560 ล้านบาท
กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน			
กำไรก่อนผลประโยชน์(ค่าใช้จ่าย)ก่อนภาษีเงินได้นิติบุคคล	7,152.4	4,120.6	3,852.6
ปรับกระทบกำไรก่อนภาษีเงินได้เป็นเงินสดได้มาจาก (ใช้ไป) จากการดำเนินงาน			
- ต้นทุนทางการเงิน	2,895.7	1,938.3	1,427.7
- ดอกเบี้ยรับ	(188.9)	(181.2)	(44.7)
- เงินปันผลรับ	(100.5)	(107.2)	(109.4)
- ขาดทุนทางบัญชีที่เกิดจากการรวมธุรกิจ	82.0	-	-
- (กำไร) ขาดทุนจากการขายบริษัทย่อย	-	-	(0.1)
- กำไรจากการขายเงินลงทุนเมื่อขาย	(0.3)	(6.4)	(23.0)
- ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์	-	-	33.2
- ขาดทุนจากจำหน่ายและตัดจำหน่ายสินทรัพย์	0.057	-	-
- ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	2,433.9	1,391.7	370.5
- ค่าใช้จ่ายผลประโยชน์พนักงาน	55.0	23.5	12.1
- ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	(3,205.4)	(2,615.5)	(3,981.7)
- (กำไร) ขาดทุนสุทธิจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	(1,009.9)	(25.1)	(869.6)
กระแสเงินสดก่อนการเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	8,114.0	4,538.6	667.5
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน(ไม่รวมผลกระทบจาก การซื้อและการจำหน่ายบริษัทย่อย)			
- ลูกหนี้การค้า	(1,634.3)	(1,852.5)	(1,658.6)
- ลูกหนี้การค้ากิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	-	35.0
- ลูกหนี้อื่น	2.6	(3.8)	1.4
- ค่าใช้จ่ายจ่ายล่วงหน้า	(25.9)	(30.0)	1.3
- วัสดุสำรองคลัง	(106.9)	(48.8)	(0.9)
- ภาษีมูลค่าเพิ่ม	1,369.9	(807.6)	(586.6)
- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	147.2	(234.2)	22.8
- เงินจ่ายล่วงหน้าตามสัญญาบริการ	(47.3)	(293.9)	(195.9)
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	3.3	(1.3)	(1.6)
- เจ้าหนี้การค้า	511.5	672.7	504.9
- เจ้าหนี้อื่น	210.9	86.3	221.9
- เจ้าหนี้กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	0.3	(5.0)	6.2
- ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	(424.1)	187.9	244.8
- ภาษีเงินได้นิติบุคคลค้างจ่าย	(0.013)	-	-
- หนี้สินหมุนเวียนอื่น	(46.2)	236.1	81.7
- จ่ายภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน	(8.0)	(12.4)	-
- รับชำระภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงานจากการโอนพนักงาน	3.2		
เงินสดได้มาจาก(ใช้ไป)กิจกรรมดำเนินงาน	8,070.1	2,432.1	(656.0)
- จ่ายภาษีเงินได้	(31.1)	(30.4)	(60.7)
- รับคืนภาษีเงินได้หัก ณ ที่จ่าย	9.4		
เงินสดสุทธิได้มาจาก(ใช้ไป)กิจกรรมดำเนินงาน	8,048.4	2,401.7	(716.7)

บริษัท กอล์ฟ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด

งบกระแสเงินสดรวม

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2562 พ.ศ. 2561 และ พ.ศ. 2560

	พ.ศ. 2562 ล้านบาท	พ.ศ. 2561 ล้านบาท	พ.ศ. 2560 ล้านบาท
กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน			
เงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน	1,674.8	(1,918.1)	-
เงินสดจ่ายเงินลงทุนระยะสั้น	(2,000.0)	(7,000.0)	-
เงินสดรับเงินลงทุนระยะสั้น	2,000.0	7,000.0	-
ดอกเบี้ยรับ	189.1	185.1	46.7
เงินปันผลรับ	2,337.1	3,225.2	2,168.3
เงินสดจ่ายสำหรับเงินลงทุนเพื่อขาย	(400.3)	-	(6,686.6)
เงินสดรับจากเงินลงทุนเพื่อขาย	22.0	845.5	7,069.6
เงินสดจ่ายชำระค่าหุ้น	(49.7)	-	-
เงินสดจ่ายล่วงหน้าค่าหุ้น	-	(178.7)	-
เงินสดจ่ายชำระค่าหุ้นเพิ่มทุนในกิจการร่วมค้า	(27.1)	(1,672.5)	(5.9)
เงินสดจ่ายล่วงหน้าแก่บริษัทย่อย	-	-	(0.2)
เงินสดจ่ายเงินให้กู้ยืมแก่กิจการร่วมค้า	(2,403.3)	-	(37.5)
เงินสดรับจากเงินจ่ายล่วงหน้าแก่บริษัทย่อย	-	-	0.9
เงินสดรับจากเงินให้กู้ยืมระยะสั้นแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	37.5	39.6
เงินสดจ่ายจากการรวมธุรกิจที่ดำเนินการสำเร็จจากการทยอยซื้อ	(265.8)	-	-
เงินสดจ่ายจากการสูญเสียการควบคุมในบริษัทย่อย สุทธิ	-	-	(0.7)
เงินสดจ่ายล่วงหน้าสำหรับที่ดินและการก่อสร้างโรงไฟฟ้า	(236.0)	(6,341.2)	(1,390.1)
เงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	(12,504.9)	(11,029.3)	(16,099.3)
เงินสดรับจากการจำหน่ายที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	0.001	-	-
เงินสดจ่ายต้นทุนการกู้ยืมที่รวมอยู่ในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	(830.3)	(1,178.0)	(1,517.2)
เงินสดจ่ายเงินประกันผลงาน	(53.0)	(27.9)	-
เงินสดจ่ายเพื่อซื้อสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	(25.2)	(9.4)	(9.4)
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(12,572.6)	(18,061.9)	(16,421.7)

บริษัท กอล์ฟ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด

งบกระแสเงินสดรวม

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2562 พ.ศ. 2561 และ พ.ศ. 2560

	พ.ศ. 2562 ล้านบาท	พ.ศ. 2561 ล้านบาท	พ.ศ. 2560 ล้านบาท
กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงิน			
เงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน	-	-	(4.5)
เงินสดรับจากการออกหุ้นกู้	7,500.0	-	-
เงินสดจ่ายจากการออกหุ้นกู้	(6,000.0)	-	(7,000.0)
เงินสดรับจากเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	2,932.0	1,930.0	7,887.0
เงินสดจ่ายจากเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	(3,744.0)	(1,622.0)	(7,315.0)
เงินสดรับจากเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน	11,197.2	18,142.9	17,447.0
เงินสดจ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน	(4,282.8)	(5,974.5)	(686.9)
เงินสดรับจากเงินกู้ยืมระยะสั้น	-	924.9	220.5
เงินสดจ่ายชำระหนี้เงินกู้ยืมระยะสั้น	-	(600.0)	(499.8)
เงินปันผลจ่าย	(2,559.9)	(853.3)	-
ดอกเบี้ยจ่าย	(2,648.3)	(1,554.1)	(924.2)
เงินสดรับจากการออกตั๋วแลกเงิน	-	-	14,554.0
เงินสดจ่ายสำหรับตั๋วแลกเงิน	-	-	(20,200.0)
เงินสดจ่ายค่าธรรมเนียมการค้าประกันหุ้นกู้	(7.5)	(72.6)	-
เงินสดจ่ายสำหรับต้นทุนทางการเงินอื่นๆ	(155.5)	(96.9)	(403.7)
เงินสดจ่ายค่าธรรมเนียมทางการเงิน	(49.0)	(463.5)	(22.5)
เงินสดรับจากการเพิ่มทุนและเรียกชำระค่าหุ้นเพิ่มเติม	1,153.5	2,712.2	31,944.1
เงินสดจ่ายค่าใช้จ่ายในการออกหุ้นเพิ่มทุน	-	-	(398.9)
เงินปันผลจ่ายของบริษัทย่อยให้แก่ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(1,115.2)	(336.7)	(0.2)
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน	2,220.5	12,136.3	34,597.0
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นสุทธิ	(2,303.7)	(3,523.9)	17,458.6
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นปี	16,698.5	20,222.2	2,765.6
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนของเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	(5.0)	0.2	(2.0)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายปี	14,389.8	16,698.5	20,222.2

บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด

งบกระแสเงินสดรวม

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2562 พ.ศ. 2561 และ พ.ศ. 2560

	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2561	พ.ศ. 2560
	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท
รายการที่ไม่ใช่เงินสด			
รายการที่ไม่ใช่เงินสดที่มีสาระสำคัญสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			
ประกอบด้วย			
การเพิ่มขึ้นของค่าธรรมเนียมในการจัดหาเงินกู้ยืมรอดัดบัญชีค้างจ่าย	-	33.4	-
การเพิ่มขึ้นของงานระหว่างก่อสร้างที่เกิดจากค่าก่อสร้างจ่ายล่วงหน้า	2,633.7	2,741.6	2,418.6
การเพิ่มขึ้นของที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์จากเจ้าหนี้	2,772.5	5,504.0	2,207.8
การเพิ่มขึ้นของสินทรัพย์จากเจ้าหนี้อื่น	15.3	-	-
การเพิ่มขึ้นของงานระหว่างก่อสร้างจากเงินประกันผลงาน	0.3	48.8	48.0
การเพิ่มขึ้นของเงินกู้ยืมจากการขายบริษัทย่อย	-	-	-
การเพิ่มขึ้นของอสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุนจากการโอนเปลี่ยนประเภทที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	-	-	-
การเพิ่มขึ้นของสินทรัพย์จากประมาณการหนี้สินค้ำรถถอน	251.2	195.3	200.3
การเพิ่มขึ้นของงานระหว่างก่อสร้างจากการตัดจำหน่ายค่าธรรมเนียมทางการเงินรอดัดบัญชี	15.7	34.1	16.3
ค่าใช้จ่ายในการออกหุ้นสามัญค้างจ่าย	-	-	43.8
เจ้าหนี้ค่าน้ำ	-	95.8	-
การรวมธุรกิจที่ดำเนินการสำเร็จจากการทยอยซื้อ			
จากเงินจ่ายล่วงหน้าค่าน้ำ	178.7	-	-
การรวมธุรกิจที่ดำเนินการสำเร็จจากการทยอยซื้อค้างจ่าย	46.1	-	-
การเพิ่มขึ้นของสินทรัพย์ที่เกิดจากการรวมธุรกิจ			
ที่ดำเนินการสำเร็จจากการทยอยซื้อ	3,230.9	-	-

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญของบริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (มหาชน)

