

## ฐานะการเงินและผลการดำเนินงาน

## ภาพรวม

บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อยเป็นผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าและให้บริการด้านสาธารณูปโภคทางอุตสาหกรรมในภาคเอกชนรายใหญ่ที่สุดแห่งหนึ่งในประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้าน โดยประกอบธุรกิจในฐานะผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) และโรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอ้ (Cogeneration Facilities) (โดยโรงไฟฟ้าเกือบทั้งหมดดำเนินการในฐานะผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก) ธุรกิจหลักของบริษัทคือ การผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าและไอ้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ในเขต MIE<sup>1</sup> และ SEIP<sup>2</sup> ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทมีกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น 3,207 เมกะวัตต์และมีกำลังผลิตไอ้ทั้งสิ้น 1,206 ตันต่อชั่วโมง

ตั้งแต่ปี 2557 เป็นต้นไป มาตรฐานบัญชีของไทยได้นำมาตรฐานฉบับใหม่เกี่ยวกับสัญญาเช่าการเงินมาบังคับใช้ ซึ่งโรงไฟฟ้าของบริษัทและบริษัทย่อยที่ได้รับผลกระทบจากการใช้มาตรฐานบัญชีดังกล่าวมีเพียงแห่งเดียว คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงภายใต้สัญญาผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ขนาด 713 เมกะวัตต์ ของ บจ. โกลว์ ไอพีพี โดยรายการเปลี่ยนแปลงการบันทึกบัญชีที่สำคัญมีดังต่อไปนี้

- เปลี่ยนการบันทึกรายได้ค่าความพร้อมที่ได้รับจาก กฟผ. เป็นการบันทึกรายได้จากสัญญาเช่าการเงิน และค่าตัดจำหน่ายลูกหนี้สัญญาเช่าการเงิน
- เปลี่ยนการบันทึกสินทรัพย์ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ เป็นการบันทึกลูกหนี้สัญญาเช่าการเงิน และไม่มีกรบันทึกค่าเสื่อมราคาเป็นค่าใช้จ่ายอีกต่อไป

อย่างไรก็ตาม ค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอื่นๆ ยังคงถูกบันทึกบัญชีด้วยวิธีการเดิม

สำหรับปี 2559 รายการปรับปรุงทางบัญชีที่สำคัญเพื่อสะท้อนการนำมาตรฐานบัญชีสัญญาเช่าการเงินมาใช้ (เมื่อเทียบกับการบันทึกบัญชีตามมาตรฐานเดิม) มีดังต่อไปนี้

- รายการปรับปรุงเพื่อหยุดรับรู้รายได้จากค่าความพร้อม (-1,432.9 ล้านบาท) และค่าเสื่อมราคา (+340.0 ล้านบาท) รวมจำนวนสุทธิ -1,092.9 ล้านบาท
- รายการปรับปรุงเพื่อรับรู้รายได้สัญญาเช่าการเงินจำนวนรวม +665.4 ล้านบาท
- รายการปรับปรุงเพื่อรับรู้รายได้ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีจำนวนสุทธิ +85.5 ล้านบาท

จากเหตุผลข้างต้น บริษัทมีกำไรสุทธิใน ปี 2559 ภายใต้มาตรฐานบัญชีใหม่จำนวน 8,953.1 ล้านบาท อย่างไรก็ตามบริษัทมี Normalized Net Profit<sup>3</sup> จำนวน 9,391.2 ล้านบาท (ซึ่งไม่รวมถึงผลของรายการปรับปรุงตามมาตรฐานบัญชีเกี่ยวกับสัญญาเช่าการเงิน และบริษัทใช้ Normalized Net Profit เป็นแนวทางกำหนดการจ่ายเงินปันผล) โดย Normalized Net Profit ปรับตัวลดลงร้อยละ 4.1 หรือจากจำนวน 9,797.1 ล้านบาทในปี 2558

## รายได้

บริษัทมีรายได้หลักจากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าและไอ้ การผลิตน้ำบริสุทธิ์ (Clarified Water) น้ำปราศจากแร่ธาตุ (Deminerlized Water) และน้ำเย็น (Chilled Water) ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมใน MIE และ SEIP ตารางต่อไปนี้แสดงรายได้ของบริษัทแบ่งตามแหล่งรายได้