อัตราส่วนทางการเงิน	สำหรับปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม		
	2562	2561	2560
อัตราส่วนสภาพคล่อง (Liquidity Ratio)			
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า).....	2.29	1.41	3.54
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า).....	2.00	1.10	3.11
อัตราส่วนสภาพคล่องกระแสเงินสด (เท่า).....	0.57	0.19	(0.08)
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า (เท่า).....	6.90	6.64	5.13
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย (วัน).....	52.20	54.18	70.15
อัตราส่วนหมุนเวียนสินค้าคงเหลือ (เท่า).....	-	-	-
ระยะเวลาขายสินค้าเฉลี่ย (วัน).....	-	-	-
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้การค้า (เท่า).....	15.90	15.07	13.02
ระยะเวลาชำระหนี้ (วัน).....	22.64	23.88	27.66
วงจรเงินสด (Cash Cycle) (วัน).....	29.56	30.30	42.49
อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไร (Profitability Ratio)			
อัตรากำไรขั้นต้น (ร้อยละ).....	24.13	26.19	24.46
อัตรากำไรจากการดำเนินงาน (ร้อยละ).....	18.43	17.52	2.46
อัตรากำไร (ขาดทุน) อื่น (ร้อยละ).....	13.06	15.07	54.32
อัตราส่วนเงินสดต่อการหากำไร (ร้อยละ).....	145.40	79.77	-
อัตราส่วนกำไรสุทธิ (ร้อยละ) ⁽¹⁾	21.36	20.61	45.81
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น (ร้อยละ).....	15.27	9.84	18.12
อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน (Efficiency Ratio)			
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ (ร้อยละ).....	5.56	3.69	4.87
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร (ร้อยละ).....	12.83	9.36	10.63
อัตราการใช้หมุนของสินทรัพย์ (เท่า).....	0.27	0.18	0.12
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (Financial Policy Ratio)			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า).....	1.74	1.76	1.56
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย (เท่า).....	4.05	2.56	0.29
อัตราส่วนความสามารถชำระภาระผูกพัน (Cash basis) (เท่า).....	0.23	0.08	(0.01)
อัตราส่วนความสามารถชำระภาระผูกพัน (DSCR) (เท่า) ⁽³⁾	1.31	0.75	0.10
อัตราส่วนการจ่ายเงินปันผลต่อกำไรสุทธิ (ร้อยละ).....	52.39	28.18	-
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Interest Bearing Debt) (เท่า) ⁽²⁾	1.57	1.55	1.45
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ (เท่า) ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	1.25	1.12	0.93

อัตราส่วนทางการเงิน	สำหรับปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม		
	2562	2561	2560
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อกำไรก่อนดอกเบี้ยจ่าย ภาษีเงินได้ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย (Net debt to EBITDA ratio) (เท่า).....	6.14	8.21	8.79
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยที่ครบกำหนดชำระภายใน 1 ปีต่อหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยทั้งหมด (เท่า).....	0.04	0.14	0.05
อัตราส่วนเงินกู้ยืมต่อสภาพทางการเงินต่อหนี้สินรวม (เท่า).....	0.81	0.80	0.83

หมายเหตุ:

- (1) อัตราส่วนกำไรสุทธิ คำนวณจากกำไรสุทธิสำหรับปี หารด้วยผลรวมของ (ก) รายได้จากการขาย (ข) รายได้ค่าบริการจัดการ (ค) รายได้อื่น ดอกเบี้ยรับ เงินปันผลรับ และ (ง) ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า
- (2) อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Interest Bearing Debt) คำนวณจาก ผลรวมของ (ก) เงินกู้ยืมระยะสั้น (ข) เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน (ค) เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี สุทธิ (ง) ตัวแลกเปลี่ยนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี (จ) หนี้กู้ที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี (ฉ) เงินกู้ยืมระยะยาว (ช) หนี้กู้ สุทธิ (ซ) เงินกู้ยืมระยะยาวจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน (ฌ) เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน สุทธิ และ (ญ) ตัวแลกเปลี่ยน สุทธิ หารด้วย ส่วนของเจ้าของรวม
- (3) อัตราส่วนความสามารถในการชำระภาระผูกพัน (DSCR) คำนวณจาก ผลรวมของ 1) กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน 2) เงินสดรับจากเงินปันผล หารด้วยผลรวมของ 1) จ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมระยะสั้นสุทธิ 2) จ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาว 3) ดอกเบี้ยจ่าย 4) จ่ายค่าธรรมเนียมและต้นทุนทางการเงินต่าง ๆ (ทั้งนี้ภายหลังจากบริษัทฯ ได้รับเงินจาก IPO แล้ว บริษัทฯ มีการชำระคืนเงินกู้ยืมของบริษัทฯ จำนวนเงินต้น 10,200 ล้านบาท ในปี 2560 และชำระเงินกู้ของบริษัทย่อย GSRC และ GPD เป็นจำนวนเงินต้น 2,283 ล้านบาทในปี 2561 และนอกจากนี้ บริษัทฯได้ชำระคืนเงินกู้ระยะยาวก่อนกำหนดแก่เจ้าหนี้เพื่อปรับสัดส่วนเงินกู้ยืมและส่วนของผู้ถือหุ้น ให้เป็นตามสัดส่วนที่ตกลงไว้ในสัญญาเงินกู้ของโครงการโรงไฟฟ้า 12 SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP ในช่วงปี 2560-2561ด้วย ดังนั้นจึงทำให้อัตราส่วนในปีดังกล่าวค่อนข้างต่ำ)
- (4) อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นคำนวณโดยการหาผลต่างของ (ก) หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยรวม (ข) เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด และ (ค) เงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน แล้วนำมาหารด้วยส่วนของผู้ถือหุ้นของผู้ถือหุ้นโดยไม่รวมองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น ตามที่ปรากฏในงบการเงินรวมที่ได้ผ่านการตรวจสอบโดยผู้สอบบัญชีของผู้ถือหุ้นแล้ว
- (5) ข้อกำหนดว่าด้วยสิทธิและหน้าที่ของผู้ถือหุ้นและผู้ถือหุ้นได้กำหนดให้ผู้ถือหุ้นจะดำรงอัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นในอัตราส่วนที่ไม่เกิน 3.5 : 1 (สามจุดห้าต่อหนึ่ง) โดยคำนวณตามข้อมูลในงบการเงินรวมประจำปีสำหรับรอบปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม ของแต่ละงวดบัญชีที่ผู้สอบบัญชีได้ตรวจสอบแล้ว เริ่มใช้สำหรับหุ้นของบริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (มหาชน) ครั้งที่ 1/2562

14. การวิเคราะห์และคำอธิบายของฝ่ายจัดการ

1. บทสรุปผู้บริหาร

1.1 เหตุการณ์สำคัญในปี 2562

ประเทศไทย12 SPP ภายใต้กลุ่ม GMP

โครงการโรงไฟฟ้า SPP ลำดับที่ 9-12 จากทั้งหมด 12 โครงการภายใต้บริษัทย่อย GMP เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์

ในปี 2562 โครงการโรงไฟฟ้า SPP 4 โครงการสุดท้าย ภายใต้บริษัทย่อย GMP ได้แก่ GNLL2, GNPM, GNRV1 และ GNRV2 ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวม 518.6 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำติดตั้งรวม 55.0 ตันต่อชั่วโมง ได้ทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ตามกำหนด โดยแต่ละโครงการมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จำนวน 90.0 เมกะวัตต์ เป็นระยะเวลา 25 ปี และมีสัญญาระยะยาวเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำส่วนที่เหลือให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม

บริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 70.0 ในบริษัทย่อย GMP เพื่อลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้า SPP จำนวน 12 โครงการ กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้ารวม 1,563.4 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำติดตั้งรวม 225.0 ตันต่อชั่วโมง (กำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้าและไอน้ำส่วนที่เป็นเจ้าของรวมทั้งสิ้น 911.5 เมกะวัตต์ และ 129.4 ตันต่อชั่วโมง ตามลำดับ) โดยโครงการโรงไฟฟ้าทั้ง 12 โครงการมีกำหนดเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในระหว่างปี 2560 ถึงปี 2562 ปีละ 4 โครงการตามรายละเอียดต่อไปนี้

โครงการภายใต้กลุ่ม GMP	กำลังการผลิตติดตั้ง		กำลังการผลิตส่วนที่เป็นเจ้าของ		ปีที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
	ไฟฟ้า	ไอน้ำ	ไฟฟ้า	ไอน้ำ	
	(เมกะวัตต์)	(ตัน/ชั่วโมง)	(เมกะวัตต์)	(ตัน/ชั่วโมง)	
โครงการที่ 1-4	534.9	105.0	280.8	55.1	2560
โครงการที่ 5-8	510.0	65.0	289.9	37.6	2561
โครงการที่ 9-12	518.6	55.0	340.8	36.7	2562
รวมทั้งสิ้น	1,563.4	225.0	911.5	129.4	

ทั้งนี้ โครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้กลุ่ม GMP เปิดดำเนินการครบทั้ง 12 โครงการแล้วในเดือนกรกฎาคม 2562 โดยกลุ่มบริษัทฯ สามารถดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้า 12SPPs ให้แล้วเสร็จตามกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในระหว่างปี 2560 – 2562 ทุกโครงการ นอกจากนี้ ยังสามารถบริหารจัดการต้นทุนโครงการให้อยู่ภายใต้งบประมาณที่วางไว้ทุกโครงการเช่นกัน

โครงการระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า และระบบผลิตน้ำเย็นแบบรวมศูนย์ให้แก่โครงการ One Bangkokการจัดตั้งบริษัท แบงค็อก สมาร์ท เอ็นเนอร์จี จำกัด

เมื่อวันที่ 24 เมษายน 2562 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทฯ ได้มีมติอนุมัติให้จัดตั้งบริษัท แบงค็อก สมาร์ท เอ็นเนอร์จี จำกัด (“BSE”) จัดตั้งขึ้นเพื่อเป็นผู้ถือหุ้นในบริษัทอื่น (Holding Company) เพื่อดำเนินโครงการระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า และระบบผลิตน้ำเย็นแบบรวมศูนย์ (District Cooling System) ให้แก่โครงการ One Bangkok ซึ่งเป็นโครงการอสังหาริมทรัพย์แบบผสมผสาน (mixed use) ตั้งอยู่ในใจกลางกรุงเทพมหานคร มีขนาดพื้นที่รวม 104 ไร่ และเมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2562

บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาผู้ถือหุ้นกับผู้ร่วมทุนอีก 2 ราย ได้แก่ บริษัท มิตรชัยแอนด์คัมปะนี ลิมิเต็ด และ Tokyo Gas Engineering Solutions Corporation โดยในวันที่ 10 กรกฎาคม 2562 ผู้ถือหุ้นแต่ละรายได้เข้าถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 33.33 ใน BSE เป็นที่เรียบร้อยแล้ว

ทั้งนี้ ในเดือนมกราคม 2563 BSE ได้เข้าลงนามสัญญาดังต่อไปนี้

- 1) BSE ได้เข้าลงนามสัญญาผู้ถือหุ้นกับบริษัท วัน พาวเวอร์ เซอร์วิส เซส จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัท วัน แบงค็อก จำกัด เพื่อดำเนินโครงการระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่โครงการ One Bangkok ผ่านบริษัท แบงค็อก สمارท พาวเวอร์ จำกัด (“BSP”) โดย BSE มีสัดส่วนการถือหุ้นร้อยละ 40.0 และบริษัท วัน พาวเวอร์ เซอร์วิส เซส จำกัด มีสัดส่วนการถือหุ้นร้อยละ 60.0 นอกจากนี้ ในวันเดียวกัน BSE ยังได้เข้าลงนามสัญญาผู้ถือหุ้นกับบริษัท วัน ดีซีเอส เซอร์วิส เซส จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัท วัน แบงค็อก จำกัด เพื่อดำเนินโครงการระบบผลิตน้ำเย็นแบบรวมศูนย์ให้แก่โครงการ One Bangkok ผ่านบริษัท แบงค็อก สمارท ดีซีเอส จำกัด (“BSD”) โดย BSE มีสัดส่วนการถือหุ้นร้อยละ 49.0 และบริษัท วัน ดีซีเอส เซอร์วิส เซส จำกัด มีสัดส่วนการถือหุ้นร้อยละ 51.0
- 2) BSP และ BSD เข้าลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและน้ำเย็นระยะยาว (Utility Development Agreements) กับบริษัท วัน แบงค็อก จำกัด เพื่อบริการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตติดตั้งประมาณ 240 เมกะวัตต์ และน้ำเย็นขนาดกำลังผลิตติดตั้งประมาณ 36,000 ตันความเย็นให้แก่โครงการ One Bangkok เป็นเวลา 30 ปี โดยมีมูลค่าโครงการประมาณ 3,570 ล้านบาท

โครงการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อ

โครงการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อ NGD 4 เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์

บริษัท ดับบลิวเอชเอ อีส์เทิร์น ซีบอร์ด เอ็นจีดี4 จำกัด (“NGD4”) ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้นทางอ้อมผ่านบริษัท กัลฟ์ ดับบลิวเอชเอ เอ็มที จำกัด กิจการร่วมค้าทางท่อ จำกัด (“Gulf WHA MT”) อยู่วัดละ 35.0 และเป็นผู้ดำเนินโครงการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อให้แก่ลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ อีส์เทิร์นซีบอร์ด 4 อำเภอปลวกแดง จังหวัดระยอง ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เป็นที่เรียบร้อยแล้วในวันที่ 11 มิถุนายน 2562 โดยโครงการ NGD4 มีมูลค่าโครงการประมาณ 234 ล้านบาท มีความสามารถในการรับ-จ่าย ก๊าซธรรมชาติติดตั้งจำนวน 2,000,000 ล้านปีติเยตปี และมีสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ กับลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรมเป็นระยะเวลา 10 ปี ซึ่งสามารถต่ออายุได้ทุก ๆ 10 ปี

ทั้งนี้ โครงการ NGD2 ซึ่งเป็นโครงการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อโครงการแรกของบริษัทฯ ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ไปแล้วเมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2561

โครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3

การลงนามสัญญาร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน (“PPP”) สำหรับโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3

เมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2562 บริษัท กัลฟ์ เอ็มทีพี แอลเอ็นจี เทอร์มินอล จำกัด (“Gulf MTP”) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 70.0 ได้ลงนามสัญญา PPP กับ การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (“กนอ.”) สำหรับโครงการท่าเรือมาบตาพุด ระยะที่ 3 ซึ่งมีอายุสัญญา 30 ปี โดยโครงการ มีมูลค่าประมาณ 40,900 ล้านบาท แบ่งเป็น

- 1) งานออกแบบและก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐาน (Infrastructure) ได้แก่ งานขุดลอกและถมทะเลในพื้นที่ประมาณ 1,000 ไร่ มูลค่าประมาณ 12,900 ล้านบาท ซึ่งคาดว่าจะใช้เวลาก่อสร้างประมาณ 3 ปีหรือแล้วเสร็จภายในปี 2566 โดยเอกชนจะได้รับผลตอบแทนเป็นรายปีจาก กนอ. เป็นระยะเวลา 30 ปี และ
- 2) งานก่อสร้างท่าเทียบเรือก๊าซและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (Superstructure) บนพื้นที่ถมทะเลประมาณ 200 ไร่ เพื่อรองรับปริมาณการขนถ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวไม่น้อยกว่า 5 ล้านตันต่อปีและส่วนขยายไปจนถึง 10.8 ล้านตันต่อปี มูลค่าประมาณไม่เกิน 28,000 ล้านบาท (สำหรับท่าเรือก๊าซส่วนแรก) ซึ่งคาดว่าจะพร้อมเปิดดำเนินการประมาณปี 2568 โดยเอกชนจะได้รับผลตอบแทนเป็นค่าบริการเก็บรักษาและแปรรูปก๊าซธรรมชาติจากของเหลวให้เป็นก๊าซ (LNG Terminal Fee) จากผู้ใช้บริการ

โครงการพัฒนาท่าเรือแหลมฉบัง ระยะที่ 3

การยื่นประมูลโครงการพัฒนาท่าเรือแหลมฉบัง ระยะที่ 3

เมื่อวันที่ 29 มีนาคม 2562 บริษัทฯ ได้ยื่นซองประมูลโครงการพัฒนาท่าเรือแหลมฉบัง ระยะที่ 3 ร่วมกับบริษัท พีทีที แทงค์ เทอร์มินอล จำกัด และ China Harbour Engineering Company Limited (“กลุ่มกิจการร่วมค้า GPC”) เพื่อออกแบบก่อสร้าง ดำเนินงาน และบำรุงรักษาท่าเทียบเรือตู้สินค้า 2 ท่า (ท่าเทียบเรือ F1 และ F2) ความจุประมาณ 4 ล้านตู้ (Twenty - foot equivalent unit: TEU) ต่อปี โดยถือหุ่นในสัดส่วนร้อยละ 40.0 30.0 และ 30.0 ตามลำดับ ซึ่งกลุ่มกิจการร่วมค้า GPC ได้ผ่านการพิจารณาคุณสมบัติทั่วไป และข้อเสนอทางเทคนิค และแผนการลงทุนแล้ว และกำลังอยู่ระหว่างการพิจารณา ข้อเสนอด้านผลประโยชน์ตอบแทนเพื่อเข้าสู่ขั้นตอนการเจรจาต่อไป

โครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมือง สายบางปะอิน-นครราชสีมา (M6) และสายบางใหญ่-กาญจนบุรี (M81)

การยื่นประมูลโครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมือง สายบางปะอิน-นครราชสีมา (M6) และสายบางใหญ่-กาญจนบุรี (M81)

เมื่อวันที่ 27 มิถุนายน 2562 บริษัทฯ ได้ร่วมกับบริษัท บีทีเอส กรุ๊ป โฮลดิ้งส์ จำกัด (มหาชน) บริษัท ชีโน-ไทย เอ็นจิเนียริ่ง แอนด์ คอนสตรัคชั่น จำกัด (มหาชน) และบริษัท ราช กรุ๊ป จำกัด (มหาชน) (“กิจการร่วมค้า BGSR”) โดยมีสัดส่วนการถือหุ้น ร้อยละ 40.0 40.0 10.0 และ 10.0 ตามลำดับ ยื่นข้อเสนอร่วมลงทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการทางหลวงพิเศษ ระหว่างเมือง สายบางปะอิน – นครราชสีมา (M6) และ สายบางใหญ่ – กาญจนบุรี (M81) โดยต่อมาในวันที่ 19 สิงหาคม 2562 กรมทางหลวงได้ประกาศว่ากิจการร่วมค้า BGSR เป็นผู้ผ่านการประเมินสูงสุด

ประเทศเวียดนาม

การเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และการเพิ่มสัดส่วนการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ TTCIZ-01 และ TTCIZ-02 ในประเทศเวียดนาม

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ TTCIZ-01 และ TTCIZ-02 ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้นทางอ้อมผ่าน Gulf International Holding Pte. Ltd. (“GIH”) อยู่ร้อยละ 49.0 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 68.8 และ 50.0 เมกะวัตต์ ตามลำดับ ได้ดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม (“Vietnam Electricity” หรือ “EVN”) ในเดือนมีนาคม และเมษายน 2562 ตามลำดับ โดยทั้งสองโครงการมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ EVN เป็นระยะเวลา 20 ปี และได้รับอัตราซื้อไฟฟ้าที่ 9.35

เซนต์สทรีทอ์กิลด์ – ชั่วโม่ง โดยผลประกอบการของทั้งสองโครงการดีกว่าที่คาดการณ์ไว้เนื่องจากประสิทธิภาพของแผงโซลาร์ที่ดีกว่าค่ารับประกันและดีกว่าแผนที่ได้วางไว้เช่นกัน

ทั้งนี้ เนื่องด้วยบริษัทฯ เล็งเห็นถึงศักยภาพของโครงการ TTCIZ-01 และ TTCIZ-02 บริษัท GIH ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัทฯ จึงได้เข้าลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นและสัญญาผู้ถือหุ้นกับ Thanh Thanh Cong Group (“TTC Group”) เพื่อเพิ่มสัดส่วนการลงทุนในโครงการ TTCIZ-02 และ TTCIZ-01 จากร้อยละ 49.0 เป็นร้อยละ 90.0 และดำเนินการโอนหุ้นแล้วเสร็จในเดือนมกราคม และพฤศจิกายน 2562 ตามลำดับ

การเพิ่มสัดส่วนการลงทุนในโครงการ Mekong ในประเทศเวียดนาม

ด้วยบริษัทฯ เล็งเห็นถึงการเติบโตอย่างรวดเร็วของความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศเวียดนามและพิจารณาแล้วเห็นว่าโครงการ Mekong ที่ดำเนินการโดย Mekong Wind Power Joint Stock Company เป็นโครงการที่มีศักยภาพที่จะรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศเวียดนามในอนาคต เมื่อวันที่ 25 เมษายน 2562 GIH จึงได้เข้าลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นและสัญญาผู้ถือหุ้นกับ Ms. Huynh Bich Ngoc เพื่อเพิ่มสัดส่วนการลงทุนในโครงการ Mekong จากร้อยละ 49.0 เป็นร้อยละ 95.0 โดยได้มีการดำเนินการโอนหุ้นเสร็จสิ้นในเดือน มิถุนายน 2562