รายได้	รายได้					
	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม					
	2559		2558		ผลต่าง	
(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	
รายได้จากการจำหน่ายผลิตภัณฑ์						
กระแสไฟฟ้า						
จำหน่ายให้แก่ กฟผ. โดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่	14,364.1	27.1	20,768.1	31.8	(6,404.0)	(30.8)
จำหน่ายให้แก่ กฟผ. โดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก <sup>(1)</sup>	15,125.7	28.5	17,451.5	26.7	(2,325.7)	(13.3)
จำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	15,031.8	28.3	16,827.6	25.7	(1,795.8)	(10.7)
รายได้จากสัญญาเช่าการเงิน(บจ. โกลว์ ไอพีพี)	665.4	1.3	793.5	1.2	(128.1)	(16.1)
รวม.....	45,187.0	85.1	55,840.7	85.4	(10,653.7)	(19.1)
ไอ้ .....	6,951.1	13.1	7,921.1	12.1	(969.9)	(12.2)
ผลิตภัณฑ์อื่นๆ.....	429.1	0.8	463.1	0.7	(34.0)	(7.3)
รวม.....	52,567.2	99.0	64,224.9	98.2	(11,657.7)	(18.2)
รายได้อื่นๆ .....	524.9	1.0	1,144.4	1.8	(619.5)	(54.1)
รวมรายได้.....	53,092.1	100.0	65,369.3	100.0	(12,277.2)	(18.8)

หมายเหตุ:

(1) รายได้ดังกล่าวรวมรายได้จากการจำหน่ายผลิตภัณฑ์กระแสไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) โดย โกลว์ พลังงาน โซลาร์ จำนวน 27.1 ล้านบาท และ 26.7 ล้านบาท ในปี 2558 และ 2559 ตามลำดับ

<sup>1</sup> นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง (Map Ta Phut Industrial Estate, Rayong Province)

<sup>2</sup> เขตประกอบการอุตสาหกรรมสยามอีสเทิร์นอินดัสตรีลพาร์ค อีเกอปลวกแดง จังหวัดระยอง (Siam Eastern Industrial Park, Rayong Province)

<sup>3</sup> ปรับเปลี่ยนนิยามของ Normalized Net Profit เป็นกำไรสุทธิก่อนรวมกำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิและรายได้หรือค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี

<sup>4</sup> ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ค่าไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่ กฟผ. ประกอบด้วยความพร้อมจ่าย (Availability Payment) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ในขณะที่ภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประกอบด้วยค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)

รายได้ของบริษัทส่วนหนึ่งขึ้นอยู่กับปริมาณไฟฟ้าและสาธารณูปโภคทางอุตสาหกรรมที่ผลิตและจำหน่ายให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมใน MIE และ SEIP

ตารางต่อไปนี้แสดงปริมาณไฟฟ้าและสาธารณูปโภคทางอุตสาหกรรมที่บริษัทจำหน่ายได้ในช่วงระยะเวลาที่ระบุไว้

	ปริมาณขาย			
	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม			
	2559	2558	ผลต่าง	ร้อยละ
การจัดส่งไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)				
จัดส่งให้แก่ กฟผ. โดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่.....	5,863.9	7,868.9	(2,005.0)	(25.5)
จัดส่งให้แก่ กฟผ. โดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก <sup>(1)</sup> .....	5,533.6	5,539.7	(6.2)	(0.1)
จัดส่งให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม.....	4,991.1	5,080.0	(88.9)	(1.7)
รวม.....	16,388.6	18,488.6	(2,100.0)	(11.4)
ไอน้ำ (พันตัน).....	7,624.6	7,464.2	160.3	2.1
น้ำเพื่อการอุตสาหกรรม (พันลูกบาศก์เมตร).....	12,709.0	12,742.7	(33.7)	(0.3)
น้ำเย็น (พันตันความเย็น).....	12,677.3	14,144.0	(1,466.7)	(10.4)

หมายเหตุ:

(1) รายได้ดังกล่าวรวมการจัดส่งไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) โดย โกลว์ พลังงาน โซลาร์ จำนวน 2.32 กิโลวัตต์ชั่วโมง ในปี 2558 และ 2559

#### รายได้จากการจำหน่ายผลิตภัณฑ์

##### การจำหน่ายไฟฟ้าให้กฟผ.

บริษัทจำหน่ายไฟฟ้าให้กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า<sup>1</sup> โดยปัจจุบันบริษัทเป็นคู่สัญญากับ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์รวมแล้ว 3 ฉบับ โดยมีกำลังผลิตรวมตามสัญญาเท่ากับ 1,373 เมกะวัตต์ตั้งอยู่ในประเทศไทย และอีก 128 เมกะวัตต์อยู่ในประเทศลาว ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. จำนวน 126 เมกะวัตต์และรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (EDL) จำนวน 2 เมกะวัตต์ และบริษัทยังมีคู่สัญญาตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก รวม 11 ฉบับ และคู่สัญญาตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก รวม 1 ฉบับ (โกลว์ พลังงาน โซลาร์) รวมเป็นปริมาณไฟฟ้าทั้งสิ้น 844 เมกะวัตต์ และ 1.55 เมกะวัตต์ ตามลำดับ

##### การจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม

บริษัทจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมภายใต้สัญญาจำหน่ายไฟฟ้า โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทได้ทำสัญญาจำหน่ายไฟฟ้ากับลูกค้าอุตสาหกรรมรวม 86 ฉบับกับลูกค้าอุตสาหกรรมรวม 64 ราย รวมเป็นปริมาณไฟฟ้าทั้งสิ้น 728 เมกะวัตต์

##### การจำหน่ายไอน้ำ

บริษัทจำหน่ายไอน้ำให้ลูกค้าอุตสาหกรรมภายใต้สัญญาจำหน่ายไอน้ำ โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทได้ทำสัญญาจำหน่ายไอน้ำกับลูกค้าอุตสาหกรรมรวม 34 ฉบับกับลูกค้าอุตสาหกรรมรวม 22 ราย รวมเป็นปริมาณไอน้ำทั้งสิ้น 1,188 ตันต่อชั่วโมง

##### การจำหน่ายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม

บริษัทจำหน่ายน้ำบริสุทธิ์ (Clarified Water) และน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralized Water) ให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมภายใต้สัญญาจำหน่ายน้ำ โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทได้ทำสัญญาจำหน่ายน้ำกับลูกค้าอุตสาหกรรม 14 ฉบับกับลูกค้าอุตสาหกรรมรวม 8 ราย รวมเป็นปริมาณน้ำทั้งสิ้น 1,659 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง

##### การจำหน่ายน้ำเย็น

บริษัทจำหน่ายน้ำเย็น (Chilled Water) ให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมภายใต้สัญญาจำหน่ายน้ำเย็น โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 บริษัทได้ทำสัญญาจำหน่ายน้ำเย็นกับลูกค้าอุตสาหกรรม 2 ฉบับกับลูกค้าอุตสาหกรรมรวม 2 ราย รวมเป็นปริมาณน้ำเย็นทั้งสิ้น 2,050 ตันความเย็น

<sup>1</sup> ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ค่าไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่ กฟผ. ประกอบด้วยความพร้อมจ่าย (Availability Payment) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ในขณะที่ภายใต้โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประกอบด้วยค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)

## ค่าใช้จ่าย

ค่าใช้จ่ายของบริษัท ประกอบด้วยต้นทุนขายและค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร ดังต่อไปนี้แสดงรายละเอียดของค่าใช้จ่ายตามจำนวนและอัตราร้อยละต่อค่าใช้จ่ายทั้งหมดสำหรับระยะเวลาที่ได้รับอนุมัติ

	ค่าใช้จ่าย					
	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม					
	2559		2558		ผลต่าง	
	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)
<b>ต้นทุนขาย</b>						
<b>เชื้อเพลิง</b>						
ก๊าซธรรมชาติ.....	21,497.2	54.5	30,923.4	60.2	(9,426.1)	(30.5)
ถ่านหิน.....	7,543.2	19.1	8,299.7	16.2	(756.4)	(9.1)
น้ำมันดีเซล.....	54.1	0.1	62.3	0.1	(8.2)	(13.2)
ค่าบำรุงรักษา.....	2,159.0	5.5	2,489.6	4.8	(330.6)	(13.3)
ค่าเสื่อมราคาและการตัดจำหน่ายสินทรัพย์....	4,231.3	10.7	4,229.5	8.2	1.8	0.0
อื่นๆ.....	2,994.3	7.6	3,366.5	6.6	(372.2)	(11.1)
รวมต้นทุนขาย.....	38,479.1	97.5	49,370.9	96.1	(10,891.8)	(22.1)
<b>ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร</b>						
ค่าเสื่อมราคาและการตัดจำหน่ายสินทรัพย์....	28.5	0.1	30.3	0.1	(1.9)	(6.2)
ค่าใช้จ่ายทั่วไป.....	926.0	2.3	745.3	1.5	180.7	24.2
รวมค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร.....	954.5	2.4	775.6	1.5	178.9	23.1
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ.....	15.1	0.0	1,211.1	2.4	(1,196.0)	(98.8)
รวมค่าใช้จ่าย.....	39,448.7	100.0	51,357.6	100.0	(11,908.9)	(23.2)

ตารางต่อไปนี้แสดงรายละเอียดต้นทุนของโรงไฟฟ้าของ ธุรกิจไอพีพี เปรียบเทียบกับต้นทุนขายของโรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ (Cogeneration)

	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม					
	2559		2558		ผลต่าง	
	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)
<b>ธุรกิจไอพีพี</b>						
ก๊าซธรรมชาติ.....	1,232.8	13.2	5,635.1	38.7	(4,402.2)	(78.1)
ถ่านหิน.....	5,117.2	54.9	5,615.2	38.6	(498.0)	(8.9)
น้ำมันดีเซล.....	51.4	0.6	58.7	0.4	(7.3)	(12.4)
ค่าบำรุงรักษา.....	697.8	7.5	904.8	6.2	(207.0)	(22.9)
ค่าเสื่อมราคาและการตัดจำหน่ายสินทรัพย์....	1,405.6	15.1	1,419.2	9.8	(13.6)	(1.0)
อื่นๆ.....	823.1	8.8	913.0	6.3	(89.9)	(9.8)
รวมต้นทุนขาย.....	9,328.0	100.0	14,546.0	100.0	(5,218.0)	(35.9)
<b>โรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ</b>						
ก๊าซธรรมชาติ.....	20,264.4	69.5	25,288.3	72.6	(5,023.9)	(19.9)
ถ่านหิน.....	2,426.0	8.3	2,684.5	7.7	(258.5)	(9.6)
น้ำมันดีเซล.....	2.6	0.0	3.6	0.01	(0.9)	100.0
ค่าบำรุงรักษา.....	1,461.1	5.0	1,584.7	4.6	(123.6)	(7.8)
ค่าเสื่อมราคาและการตัดจำหน่ายสินทรัพย์....	2,825.7	9.7	2,810.3	8.1	15.4	0.5
อื่นๆ.....	2,171.2	7.4	2,437.9	7.0	(266.7)	(10.9)
รวมต้นทุนขาย.....	29,151.1	100.0	34,809.3	100.0	(5,658.2)	(16.3)

## หมายเหตุ

- (1) ต้นทุนขายของโรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่แสดงไว้ในตารางข้างต้น เป็นผลประกอบการรวมของบริษัทหักด้วยผลประโยชน์ของ บจ. โกลว์ ไอพีพี, บจ. ไฟฟ้า ห้วยเหาะและ บจ. เกิดโค-วัน ดังนั้น ข้อมูลบางส่วนในตารางจึงเป็นผลจากการดำเนินธุรกิจซึ่งมิใช่จากการประกอบโรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำโดยตรง อย่างไรก็ตาม จำนวนเงินซึ่งมาจากการดำเนินธุรกิจดังกล่าวมีจำนวนไม่มากนัก

## ต้นทุนขาย

## เชื้อเพลิง

บริษัท ใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ต้นทุนก๊าซธรรมชาตินับเป็นต้นทุนขายในการดำเนินงานหลักของบริษัท โดยบริษัทมีค่าใช้จ่ายจากการจัดซื้อก๊าซธรรมชาติคิดเป็นร้อยละ 54.5 ของค่าใช้จ่ายรวมของบริษัทในปี 2559

ตารางต่อไปนี้จะแสดงต้นทุนเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติสำหรับระยะเวลาที่ระบุไว้

ต้นทุนเฉลี่ย (Average Effective Cost) ของก๊าซธรรมชาติ<sup>(1)</sup>

	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม			
	2559		2558	
	(บาท/ล้านบีทียู)	(บาท/ล้านบีทียู)	(บาท/ล้านบีทียู)	(ร้อยละ)
ต้นทุนเฉลี่ย				
ของโกลว์ ไลฟ์พี <sup>(2)</sup> .....	600.0	319.1	280.9	88.0
ของโรงผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน <sup>(3)</sup> .....	246.4	307.7	(61.2)	(19.9)

## หมายเหตุ

- ต้นทุนเฉลี่ยไม่ใช่ราคาซื้อขายจริงของบริษัท แต่คำนวณโดยนำต้นทุนก๊าซธรรมชาติทั้งหมดหารด้วยปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมดของโรงไฟฟ้าในช่วงระยะเวลาที่ระบุไว้แรกของปี
- ต้นทุนเฉลี่ยนับรวมต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับค่าขนส่งก๊าซผ่านท่อ (อัตราค่าผ่านท่อ Tdc1) โดยในปี 2559 โรงไฟฟ้าโกลว์ ไลฟ์พี มีปริมาณการจำหน่ายให้แก่ กฟผ. ที่น้อยจนทำให้ปริมาณการใช้ก๊าซต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา (Contractual Delivery Capacity) จึงทำให้ราคาต้นทุนเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้น แม้ว่าราคาซื้อขายจะลดลงก็ตาม หากหักค่าใช้จ่ายสำหรับอัตราค่าผ่านท่อ (Tdc1) แล้ว ต้นทุนเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าโกลว์ ไลฟ์พี เท่ากับ 272.1 บาทต่อล้านบีทียู และ 187.9 บาทต่อล้านบีทียู ในปี 2558 และ 2559 ตามลำดับ
- ต้นทุนเฉลี่ย (Blended Rate) โดยหลักแสดงถึงราคาซื้อขายธรรมชาติที่ชำระให้กับ บมจ. ปตท. (1) โดยโรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำของบริษัทสำหรับก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าให้กับ กฟผ. และให้กับลูกค้าอุตสาหกรรม (2) สำหรับก๊าซธรรมชาติที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อต้มผลิตไอน้ำ (Boilers) ให้กับลูกค้าอุตสาหกรรม ทั้งนี้ราคาซื้อขายธรรมชาติใน (1) และ (2) มีอัตราต่างกัน