โครงการ Mekong ตั้งอยู่ที่ตำบล Binh Dai จังหวัด Ben Tre ประเทศเวียดนาม มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 340 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล (Offshore Wind Farm) ขนาด 310 เมกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 30 เมกะวัตต์ เงินลงทุนโครงการรวมทั้งสิ้นประมาณ 650 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยโครงการดังกล่าวจะผลิตและจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้ EVN เป็นระยะเวลา 20 ปี และจะทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ระหว่างปี 2563 ถึง 2564

ทั้งนี้ การถือหุ้นของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศเวียดนาม ณ ปัจจุบันจึงสามารถสรุปได้ดังนี้

โครงการ โรงไฟฟ้า	ประเภท	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	จังหวัด	สัดส่วน การถือหุ้น (ร้อยละ)		วันที่ เปิดดำเนินการ เชิงพาณิชย์
				เดิม	ใหม่	
TTCIZ-01	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	68.8	Tay Ninh	49.0	90.0	6 มี.ค. 62
TTCIZ-02	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	50.0	Tay Ninh	49.0	90.0	19 เม.ย. 62
Mekong	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	30.0	Ben Tre	49.0	95.0	[2563-2564]
	โรงไฟฟ้าพลังงานลม	310.0				
รวม		458.8				

โครงการ Mekong Wind Power ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ EVN สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล ระยะที่ 1 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งประมาณ 30 เมกะวัตต์ และลงนามสัญญา EPC และสัญญาบริการซ่อมบำรุง และจัดหาอะไหล่ระยะยาวของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล

ในเดือนกรกฎาคม 2562 Mekong Wind Power Joint Stock Company (ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้นทางอ้อมอยู่ร้อยละ 95.0) ผู้ดำเนินโครงการ Mekong โรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล กำลังการผลิตติดตั้งรวม 310 เมกะวัตต์ ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ EVN สำหรับระยะที่ 1 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 30 เมกะวัตต์ โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีอายุ 20 ปี และมีกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าเทียบเท่าประมาณ 9.80 เซนต์สหรัฐต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

นอกจากนี้ ในเดือนพฤศจิกายน 2562 Mekong Wind Power Joint Stock Company ยังได้เข้าลงนามในสัญญาบริการซ่อมบำรุงและจัดหาอะไหล่ระยะยาว (LTP Agreement) กับ Siemens Gamesa Renewable Energy LLC เป็นระยะเวลา 10 ปี และสามารถต่ออายุสัญญาได้ถึง 20 ปี และสัญญาจ้างออกแบบวิศวกรรม จัดหา และก่อสร้าง (EPC Contract) กับ PowerChina HDEC- INTL Consortium โดยขอบเขตของงานภายใต้สัญญา EPC Contract จะครอบคลุมการออกแบบจัดหาและก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลมของทั้งโครงการที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 310 เมกะวัตต์

ทั้งนี้ โครงการ Mekong โรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล ถูกแบ่งออกเป็น 8 ระยะ โดยจะเริ่มก่อสร้างเป็นระยะ ๆ หลังจากที่ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ EVN โดยระยะที่ 1 มีกำหนดเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ภายในปี 2563 และสำหรับระยะที่ 2 – 8 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 280 เมกะวัตต์ มีกำหนดจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ภายในปี 2564

การลงนามบันทึกความร่วมมือเพื่อพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ร่วมกับสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว ในจังหวัดนิงห์ถ่วน ประเทศเวียดนาม

เมื่อวันที่ 2 พฤศจิกายน 2562 บริษัทฯ ได้ลงนามบันทึกความร่วมมือกับคณะกรรมการประชาชนจังหวัดนิงห์ถ่วน (Ninh Thuan Provincial People's Committee) ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งประมาณไม่เกิน 6,000 เมกะวัตต์ ร่วมกับสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG terminal) ขนาดกำลังการผลิตประมาณ 6 ล้านตันต่อปี ซึ่งตั้งอยู่ในตำบลกาน่า (Ca Na) อำเภอถ่วนนาม (Thuan Nam) จังหวัดนิงห์ถ่วน (Ninh Thuan) ในภาคตะวันออกเฉียงใต้ของประเทศเวียดนาม โดยภายใต้บันทึกความร่วมมือนี้นี้ ทั้งสองฝ่ายจะร่วมกันพัฒนาโครงการ โดยจะหารือแลกเปลี่ยนข้อมูล และประสบการณ์ในธุรกิจโรงไฟฟ้าและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว ตลอดจนแผนการจัดหาเงินทุน รวมถึงประเด็นอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งจะมีกรอบในการพัฒนาโครงการ ไปจนถึงกำลังการผลิตสูงสุดของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวที่ทางตำบลกาน่าจะสามารถผลิตได้และได้รับอนุมัติจากทางรัฐบาล นอกจากนี้ ทั้งสองฝ่ายยังตกลงที่จะเร่งดำเนินโครงการให้แล้วเสร็จได้ทันต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

อื่น ๆ

การออกและเสนอขายหุ้นกู้จำนวนไม่เกิน 10,000 ล้านบาท

ตามที่ที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นวันที่ 27 พฤศจิกายน 2561 ได้มีมติอนุมัติให้บริษัทฯ ออก และเสนอขายหุ้นกู้จำนวนไม่เกิน 10,000 ล้านบาท เพื่อนำไปใช้ในการประกอบธุรกิจทั่วไป รวมถึงการชำระคืนเงินกู้เดิมและใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียนของบริษัทฯ และบริษัทย่อยนั้น บริษัทฯ ได้แต่งตั้งให้ธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน) ธนาคารกสิกรไทย จำกัด (มหาชน) ธนาคารไทยพาณิชย์ จำกัด (มหาชน) ทำหน้าที่เป็นผู้จัดการการจัดจำหน่ายหุ้นกู้ และธนาคารสแตนดาร์ดชาร์เตอร์ด (ไทย) จำกัด (มหาชน) เป็นผู้ร่วมจัดจำหน่ายหุ้นกู้ โดยบริษัทฯ ได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือ ในระดับ “A” และหุ้นกู้ได้รับการจัดอันดับในระดับ “A-” จากบริษัท ทริสเรตติ้ง จำกัด บริษัทฯ ได้เสนอขายหุ้นกู้ดังกล่าวต่อผู้ลงทุนสถาบันและผู้ลงทุนรายใหญ่เป็นจำนวน 7,500 ล้านบาท ในวันที่ 23-24 มกราคม 2562 และจำหน่ายหุ้นกู้ในวันที่ 25 มกราคม 2562 เป็นที่เรียบร้อยแล้ว โดยมีผู้ลงทุนสถาบันและผู้ลงทุนรายใหญ่เป็นจำนวนมากได้ให้ความสนใจและแสดงความจำนงเพื่อลงทุนในหุ้นกู้ของบริษัทฯ เกินกว่าจำนวนที่เสนอขายประมาณเกือบ 4 เท่า โดยหุ้นกู้แบ่งเป็น 4 ชุด อายุ 3, 5, 7 และ 10 ปี มีอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยอยู่ที่ 3.3% ต่อปี และอายุหุ้นกู้เฉลี่ย 5.7 ปี

การจ่ายเงินปันผลสำหรับผลการดำเนินงานปี 2561 ในจำนวน 1.20 บาทต่อหุ้น

ตามที่ที่ประชุมผู้ถือหุ้นประจำปี 2562 วันที่ 24 เมษายน 2562 ได้มีมติอนุมัติการจ่ายเงินปันผลสำหรับผลการดำเนินงานของบริษัทฯ ประจำปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2561 จากกำไรสุทธิและกำไรสะสม ในจำนวน 1.20 บาทต่อหุ้น รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 2,559,960,000 บาท หรือคิดเป็นร้อยละ 78.9 ของกำไรสุทธิตามงบการเงินเฉพาะกิจการของบริษัทฯ นั้น การจ่ายเงินปันผลดังกล่าวจะจ่ายให้แก่ผู้ถือหุ้นเฉพาะผู้มีสิทธิได้รับเงินปันผลตามที่ปรากฏรายชื่อ ณ วันกำหนดรายชื่อผู้ถือหุ้นที่มีสิทธิรับเงินปันผล (Record Date) ในวันที่ 3 พฤษภาคม 2562 และจ่ายเงินปันผลในวันที่ 21 พฤษภาคม 2562

การลงนามสัญญาเงินกู้ของบริษัท กัลฟ์ พิตี จำกัด

ในเดือนพฤศจิกายน 2562 บริษัท กัลฟ์ พิตี จำกัด (“GPD”) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทางอ้อมร้อยละ 70.0 ผ่านบริษัท อินดิเพนเดนซ์ พาวเวอร์ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (“IPD”) และเป็นผู้ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้า กัลฟ์ ปลูกแดง (“โครงการ GPD”) ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2,650 เมกะวัตต์ มีมูลค่าโครงการประมาณ 50,000 ล้านบาท ได้ลงนามสัญญาเงินกู้เพื่อเข้ารับการสนับสนุนเงินกู้ในวงเงินประมาณ 41,000 ล้านบาท เป็นระยะเวลา 23 ปี โดยแบ่งเป็นสกุลเงินบาทประมาณร้อยละ 50 และสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐประมาณร้อยละ 50 กับกลุ่มสถาบันการเงินทั้งในและต่างประเทศ รวมทั้งสิ้น 16 แห่งนอกจากนี้ โครงการ GPD ยังได้ทำสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยจากอัตราดอกเบี้ยลอยตัวเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ในช่วงเวลาที่ดอกเบี้ยมีแนวโน้มต่ำลง จึงทำให้โครงการ GPD มีอัตราดอกเบี้ยที่ต่ำกว่าโครงการ GSRC ที่ได้ลงนามสัญญาเงินกู้และเริ่มก่อสร้างไปแล้วในปลายปี 2561

1.2 ความคืบหน้าของโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างและการพัฒนา

- **โครงการโรงไฟฟ้า SPP ชีวมวล “GCG”** ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง 25.0 เมกะวัตต์ ซึ่งตั้งอยู่ที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา ได้ดำเนินการก่อสร้างตามแผน โดยมีความคืบหน้าประมาณ 95.1% ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2562 คาดว่าจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ตามกำหนดในเดือน มีนาคม 2563



- **โครงการโรงไฟฟ้า IPP ก๊าซธรรมชาติ GSRC** ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2,650 เมกะวัตต์ ได้เริ่มดำเนินการก่อสร้างในวันที่ 3 ธันวาคม 2561 โดยมีความคืบหน้าประมาณ 52.2% ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2562 ทั้งนี้ โครงการมีกำหนดเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในระหว่างปี 2564 ถึง 2565