บริษัทมีค่าใช้จ่ายจากการจัดซื้อถ่านหินคิดเป็นร้อยละ 19.1 ของค่าใช้จ่ายรวมในปี 2559

ตารางต่อไปนี้จะแสดงต้นทุนเฉลี่ยในการจัดซื้อถ่านหินสำหรับระยะเวลาที่ระบุไว้

## ต้นทุนเฉลี่ย (Average Cost) ของถ่านหิน

	รอบปีบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม			
	2559		2558	
	(เหรียญสหรัฐต่อตัน)	(เหรียญสหรัฐต่อตัน)	(เหรียญสหรัฐต่อตัน)	(ร้อยละ)
ธุรกิจไลฟ์พี				
ราคาถ่านหินเทียบเท่า <sup>(1)</sup> (6,322 กิโลแคลอรีต่อกิโลกรัม) <sup>(AR)</sup>	66.0	79.9	(13.9)	(17.4)
ค่าขนส่ง <sup>(2)</sup> .....	8.7	9.6	(1.0)	(10.0)
โรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ				
ราคาถ่านหินเทียบเท่า <sup>(1)</sup> ( 6,700 กิโลแคลอรีต่อกิโลกรัม) <sup>(AD)</sup>	58.6	68.2	(9.6)	(14.1)
ค่าขนส่ง <sup>(2)</sup> .....	7.9	7.9	(0.1)	(0.8)

## หมายเหตุ

- ราคาถ่านหินเทียบเท่าคำนวณจากต้นทุนเฉลี่ยของถ่านหินที่ใช้จริง (รวมถึงถ่านหินคงเหลือ) ปรับค่าด้วยค่าความร้อน (Calificoric value) ทั้งนี้ราคาดังกล่าวไม่ใช่ราคาถ่านหินอ้างอิงจริงสำหรับแต่ละโรงไฟฟ้า
- รวมถึงค่าขนส่งและประกันภัยที่เกิดขึ้นจริง

ปัจจัยหลักที่มีผลต่อค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงของบริษัทคือ ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่บริษัทผลิตได้และประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำดังกล่าว

ตารางต่อไปนี้แสดงระดับพลังงานการผลิต (Energy Production Levels) และอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rates) ของโรงไฟฟ้าของบริษัทสำหรับระยะเวลาที่ระบุไว้

	ปริมาณการผลิตและอัตราการใช้ความร้อน	
	รอบบัญชีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม	
	2559	2558
<b>โรงไฟฟ้า โกลว์ ไอพีพี</b>		
ปริมาณผลิตพลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง).....	287	2,506
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (ล้านบีทียู, HHV).....	2,124,122	17,674,369
อัตราการใช้ความร้อน (บีทียู/กิโลวัตต์ชั่วโมงเทียบเท่า, HHV)...	7,400	7,054
<b>โรงไฟฟ้า เกิดโค-วัน</b>		
ปริมาณผลิตพลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง).....	5,234	4,996
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (ล้านบีทียู, HHV).....	47,214,450	44,441,376
อัตราการใช้ความร้อน (บีทียู/กิโลวัตต์ชั่วโมงเทียบเท่า, HHV)...	9,021	8,895
<b>โรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ (MIE)<sup>(1)</sup></b>		
ปริมาณผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จัดสรร (กิโลวัตต์ชั่วโมงเทียบเท่า) <sup>(2)</sup>		
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ.....	8,451	8,516
โรงไฟฟ้าถ่านหิน.....	2,576	2,544
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (ล้านบีทียู, HHV)		
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ.....	68,406,489	68,769,741
โรงไฟฟ้าถ่านหิน.....	26,694,675	26,427,826
อัตราการใช้ความร้อนจัดสรร (บีทียู/กิโลวัตต์ชั่วโมงเทียบเท่า, HHV)		
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ.....	8,094	8,076
โรงไฟฟ้าถ่านหิน <sup>(3)</sup> .....	10,363	10,389
<b>โรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนและไอน้ำ (SEIP)</b>		
ปริมาณผลิตพลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง) <sup>(2)</sup> .....	1,612	1,584
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (ล้านบีทียู, HHV).....	13,242,687	13,016,724
อัตราการใช้ความร้อน (บีทียู/กิโลวัตต์ชั่วโมงเทียบเท่า, HHV)...	8,213	8,220