- **โครงการโรงไฟฟ้า IPP ก๊าซธรรมชาติ GPD** ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2,650 เมกะวัตต์ ได้ลงนามสัญญาเงินกู้กับสถาบันการเงินทั้งไทยและต่างประเทศรวมถึง Japan Bank for International Corporation (JBIC) และ Asian Development Bank (ADB) เป็นระยะเวลา 23 ปี ในเดือนพฤศจิกายน 2562 เพื่อสนับสนุนการก่อสร้างโครงการ ซึ่งมีต้นทุนโครงการประมาณ 50,000 ล้านบาท โดยโครงการมีกำหนดเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในระหว่างปี 2566 ถึง 2567



- โครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ Duqm Independent Power and Water Project (DIPWP) ขนาดกำลังการผลิต 326 เมกะวัตต์ ในประเทศโอมาน ได้เริ่มดำเนินการก่อสร้างแล้วตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2561 โดย ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2562 มีความคืบหน้าประมาณ 52.2%



- โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดไม่เกิน 310 เมกะวัตต์ ในประเทศเวียดนาม แบ่งการก่อสร้างออกเป็น 8 เฟสตามกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ("SCOD") ได้แก่

- เฟส 1: 30 เมกะวัตต์ SCOD ประมาณปลายปี 2563
- เฟส 2-3: 98 เมกะวัตต์ SCOD ประมาณกลางปี 2564
- เฟส 4-8: 182 เมกะวัตต์ SCOD ประมาณปลายปี 2564



ทั้งนี้ เฟส 1 ได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ EVN เมื่อวันที่ 17 กรกฎาคม 2562 และได้เริ่มก่อสร้างสายส่งและสถานีไฟฟ้าย่อยตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2562 ส่วนโรงไฟฟ้าอยู่ระหว่างการออกแบบทางวิศวกรรม สำหรับเฟสอื่น ๆ กำลังอยู่ระหว่างขอใบอนุญาตต่าง ๆ ซึ่งมีความคืบหน้าเป็นไปตามแผนงานเช่นกัน

1.3 นโยบายบัญชีที่สำคัญ

ในปีที่ผ่านมา บริษัทฯ ได้นำมาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 15 (TFRS15) เรื่อง รายได้จากสัญญาที่ทำกับลูกค้า มาถือปฏิบัติ ซึ่งมีผลบังคับใช้สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มต้นในหรือหลังวันที่ 1 มกราคม 2562 โดยภายใต้ TFRS15 รายได้ค่าความพร้อมจ่ายซึ่งเกี่ยวกับการดำเนินการในการรักษาระดับความพร้อมจ่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตามที่ตกลงกับ กฟผ. และเป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะรับรู้ตลอดช่วงเวลาที่ใช้ปฏิบัติตามภาระที่ต้องปฏิบัติ (over time) เมื่อได้ให้บริการแก่ลูกค้าตามสัญญา ในกรณีที่ได้รับชำระเงินเกินกว่าบริการที่ให้ จะต้องรับรู้สิ่งตอบแทนส่วนเกินดังกล่าวเป็นหนี้สินตามสัญญากับลูกค้า ในทางกลับกันถ้าได้รับชำระเงินน้อยกว่าบริการที่ให้จะต้องรับรู้สิ่งตอบแทนส่วนต่ำดังกล่าวเป็นสินทรัพย์ตามสัญญากับลูกค้า

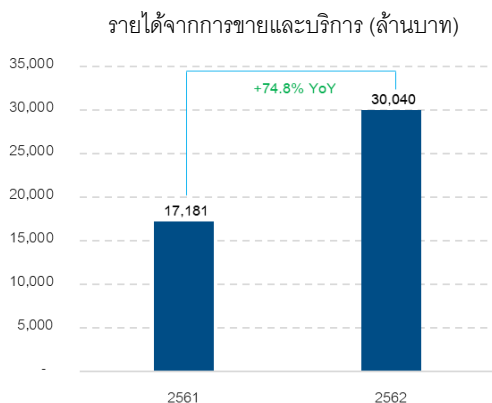
นอกจากนี้ในระหว่างปี 2561 บริษัทฯ ได้เข้าซื้อหุ้นสามัญของบริษัท TTCIZ-01 TTCIZ-02 และ Mekong Wind ในสัดส่วนร้อยละ 49.0 ทั้ง 3 โครงการ โดยได้จัดประเภทเป็นเงินลงทุนในกิจการร่วมค้า บริษัทฯ ได้คำนวณหามูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิในส่วนได้เสียที่ได้มาของบริษัท TTCIZ-01 TTCIZ-02 และ Mekong Wind ที่บริษัทฯ ถืออยู่ก่อนที่จะมีการรวมธุรกิจที่ดำเนินการสำเร็จจากการทยอยซื้อ รวมถึงค่าความนิยม และการปันส่วนต้นทุนของบริษัท TTCIZ-01 TTCIZ-02 และ Mekong Wind แล้วเสร็จในระหว่างปี 2562

ต่อมาในระหว่างปี 2562 บริษัทฯ ได้เข้าซื้อหุ้นสามัญเพิ่มเติมของบริษัท TTCIZ-01 และ TTCIZ-02 ในสัดส่วนร้อยละ 41.0 ทั้ง 2 โครงการ ส่งผลให้บริษัทฯ มีสัดส่วนการถือหุ้นใน TTCIZ-01 และ TTCIZ-02 เป็นร้อยละ 90.0 และเข้าซื้อหุ้นสามัญเพิ่มเติมของบริษัท Mekong Wind ในสัดส่วนร้อยละ 46.0 ส่งผลให้บริษัทฯ มีสัดส่วนการถือหุ้นใน Mekong Wind เป็นร้อยละ 95.0 ดังนั้นผู้บริหารของบริษัทฯ ประเมินว่าการมีส่วนได้เสียเพิ่มเติมดังกล่าวทำให้บริษัทฯ มีอำนาจในการควบคุมในบริษัท TTCIZ-01 TTCIZ-02 และ Mekong Wind ส่งผลให้เงินลงทุนทั้ง 3 โครงการ เปลี่ยนสถานะจากเงินลงทุนในกิจการร่วมค้าเป็นเงินลงทุนในบริษัทย่อย การลงทุนเพิ่มเติมดังกล่าวถือเป็นการรวมธุรกิจที่ดำเนินการสำเร็จจากการทยอยซื้อตามข้อกำหนดของ

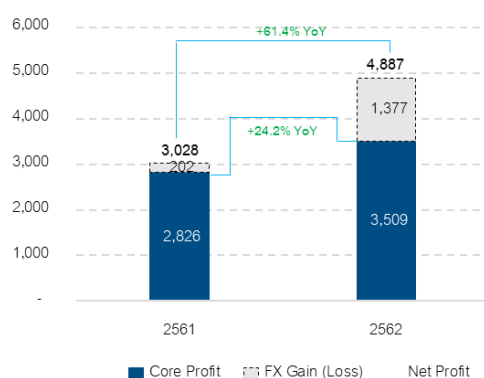
มาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 3 เรื่องการรวมธุรกิจ โดยมาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับดังกล่าวกำหนดให้ผู้บริหารวัดมูลค่ายุติธรรม ณ วันที่ซื้อของส่วนได้เสียที่ถืออยู่ก่อนวันที่มีอำนาจควบคุม และรับรู้ผลกำไรหรือขาดทุนซึ่งเป็นผลมาจากการวัดมูลค่ายุติธรรมในงบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จ รวมทั้งวัดมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิที่ระบุได้ที่ได้มา

1.4 สรุปผลการดำเนินงานสำหรับปี 2562

ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ	2561	2562	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	%YoY
รายได้จากการขายและให้บริการ	17,181.1	30,039.7	74.8%
ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	2,615.5	3,205.4	22.6%
กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	3,028.1	4,886.6	61.4%
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่กระทบบริษัทใหญ่	201.7	1,377.2	582.9%
กำไรส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน (Core profit)	2,826.5	3,509.4	24.2%
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากบริษัทร่วม GJP ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน	2,508.9	2,356.6	-6.1%
กำไรสุทธิต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	1.42	2.29	61.3%



Core Profit / กำไรสุทธิส่วนผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ (ล้านบาท)



- รายได้จากการขายและให้บริการเพิ่มขึ้น 74.8% YoY จาก 17,181 ล้านบาท เป็น 30,040 ล้านบาท จากการรับรู้ยอดขายของโรงไฟฟ้า SPP ทั้ง 12 โครงการในกลุ่ม GMP และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 โครงการในเวียดนาม เทียบกับโครงการโรงไฟฟ้า SPP เพียง 8 โครงการในปี 2561
- กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) เพิ่มขึ้น 24.2% YoY จาก 2,826 ล้านบาทเป็น 3,509 ล้านบาท เนื่องจาก :
 - การรับรู้กำไรของ 12SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ TTCIZ-01 และ TTCIZ-02 ที่เปิดดำเนินการครบในปี 2562
 - 12 SPPs มีการขายไฟฟ้าให้กับทั้ง กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม เพิ่มขึ้นจากปีก่อนอย่างมีนัยสำคัญ ทั้งจากฐานลูกค้าเดิมและจากลูกค้ารายใหม่เพิ่มขึ้นจาก 4 SPPs ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ระหว่างปีกำไรที่เพิ่มขึ้นของกลุ่ม GMP สามารถชดเชยส่วนแบ่งกำไรจากกลุ่ม GJP ในปี 2562 ที่ลดลงจากอัตราค่าความพร้อมจ่าย (AP Rate) ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า 2IPPs ได้แก่ GNS และ GUT ที่ลดลงจากปีก่อนหน้า และการหยุดซ่อมบำรุงรักษาหลัก (Major Overhaul) ของกลุ่มโรงไฟฟ้า 7SPPs จำนวน 6 โครงการในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2562 รวมถึงชดเชยผลขาดทุนของโครงการอื่น ๆ ที่อยู่ระหว่างก่อสร้างได้ด้วยเช่นกัน
- กำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 61.4% YoY จาก 3,028 ล้านบาทเป็น 4,887 ล้านบาท จากการรับรู้ผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากอัตราแลกเปลี่ยน (Unrealized FX Gain) ที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากเงินบาทแข็งค่าขึ้น 2.2835 บาท ต่อดอลลาร์สหรัฐ เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยผลกำไรดังกล่าวเป็นเพียงการบันทึกรายการทางบัญชี ซึ่งไม่มีผลกระทบต่อกระแสเงินสดและผลประกอบการของกลุ่มบริษัท แต่อย่างใด

1.4.1 รายได้จากการขายและบริการ

- รายได้จากการขายและบริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 74.8% YoY จาก 17,181.1 ล้านบาท ในปี 2561 เป็น 30,039.7 ล้านบาท ในปี 2562 จากการรับรู้รายได้ของโครงการโรงไฟฟ้า SPP จำนวน 12 โครงการภายใต้กลุ่ม GMP ซึ่งทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ระหว่างปี 2560 ถึง 2562 ประกอบกับการรับรู้รายได้จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ TTCIZ-01 (ขนาด 68.8 เมกะวัตต์) และ TTCIZ-02 (ขนาด 50.0 เมกะวัตต์) ในประเทศเวียดนาม ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 6 มีนาคม 2562 และวันที่ 19 เมษายน 2562 ตามลำดับ เทียบกับการรับรู้รายได้จากโรงไฟฟ้า 12SPPs เพียง 8 โครงการในปี 2561

1.4.2 ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP ก่อนกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

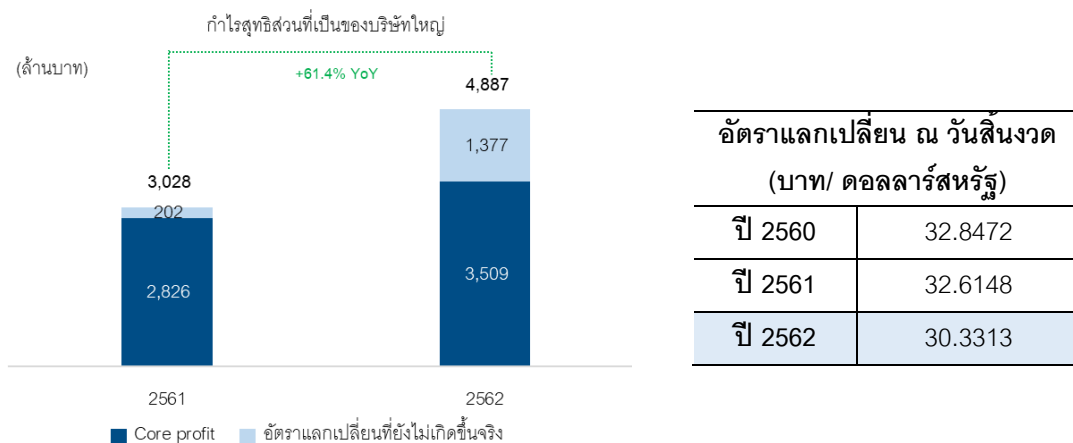
- ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP ก่อนกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนลดลง 6.1% YoY จาก 2,508.9 ล้านบาท ในปี 2561 เป็น 2,356.6 ล้านบาท ในปี 2562 สาเหตุหลักมาจากการหยุดซ่อมบำรุงรักษาลึก (Major Overhaul) ของกลุ่มโรงไฟฟ้า 7SPPs จำนวน 6 โครงการ ได้แก่ GKP1 GKP2 GTLC GNNK GNLL และ GNK2 ในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2562 ประกอบกับการปรับลดลงของอัตราค่าความพร้อมจ่าย (AP Rate) ของ 2IPPs ทั้งสองโครงการ ได้แก่ GNS และ GUT ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเมื่อเทียบกับปี 2561 แม้ว่า IPP ทั้งสองโครงการจะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับ กฟผ. เป็นปริมาณสูงขึ้นถึง 91.5% YoY และมี Heat Rate ที่ดีขึ้นก็ตาม

1.4.3 Core Profit

- Core profit เพิ่มขึ้น 24.2% YoY จาก 2,826.5 ล้านบาท ในปี 2561 เป็น 3,509.4 ล้านบาท ในปี 2562 เนื่องจาก :
 - 1) ผลประกอบการของกลุ่ม GMP ที่เติบโตขึ้น 75.8% YoY จากการเปิดดำเนินการของโครงการโรงไฟฟ้า SPP 12 โครงการ เทียบกับ 8 โครงการ ในปี 2561 โดย 12SPPs มีผลประกอบการโดยรวมที่ดีขึ้นจากการขายไฟฟ้าให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมได้มากขึ้นทั้งจากฐานลูกค้าเดิมและจากลูกค้ารายใหม่ แม้ว่าราคาก๊าซธรรมชาติจะปรับตัวสูงขึ้นจาก 258.0 บาท/ ล้านบีทียู ในปี 2561 เป็น 272.9 บาท/ ล้านบีทียู ในปี 2562 ในขณะที่ค่า Ft ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเพียง 4.3 สตางค์ จาก (0.1590) บาท/ กิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2561 เป็น (0.1160) บาท/ กิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2562
 - 2) การรับรู้ผลกำไรจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเวียดนาม 2 โครงการในปี 2562 ซึ่งโครงการดังกล่าวยังอยู่ระหว่างก่อสร้างในปีก่อน
 - 3) ส่วนแบ่งกำไรจากกลุ่ม GJP ลดลง 6.1% YoY ตามรายละเอียดในหัวข้อ 1.3.2

โดยรวมแล้วผลกำไรที่เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญของกลุ่ม GMP ในปี 2562 สามารถชดเชยการอ่อนตัวลงของผลกำไรจากกลุ่ม GJP รวมถึงผลขาดทุนที่เกิดจากการบันทึกค่าใช้จ่ายของโครงการที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง เช่น GSRC หรือ GCG ได้ทั้งหมด

1.4.4 กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่



- กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่เพิ่มขึ้น 61.4% YoY จาก 3,028.1 ล้านบาทในปี 2561 เป็น 4,886.6 ล้านบาท ในปี 2562 ส่วนหนึ่งมาจากการรับรู้กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (Unrealized FX Gain/ (Loss)) จากการแปลงค่าหนี้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐทั้งจำนวนให้เป็นเงินบาทด้วยอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวดบัญชีนั้น ๆ เทียบกับวันสิ้นงวดบัญชีที่ผ่านมา โดยในปี 2562 กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงเป็นจำนวน 1,377.2 ล้านบาท เทียบกับผลกำไร 201.7 ล้านบาทในปี 2561 จากการแข็งค่าขึ้นของเงินบาทเพียง 0.23 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐในปี 2561 เทียบกับการแข็งค่าขึ้นถึง 2.28 บาท ที่รับรู้ในปี 2562 จาก 32.61 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ณ วันสิ้นงวดปี 2561 เป็น 30.33 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ณ วันสิ้นงวดปี 2562

1.4.4.1 ฐานะทางการเงินของบริษัทฯ

- สินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 เท่ากับ 134,277.5 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 10,608.9 ล้านบาท หรือ 8.6% จากวันที่ 31 ธันวาคม 2561 ส่วนใหญ่มาจากการบันทึกมูลค่าโรงไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้กลุ่ม GMP และโครงการโรงไฟฟ้าที่เวียดนาม และมูลค่างานก่อสร้างที่เพิ่มขึ้นของโครงการ GSRC และโครงการ GCG
- หนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 เท่ากับ 85,237.6 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6,357.2 ล้านบาท หรือ 8.1% จากวันที่ 31 ธันวาคม 2561 โดยมีสาเหตุหลักจากการเบิกเงินกู้ยืมระยะยาวเพื่อใช้ในการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า GSRC และโครงการโรงไฟฟ้าอื่น ๆ ที่กล่าวถึงข้างต้น รวมถึงมูลค่าหุ้นกู้ที่เพิ่มขึ้นจำนวนประมาณ 1,500 ล้านบาท จากการออกและเสนอขายหุ้นกู้จำนวน 7,500 ล้านบาทใน Q1'62 เพื่อชำระคืนหุ้นกู้เดิมจำนวน 6,000 ล้านบาท รวมทั้งหนี้ของโครงการ TTCIZ-01 ที่ถูกรวมเข้ามาในงบการเงินปี 2562 ด้วย
- ส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 เท่ากับ 49,039.9 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 4,251.7 ล้านบาท หรือ 9.5% จากวันที่ 31 ธันวาคม 2561 โดยมีสาเหตุหลักจากการรับรู้กำไรจากผลการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้นระหว่างงวด และการเพิ่มทุนของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม
- อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นอยู่ที่ 1.74 เท่า ลดลงจาก 1.76 เท่า ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561

2. การวิเคราะห์ผลการดำเนินงาน สำหรับปี 2562

2.1 โครงสร้างรายได้

โครงสร้างรายได้	2561	2562	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	%YoY
รายได้จากการขาย	16,881.1	29,721.1	76.1%
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และ กฟภ.	12,684.6	22,578.1	78.0%
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ การไฟฟ้าเวียดนาม	-	210.1	n.a.
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	3,661.2	6,291.3	71.8%
รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	535.4	641.6	19.8%
รายได้ค่าบริหารจัดการ	300.0	318.6	6.2%
ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	2,615.5	3,205.4	22.6%
เงินปันผลรับ	107.2	100.5	-6.3%
ดอกเบี้ยรับ	181.2	188.9	4.2%
รายได้อื่น	9.4	14.3	51.3%
รายได้รวมจากการดำเนินธุรกิจ	20,094.5	33,548.8	67.0%

2.1.1 รายได้จากการขาย

รายได้จากการขายในปี 2562 เพิ่มขึ้น 76.1% YoY จากการรับซื้อขายของโรงไฟฟ้า SPP ครบทั้ง 12 โครงการในกลุ่ม GMP หลังจากทีโครงการลำดับที่ 9-12 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม 518.6 เมกะวัตต์ ททยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ระหว่างเดือนมกราคมถึงกรกฎาคม 2562 เมื่อเทียบกับโครงการโรงไฟฟ้า SPP ที่เปิดดำเนินการเพียง 8 โครงการในปี 2561 ทำให้สามารถขยายฐานลูกค้าอุตสาหกรรม และมีปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำที่เพิ่มขึ้นด้วยเช่นกัน

นอกจากโรงไฟฟ้าในประเทศไทยแล้ว บริษัทฯ ยังมีการรับรู้รายได้จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ TTCIZ-01 (ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 68.8 เมกะวัตต์) และ TTCIZ-02 (ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 50.0 เมกะวัตต์) ในเวียดนาม ซึ่งทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ระหว่างเดือน มีนาคม และ เมษายน 2562 อีกด้วย นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมีการรับรู้รายได้จากโครงการ TTCIZ-01 เข้าในงบการเงินรวม ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2562 หลังจากที่มีการเพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นในโครงการดังกล่าว จากร้อยละ 49.0 เป็นร้อยละ 90.0

ตารางแสดงปริมาณการขายไฟฟ้า และไอน้ำ ของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย GMP

ปริมาณการขายไฟฟ้า และไอน้ำ	2561	2562	เปลี่ยนแปลง
			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย GMP			
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้กฟผ. (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	4,088.8	7,073.1	73.0%
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	1,152.4	1,944.9	68.8%
ปริมาณการขายไอน้ำ (พันตัน)	563,096	728,975	29.5%

ตารางแสดงปริมาณการขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ TTCIZ-01 และ TTCIZ-02

ปริมาณการขายไฟฟ้า (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)	2561	2562	เปลี่ยนแปลง
			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้า TTCIZ-01	-	87,842.0	n.a.
โครงการโรงไฟฟ้า TTCIZ-02	-	54,880.0	n.a.