#### หมายเหตุ

- (1) แสดงถึงอัตราการใช้ความร้อน "จัดสรร" ซึ่งถือเป็นอัตราการใช้ความร้อนรวมของโรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำของบริษัท โดยคำนวณจากปริมาณพลังงานจากเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมดของโรงงานในระยะเวลาหนึ่งหารด้วยพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมดในระยะเวลาเดียวกัน ซึ่งไม่สามารถคำนวณค่าได้โดยง่าย โดยเฉพาะอย่างยิ่งในกรณีโรงไฟฟ้าแบบพลังงานความร้อนร่วมจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหินของ โกลว์ เอสพีพี 2/โกลว์เอสพีพี 3 ซึ่งบริษัทถั่วเจ็ลผลิตพลังงานไอน้ำและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตโดยโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 3 โดยนับเป็นการผลิตโดยใช้ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน การคำนวณเช่นนี้ยึดหลักปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จากแหล่งพลังงานแต่ละชนิดต่อพลังงานที่ใช้สำหรับโรงไฟฟ้าโกลว์ เอสพีพี 3 ทั้งหมด ซึ่งบริษัทจำเป็นต้องใช้ดุลยพินิจและสมมติฐานที่ตั้งขึ้นประกอบในการคำนวณ
- (2) รวมถึงการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำและน้ำเย็น (ถ้ามี) ทั้งนี้ ไอน้ำและน้ำเย็น (ถ้ามี) ถูกปรับใช้หน่วยเมกะวัตต์ที่ค่าพลังงานไฟฟ้าเทียบเท่า
- (3) อัตราการใช้ความร้อนที่แสดงในตารางส่วนนี้มีการรวมปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้เริ่มเดินเครื่องเข้าไว้ในอัตราการใช้ความร้อนจากถ่านหินด้วย

## ผลประกอบการเปรียบเทียบ

ระหว่างปี 2559 กับปี 2558

## รายได้

รายได้จากการจำหน่ายสินค้าและการให้บริการ(รวมรายได้อื่นๆ) ได้ปรับตัวลดลงร้อยละ 18.8 เป็นจำนวน 53,092.1 ล้านบาทในปี 2559 จากจำนวน 65,369.3 ล้านบาท ในปี 2558 ซึ่งเป็นผลมาจากปัจจัยต่อไปนี้

รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. ของ บจ.โกลว์ ไอพีพี ภายใต้สัญญาผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ปรับตัวลดลง 5,018.6 ล้านบาท จากจำนวน 8,381.1 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 3,362.5 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวลดลงมีสาเหตุจากค่าความพร้อมจ่ายและค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง โดยค่าความพร้อมจ่ายลดลงจำนวน 271.0 ล้านบาท หรือจากจำนวน 2,298.9 ล้านบาท เป็นจำนวน 2,027.9 ล้านบาท ซึ่งมีสาเหตุหลักมาจากอัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ลดลงและการซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผนของหน่วยผลิตหนึ่งหน่วย จากจำนวนทั้งหมดสองหน่วย ในช่วงระหว่างวันที่ 3 เดือนมกราคมถึงวันที่ 19 เดือนกุมภาพันธ์ ปี 2559 แม้ว่าในปี 2559 ค่าเงินบาทได้ปรับตัวอ่อนลง ซึ่งส่งผลในทางบวกต่อรายได้ที่มีการอ้างอิงกับเงินสกุลเหรียญสหรัฐ ในขณะที่ค่าพลังงานไฟฟ้าลดลงจำนวน 4,747.6 ล้านบาท หรือจากจำนวน 6,082.2 ล้านบาท เป็นจำนวน 1,334.7 ล้านบาท เนื่องจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ.ลดลง 2,241.4 กิกะวัตต์ชั่วโมง จากจำนวน 2,491.9 กิกะวัตต์ชั่วโมง เป็นจำนวน 250.5 กิกะวัตต์ชั่วโมงในปี 2558 และ 2559 ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม เมื่อรวมผลจากการนำมาตราฐานบัญชีเกี่ยวกับสัญญาเช่าการเงินมาใช้ รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. ที่แสดงในงบการเงินจะประกอบไปด้วยรายได้จากสัญญาเช่าการเงินจำนวน 665.4 ล้านบาท และรายได้จากการขายจำนวน 1,929.7 ล้านบาท

- ยอดจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. ของโรงไฟฟ้าเกิดโค-วันที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ภายใต้สัญญาผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ขนาด 660 เมกะวัตต์ ปรับตัวลดลงร้อยละ 12.7 หรือจากจำนวน 13,422.5 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 11,722.4 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวลดลงเป็นผลมาจากอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง เนื่องจากราคาถ่านหินปรับตัวลดลง และสัญญาการซื้อถ่านหินฉบับใหม่ที่ใช้ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม ปี 2559 แม้ว่าโรงไฟฟ้าเกิดโค-วันจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ.เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 หรือจากจำนวน 4,985.5 กิกะวัตต์ชั่วโมง เป็นจำนวน 5,232.1 กิกะวัตต์ชั่วโมง

- ยอดจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. และรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาวของ บจ.ไฟฟ้า ห้วยเหาะ ภายใต้สัญญาผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ปรับตัวลดลงร้อยละ 0.3 หรือจากจำนวน 714.0 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 712.0 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวลดลงมีสาเหตุหลักจากที่ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ.ที่ลดลง โดยในปี 2559 มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ลดลงร้อยละ 1.9 หรือจากจำนวน 387.8 กิกะวัตต์ชั่วโมง เป็นจำนวน 380.4 กิกะวัตต์ชั่วโมง

- ยอดจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ. ของโรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ปรับตัวลดลงร้อยละ 13.3 หรือจากจำนวน 17,451.5 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 15,125.7 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวลดลงมีสาเหตุหลักจากค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงร้อยละ 16.5 เนื่องมาจากราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหินปรับตัวลดลงร้อยละ 19.9 และ 13.5 ตามลำดับ ในขณะที่ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.ใกล้เคียงกับปีก่อน ที่จำนวน 5,533.6 กิกะวัตต์ชั่วโมงในปี 2559 เมื่อเทียบกับ 5,539.7 กิกะวัตต์ชั่วโมงในปี 2558

- ยอดจำหน่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมของโรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ปรับตัวลดลงร้อยละ 10.7 หรือจากจำนวน 16,827.6 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 15,031.8 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวลดลงมีสาเหตุหลักจากอัตราค่าไฟฟ้าที่จำหน่ายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมปรับตัวลดลงร้อยละ 9.1 และปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม ลดลงร้อยละ 1.7 หรือจากจำนวน 5,080.0 กิกะวัตต์ชั่วโมง เป็นจำนวน 4,991.1 กิกะวัตต์ชั่วโมง

- ยอดจำหน่ายไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมของโรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำปรับตัวลดลงร้อยละ 12.2 หรือจากจำนวน 7,921.1 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 6,951.1 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวลดลงมีสาเหตุหลักจากราคาจำหน่ายไอน้ำลดลงร้อยละ 14.4 เนื่องมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวลดลง ในขณะที่ปริมาณการจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.1 หรือจากจำนวน 7,464.2 กิโลตัน เป็น 7,624.6 กิโลตัน

- รายได้จากการจำหน่ายผลิตภัณฑ์อื่น ๆ จำนวน 429.1 ล้านบาทในปี 2559 ใกล้เคียงกับจำนวน 463.1 ล้านบาท ในช่วงเวลาเดียวกันของปีที่แล้ว

รายได้อื่นประกอบด้วย ดอกเบี้ยรับ และอื่น ๆ

บริษัทมีรายได้จากดอกเบี้ยรับเพิ่มขึ้นจำนวน 15.1 ล้านบาท หรือจากจำนวน 44.1 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 59.3 ล้านบาทในปี 2559 โดยดอกเบี้ยรับส่วนใหญ่มาจากดอกเบี้ยจากเงินสดที่อยู่ในรูปของเงินฝาก ตราสาร และบัญชีสำรองตามสัญญาเงินกู้โครงการ

ในปี 2559 บริษัทมีรายได้อื่น ๆ จำนวน 382.0 ล้านบาทลดลงจำนวน 718.3 ล้านบาท จากจำนวน 1,100.3 ล้านบาทในปี 2558 โดยในปี 2558 บริษัทได้บันทึกเงินชดเชยจากความล่าช้าของการก่อสร้างของโรงไฟฟ้าเกิดโค-วัน จำนวน 729.8 ล้านบาท และเงินชดเชยจากประกันภัยธุรกิจหยุดชะงักของโรงไฟฟ้าซีเอฟพี 3 จำนวน 316.6 ล้านบาท

นอกจากนี้ บริษัทมีการบันทึกรายได้อื่น จากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 83.6 ล้านบาท ในปี 2559 ในขณะที่มีการบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 1,202.4 ล้านบาท ในปี 2558 โดยผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนนี้มีสาเหตุหลักมาจากเงินกู้สกุลเหรียญสหรัฐฯของ บจ.โกลว์ ไอพีพี, บจ.เกิดโค-วัน และ บจ.ไฟฟ้า ห้วยเหาะ<sup>1</sup> ซึ่งจะชำระคืนโดยอาศัยรายได้จากยอดจำหน่ายไฟฟ้าให้กับกฟผ.ที่อยู่ในสกุลเหรียญสหรัฐฯ และที่มีการอ้างอิงกับเงินสกุลเหรียญสหรัฐฯ

จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้น รายได้ทั้งหมดปรับตัวลดลงร้อยละ 18.8 หรือจากจำนวน 53,092.1 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 65,369.3 ล้านบาทในปี 2559