2.1.2 รายได้ค่าบริหารจัดการ

ในปี 2562 บริษัทฯ มีรายได้ค่าบริหารจัดการเท่ากับ 318.6 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6.2% YoY ซึ่งเป็นรายได้จากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP ซึ่งเพิ่มขึ้นตามที่กำหนดในสัญญาให้บริการ นอกจากนี้ยังมีรายได้จากการให้บริการโรงไฟฟ้า SPP ในกลุ่มบริษัท GEC เพิ่มเติม

2.1.3 รายได้เงินปันผลรับ

รายได้เงินปันผลรับในปี 2562 เท่ากับ 100.5 ล้านบาท ซึ่งเป็นเงินปันผลจาก SPCG และ EDL Gen ลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับ 107.2 ล้านบาทในปีก่อน

2.2 โครงสร้างต้นทุนและค่าใช้จ่าย

โครงสร้างต้นทุนและค่าใช้จ่าย	2561	2562	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	% YoY
ต้นทุนจากการขาย	(12,515.8)	(22,631.1)	80.8%
ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ	(10,303.1)	(18,543.7)	80.0%
ต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	(232.8)	(711.4)	205.5%
ค่าเสื่อมราคา	(1,374.2)	(2,401.1)	74.7%
ต้นทุนอื่นๆ	(605.6)	(974.9)	61.0%
ต้นทุนค่าบริหารจัดการ	(165.0)	(160.0)	-3.0%
รวมต้นทุนขายและค่าบริหารจัดการ	(12,680.8)	(22,791.1)	79.7%
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร (SG&A)	(1,489.6)	(1,713.1)	15.0%
รวมต้นทุนและค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น	(14,170.3)	(24,504.2)	72.9%

2.2.1 ต้นทุนจากการขาย

ต้นทุนจากการขายในปี 2562 เท่ากับ 22,631.1 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 80.8% YoY เป็นผลจากการที่มีโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP จำนวน 4 โครงการ ทดสอบเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2562 จึงมีการรับรู้ต้นทุนเพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่รับเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจาก 258.0 บาท/ล้านบีทียูในปี 2561 เป็น 272.9 บาท/ล้านบีทียูในปี 2562

ในส่วนของต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษานั้น ในปี 2562 อยู่ที่ 711.4 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 205.5% YoY ตามการเพิ่มขึ้นของจำนวนโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP นอกจากนี้ ใน Q4'61 มีการปรับปรุงวิธีการรับรู้รายจ่ายของค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาภายใต้สัญญาการให้บริการงานบำรุงรักษาระยะยาว (LTSA) ของโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP ส่งผลให้มียอดค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาในระยะยาวสะสมที่รับรู้เกินไปในอดีตเข้ามาปรับลดออกจากค่าใช้จ่ายในปี 2561 ทั้งจำนวน

2.2.2 ต้นทุนการบริหารจัดการ

ต้นทุนการบริหารจัดการเป็นต้นทุนจากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP และโรงไฟฟ้า SPP ในกลุ่มบริษัท GEC โดยในปี 2562 บริษัทฯ มีต้นทุนการบริหารจัดการเท่ากับ 160.0 ล้านบาท ลดลง 5 ล้านบาท หรือลดลง 3.0% YoY จากการที่โดยรวมบริษัทฯ สามารถจัดสรรบุคลากรในการบริหารจัดการให้แก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น จึงทำให้ต้นทุนดังกล่าวลดลง

2.2.3 ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ในปี 2562 บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในการบริหารจำนวน 1,713.1 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 15.0% YoY โดยสาเหตุหลักมาจากการตั้งสำรองผลประโยชน์พนักงานเพิ่มเติมสำหรับพนักงานที่มีการทำงานติดต่อกันครบ 20 ปีขึ้นไป ในกรณีที่นายจ้างเลิกจ้าง ให้มีสิทธิได้รับค่าชดเชยไม่น้อยกว่าค่าจ้างอัตราสุดท้าย 400 วัน (จากเดิม 300 วัน) ตามพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2562 ที่มีผลบังคับใช้เมื่อวันที่ 5 พฤษภาคม 2562 นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมีค่าใช้จ่ายเพื่อสนับสนุนกิจกรรมทางสังคม (CSR) และโฆษณาประชาสัมพันธ์ที่เพิ่มขึ้นอีกด้วย

2.3 ต้นทุนทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงิน	2561	2562	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	% YoY
ดอกเบี้ยจ่าย	(1,710.2)	(2,663.2)	55.7%
ค่าธรรมเนียมการค้าประกัน	(103.3)	(38.9)	-62.4%
ค่าธรรมเนียมผูกพันหนี้	(54.9)	(94.5)	72.2%
อื่น ๆ	(69.9)	(99.2)	41.8%
รวมต้นทุนทางการเงิน	(1,938.3)	(2,895.7)	49.4%

ต้นทุนทางการเงินในปี 2562 เท่ากับ 2,895.7 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 49.4% YoY โดยสาเหตุหลักมาจากการะดอกเบี้ยจ่ายที่เพิ่มสูงขึ้นจากหุ้นกู้ที่บริษัทฯ ได้ออกและเสนอขายไปเมื่อวันที่ 25 มกราคม 2562 และการบันทึกดอกเบี้ยจ่ายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP ที่เพิ่มขึ้น จาก 8 โครงการในปี 2561 เป็น 12 โครงการในปี 2562 รวมถึงการบันทึกค่าธรรมเนียมผูกพันหนี้เพิ่มขึ้นจากเงินกู้ของโครงการ GSRC เพื่อใช้ในการลงทุนก่อสร้างโครงการอีกด้วย

2.4 กำไรสุทธิและกำไรสุทธิที่ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน (Core Profit)

กำไรสำหรับงวด	2561	2562	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	% YoY
กำไรขั้นต้น	4,500.4	7,248.6	61.1%
กำไรขั้นต้นจากการขาย	4,365.3	7,090.0	62.4%
กำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ	135.0	158.6	17.4%
กำไรสุทธิสำหรับงวด	4,141.2	7,166.1	73.0%
กำไรส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่	3,028.1	4,886.6	61.4%
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่กระทบบริษัทใหญ่	201.7	1,377.2	582.9%

กำไรสำหรับงวด	2561	2562	เปลี่ยนแปลง
กำไรส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ไม่รวม			
ผลกระทบจาก	2,826.5	3,509.4	24.2%
อัตราแลกเปลี่ยน (Core profit)			
อัตรากำไรขั้นต้นจากการขาย	25.9%	23.9%	-2.0%
อัตรากำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ	45.0%	49.8%	4.8%

2.4.1 กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่และ Core Profit

โปรดดูรายละเอียดให้หัวข้อ 1.4.3 และ 1.4.4

2.4.2 กำไรขั้นต้น

กำไรขั้นต้นในปี 2562 เท่ากับ 7,248.6 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,748.3 ล้านบาท หรือ 61.1% YoY การเพิ่มขึ้นดังกล่าวโดยหลักเกิดจากกำไรของธุรกิจขายไฟฟ้าและไอน้ำที่เพิ่มขึ้นจากจำนวนโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ภายใต้กลุ่ม GMP เพิ่มขึ้น 4 โครงการเมื่อเทียบกับปี 2561 อย่างไรก็ตาม อัตรากำไรขั้นต้นจากการขายในปี 2562 ปรับลดลงเล็กน้อยจาก 25.9% เป็น 23.9% โดยได้รับผลกระทบจากราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ปรับสูงขึ้น จาก 258.0 บาท/ล้านบีทียูในปี 2561 เป็น 272.9 บาท/ล้านบีทียูในปี 2562 ในขณะที่อัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ Ft ปรับขึ้นเพียง 4.3 สตางค์ นอกจากนี้ ยังมีค่าซ่อมแซมบำรุงรักษาที่สูงขึ้นจากจำนวนโรงไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นด้วย

ในส่วนของกำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ เพิ่มขึ้น 23.6 ล้านบาท หรือ 17.4% YoY เนื่องจากรายได้จากการบริหารจัดการเพิ่มขึ้น และมีการบริหารต้นทุนค่าบริหารจัดการได้ดีมากยิ่งขึ้น แม้จะมีการตั้งสำรองผลประโยชน์พนักงานใน Q2'62 ตามที่ได้กล่าวไปแล้วในส่วนของต้นทุน ทำให้อัตรากำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการดีขึ้นจาก 45.0% ในปี 2561 เป็น 49.8% ในปี 2562

2.4.3 ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	2561	2562	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	%YoY
ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP	2,629.1	3,196.8	21.6%
ส่วนแบ่งกำไรจากกิจการร่วมค้าจาก Gulf WHA MT	(1.0)	(6.4)	-523.4%
ส่วนแบ่งกำไรจากกิจการร่วมค้าจาก BSE	-	(1.1)	n.a.
ส่วนแบ่งกำไรจากกิจการร่วมค้าในประเทศเวียดนาม	2.0	33.9	1627.0%
ส่วนแบ่งกำไรจากกิจการร่วมค้าในประเทศโอมาน	(14.6)	(17.7)	-21.7%
รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	2,615.5	3,205.5	22.6%
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทร่วม GJP	120.1	840.3	599.5%
ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP ไม่รวมผลกระทบจาก FX	2,508.9	2,356.6	-6.1%

กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้าในปี 2562 จำนวน 3,205.5 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 22.6% YoY โดยส่วนแบ่งกำไรส่วนใหญ่มาจากกลุ่ม GJP ซึ่งหากไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนที่แฝงอยู่ในส่วนแบ่งกำไรดังกล่าวจะทำให้กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมในปี 2562 ที่ 2,356.6 ล้านบาท ลดลง 6.1% YoY

สาเหตุที่ทำให้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP ซึ่งไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลง โดยหลักมาจากการหยุดซ่อมบำรุงรักษาหลัก (Major Overhaul) ของกลุ่มโรงไฟฟ้า 7SPPs จำนวน 6 โครงการ ได้แก่ GKP1 GKP2 GTLC GNNK GNLL และ GNK2 ทำให้ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเมื่อเทียบกับปี 2561 นอกจากนี้ โรงไฟฟ้า IPP 2 โครงการ ยังมีอัตราค่าความพร้อมจ่าย (AP Rate) ที่ปรับลดลงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเมื่อเทียบกับปี 2561 แม้ว่า IPP ทั้ง 2 โครงการจะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับ กฟผ. เป็นปริมาณสูงขึ้นถึง 91.5% YoY และมี Heat Rate ที่ดีขึ้นก็ตาม

ปริมาณการขายไฟฟ้าที่กลุ่ม SPP ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้น 2.6% YoY ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมที่มากขึ้น อย่างไรก็ดี ปริมาณการขายไอน้ำ และน้ำเย็นให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมนั้น ลดลง 3.1% YoY และ 7.6% YoY เนื่องจากการหยุดซ่อมบำรุง Major Overhaul ของโรงไฟฟ้างดังที่กล่าวมาในช่วงต้น

ตารางแสดงปริมาณการขายไฟฟ้า ไอน้ำและน้ำเย็นของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทร่วม GJP

ปริมาณการขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น	2561	2562	เปลี่ยนแปลง
			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้า IPP			
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	5,332.2	10,213.5	91.5%
โครงการโรงไฟฟ้า 7 SPPs			
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	4,464.4	4,245.3	-4.9%
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (กิกะวัตต์-ชั่วโมง)	1,124.9	1,154.4	2.6%
ปริมาณการขายไอน้ำ (พันตัน)	268,802.6	260,344.0	-3.1%
ปริมาณการขายน้ำเย็น (ล้านตันความเย็น)	29.0	26.8	-7.6%

2.4.4 กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนนั้นโดยหลักมาจากการที่โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP และ IPD มีเงินกู้ยืมระยะยาวในสกุลเงินต่างประเทศ (ดอลลาร์สหรัฐ) จึงทำให้กลุ่มบริษัทฯ ต้องรับรู้ผลกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้น ซึ่งเกิดจากการแปลงมูลค่าหนี้ระยะยาวสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐนั้นให้เป็นสกุลบาทด้วยอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวดบัญชีใด ๆ โดยหากค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ จะทำให้กลุ่มบริษัทฯ มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเนื่องจากการบันทึกมูลค่าเงินกู้ยืมเป็นสกุลบาทในจำนวนที่ลดต่ำลง และผลจะเป็นไปในทางตรงกันข้ามหากเงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ อย่างไรก็ตาม ด้วยเงินกู้ยืมเป็นหนี้ระยะยาวที่ยังไม่ถึงกำหนดชำระจึงทำให้กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ดังกล่าวนั้นเป็นเพียงกำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง

ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยน ณ สิ้นปี 2561 และ 2562 เท่ากับ 32.6148 และ 30.3313 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ตามลำดับ (ปี 2562 แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับปี 2561) จึงส่งผลให้กลุ่มบริษัทฯ มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิในปี 2562 เท่ากับ 1,377.2 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 582.9% YoY จากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนในปี 2561 จำนวน 201.7 ล้านบาท

อย่างไรก็ดี ในรายงานการวิเคราะห์งบการเงินฉบับนี้ กลุ่มบริษัทฯ ได้แยกผลกระทบจาก FX ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงทั้งของ บริษัทรวม GJP ซึ่งในปี 2562 มีผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจาก FX ที่ 840.3 ล้านบาท และบริษัทย่อย (โดยหลักคือ GMP) ซึ่งมี ผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจาก FX ที่ 536.9 ล้านบาท รวมเป็นผลกำไรจาก FX ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงในส่วนของบริษัทใหญ่เท่ากับ 1,377.2 ล้านบาท โดยจะทำให้สามารถอธิบายถึงผลประกอบการได้อย่างถูกต้องเหมาะสมตามรายละเอียดดังตารางต่อไปนี้

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	2561	2562	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	% YoY
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ	134.8	1,003.5	644.6%
หัก ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(53.2)	(466.6)	776.8%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิส่วนของบริษัทใหญ่	81.5	536.9	558.4%
บวก กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทรวม	120.1	840.3	599.5%
รวมผลกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบส่วนของบริษัทใหญ่	201.7	1,377.2	582.9%

3 การวิเคราะห์ฐานะการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562

ตารางสรุปฐานะการเงินของกลุ่มบริษัทฯ ตามข้อมูลทางการเงินรวม

ฐานะการเงินของกลุ่มบริษัทฯ	ณ วันที่	ณ วันที่	เปลี่ยนแปลง
	31	31	
	ธันวาคม	ธันวาคม	
	2561	2562	
	ล้านบาท	ล้านบาท	%
เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินฝากสถาบันการเงินที่ ใช้เป็นหลักประกัน	18,793.5	14,810.1	-21.2%
ลูกหนี้การค้า	3,512.1	5,199.0	48.0%
เงินลงทุนในบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	21,658.9	21,247.2	-1.9%
เงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับที่ดินและการก่อสร้างโรงไฟฟ้า	5,417.5	3,069.9	-43.3%
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สุทธิ	67,664.2	80,960.7	19.7%
สินทรัพย์อื่น	6,622.4	8,990.6	35.8%
สินทรัพย์รวม	123,668.7	134,277.5	8.6%
เจ้าหนี้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า	5,504.0	2,772.6	-49.6%
เจ้าหนี้การค้า	1,177.6	1,689.1	43.4%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยจ่ายถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี	9,649.2	3,214.1	-66.7%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยจ่ายถึงกำหนดชำระเกินกว่า 1 ปี	59,882.5	73,946.6	23.5%
หนี้สินอื่น	2,667.0	3,615.2	35.6%
หนี้สินรวม	78,880.4	85,237.6	8.1%
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	10,666.5	10,666.5	0.0%
ส่วนเกินมูลค่าหุ้นสามัญ	20,889.3	20,889.3	0.0%
กำไรสะสมที่ยังไม่ได้จัดสรร	3,923.9	6,084.3	55.1%
ส่วนของเจ้าของอื่นๆ	1,057.2	787.0	-25.6%
ส่วนของผู้เป็นเจ้าของของบริษัทใหญ่	36,536.9	38,427.1	5.2%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	8,251.3	10,612.8	28.6%
ส่วนของเจ้าของรวม	44,788.2	49,039.9	9.5%
อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน	1.76	1.74	-1.24%

3.1 สินทรัพย์

สินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 เท่ากับ 134,277.5 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 10,608.9 ล้านบาท หรือ 8.6% จากวันที่ 31 ธันวาคม 2561 โดยเกิดจากปัจจัยหลักดังนี้

- 1) สินทรัพย์ที่มีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญได้แก่

- ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สุทธิ เพิ่มขึ้น 19.7% หรือ 13,296.5 ล้านบาท จากการบันทึกมูลค่าโรงไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของโครงการโรงไฟฟ้า SPP ก๊าซธรรมชาติภายใต้กลุ่ม GMP และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ TTCIZ-01 และ TTCIZ-02 ในประเทศเวียดนาม และมูลค่างานโครงการที่เพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าในการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้า IPP ก๊าซธรรมชาติ GSRC และโครงการ GCG
- ลูกหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้น 48.0% หรือ 1,687.0 ล้านบาท สาเหตุหลักเกิดจากการที่โครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้กลุ่ม GMP เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้น จำนวน 4 โครงการในปี 2562

2) สินทรัพย์ที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ได้แก่

- เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสดและเงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกันลดลง 21.2% หรือ 3,983.4 ล้านบาท จากการจ่ายเงินปันผล และให้เงินกู้ยืมแก่บริษัทที่เกี่ยวข้องกัน สำหรับลงทุนในโครงการที่ประเทศเวียดนาม และโอมาน
- เงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับที่ดินและการก่อสร้างโรงไฟฟ้าลดลง 43.3% หรือ 2,347.6 ล้านบาท จากโครงการ GSRC ซึ่งเป็นไปตามความคืบหน้าของโครงการก่อสร้างที่เพิ่มขึ้น

3.2 หนี้สิน

หนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 เท่ากับ 85,237.6 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6,357.2 ล้านบาท หรือ 8.1% จากวันที่ 31 ธันวาคม 2561 โดยมีสาเหตุหลักดังนี้

1) หนี้สินที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ได้แก่

- เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินเพิ่มขึ้น 6,570.2 ล้านบาท สาเหตุหลักเกิดจากการเบิกเงินกู้เพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้า GSRC ภายใต้กลุ่ม IPD และการบันทึกเงินกู้ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ TTCIZ-01 ที่ถูกรวมเข้ามาในงบการเงินรวมในปี 2562 หลังจากบริษัทฯ ได้เพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นทางอ้อมจากร้อยละ 49.0 เป็นร้อยละ 90.0
- หนี้ที่เพิ่มขึ้น 1,502.6 ล้านบาท เกิดจากการออกหุ้นกู้ใหม่ 7,493.9 ล้านบาท และชำระคืนหุ้นกู้เดิม 5,991.4 ล้านบาท (หลังหักค่าธรรมเนียมต่าง ๆ)
- เจ้าหนี้การค้าเพิ่มขึ้น 511.5 ล้านบาท เกิดจากโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้กลุ่ม GMP เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นจำนวน 4 โครงการเมื่อเทียบกับสิ้นปี 2561

2) หนี้สินที่เปลี่ยนแปลงลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ได้แก่

- เจ้าหนี้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าของโครงการ GSRC ลดลง 2,731.5 ล้านบาท เนื่องจากการจ่ายชำระเจ้าหนี้ค่าก่อสร้างระหว่างงวด

3.3 ส่วนของเจ้าของ

ส่วนของเจ้าของ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 เท่ากับ 49,039.9 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 4,251.7 ล้านบาท หรือ 9.5% จากวันที่ 31 ธันวาคม 2561 โดยมี 2 สาเหตุหลัก ได้แก่

- การเพิ่มขึ้นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม 2,361.5 ล้านบาท เกิดจากการชำระเงินเพิ่มทุนของกลุ่ม Mitsui, WHA, HITEC, ส่วนได้เสียของ TTC Group ที่เพิ่มเข้ามาจากการลงทุนเพิ่มใน TTCIZ-01, TTCIZ-02 และ Mekong และการรับรู้กำไรสุทธิจากผลการดำเนินงานในระหว่างงวด

- ส่วนของผู้เป็นเจ้าของของบริษัทใหญ่เพิ่มขึ้นจำนวน 1,890.2 ล้านบาท จากการรับรู้ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ จำนวน 4,886.6 ล้านบาท หักด้วยเงินปันผลจ่ายผู้ถือหุ้น จำนวน 2,559.9 ล้านบาท

3.4 โครงสร้างเงินทุน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 กลุ่มบริษัทฯ มีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นอยู่ที่ 1.74 เท่า ลดลงจาก 1.76 เท่า ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ทั้งนี้ เนื่องจากบริษัทฯ มีหนี้สินเพิ่มขึ้นจากการเบิกเงินกู้ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC และออกหุ้นกู้เพิ่มเติมในช่วงไตรมาส 1 ปี 2562 แต่อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ก็รับรู้กำไรเพิ่มขึ้นจากโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้ GMP ที่ทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์จำนวน 12 โครงการ ทำให้ระดับหนี้สินต่อทุนลดลงจากสิ้นปีก่อน นอกจากนี้ ด้วยหนี้สินปัจจุบันส่วนใหญ่เป็นหนี้สินระยะยาว ซึ่งมีอายุคงเหลือมากกว่า 15 ปี แสดงให้เห็นว่าบริษัทฯ ยังคงมีฐานะการเงินที่แข็งแกร่ง และยังสามารถในการกู้ยืมเงินเพื่อรองรับโอกาสการเติบโตของบริษัทฯ ในอนาคตได้