**ค่าใช้จ่าย**

ต้นทุนขายปรับตัวอย่างร้อยละ 22.1 หรือจากจำนวน 49,370.9 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 38,479.1 ล้านบาทในปี 2559 ซึ่งเป็นผลมาจากปัจจัยต่อไปนี้

**ธุรกิจไอพีพี**

- ต้นทุนเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติของธุรกิจไอพีพี จาก บจ. โกลว์ ไอพีพี ปรับตัวอย่างร้อยละ 4,402.2 ล้านบาท หรือจากจำนวน 5,635.1 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 1,232.8 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวอย่างมีสาเหตุหลักจากปริมาณการใช้เชื้อเพลิงลดลงร้อยละ 88.4 เนื่องจากปริมาณการจำหน่ายไฟให้กับ กฟผ.ที่ลดลง
- ต้นทุนถ่านหินของ ธุรกิจไอพีพี จาก บจ. เกิดโค-วัน ปรับตัวอย่างร้อยละ 8.9 หรือจากจำนวน 5,615.2 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 5,117.2 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวอย่างมีสาเหตุมาจากราคาถ่านหินปรับตัวอย่าง แม้ว่าปริมาณการใช้ถ่านหินของโรงไฟฟ้าเกิดโค-วันจะเพิ่มมากขึ้น
- ต้นทุนเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลของ ธุรกิจไอพีพี ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.3 หรือจากจำนวน 58.7 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 51.4 ล้านบาทในปี 2559
- ต้นทุนซ่อมบำรุง ปรับตัวอย่างจำนวน 207.0 ล้านบาท หรือจากจำนวน 904.8 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 697.8 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวอย่างมีสาเหตุหลักเนื่องจากในครึ่งปีแรกของปี 2558 โรงไฟฟ้าเกิดโค-วันมีการซ่อมบำรุงตามแผน
- ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายสินทรัพย์ปรับตัวอย่างร้อยละ 1.0 หรือจากจำนวน 1,419.2 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 1,405.6 ล้านบาทในปี 2559
- ต้นทุนขายอื่นๆ ปรับตัวอย่างร้อยละ 9.8 หรือจากจำนวน 913.0 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 823.1 ล้านบาทในปี 2559 ทั้งนี้ต้นทุนขายอื่นๆ ที่ใช้ในการผลิตส่วนใหญ่ประกอบด้วยต้นทุนน้ำ สารเคมี และค่าใช้จ่ายประจำทั่วไป รวมไปถึงเงินจ่ายเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า

**โรงผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ (Cogeneration)**

- ต้นทุนเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติปรับตัวอย่างร้อยละ 19.9 หรือจากจำนวน 25,288.3 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 20,264.4 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวอย่างมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่ลดลงร้อยละ 19.9 ในขณะที่ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติใกล้เคียงกันกับปีก่อน
- ต้นทุนเชื้อเพลิงถ่านหินปรับตัวอย่างร้อยละ 9.6 หรือจากจำนวน 2,684.5 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 2,426.0 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวอย่างมีสาเหตุหลักมาจากราคาถ่านหินเฉลี่ย (FOB) ลดลงร้อยละ 14.1 หรือจาก 68.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อตันเป็น 58.6 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ในขณะที่ราคาถ่านหินอ้างอิงเฉลี่ยลดลงร้อยละ 4.1 หรือจาก 66.9 ดอลลาร์สหรัฐต่อตันเป็น 64.1 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ในขณะที่ปริมาณการใช้ถ่านหินใกล้เคียงกับปีก่อน
- ต้นทุนเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลของปรับตัวอย่างเพิ่มขึ้นร้อยละ 26.2 หรือจากจำนวน 3.6 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 2.6 ล้านบาทในปี 2559
- ต้นทุนซ่อมบำรุงปรับตัวอย่างร้อยละ 7.8 หรือคิดเป็นจำนวน 123.6 ล้านบาท จากจำนวน 1,584.7 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 1,461.1 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวอย่างมีสาเหตุหลักมาจากการหยุดซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้าในปี 2559 มีจำนวนน้อยกว่าช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน
- ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายสินทรัพย์ปรับตัวอย่างเพิ่มขึ้นเล็กน้อยร้อยละ 0.5 หรือจากจำนวน 2,810.3 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 2,825.7 ล้านบาทในปี 2559
- ต้นทุนขายอื่นๆ ปรับตัวอย่างร้อยละ 10.9 หรือจากจำนวน 2,437.9 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 2,171.2 ล้านบาทในปี 2559 ต้นทุนขายอื่นๆ ประกอบด้วย น้ำ เคมีภัณฑ์ และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานโดยรวม รวมถึงเงินสนับสนุนแก่กองทุนพัฒนาไฟฟ้า

สำหรับค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร ได้ปรับตัวอย่างเพิ่มขึ้นร้อยละ 23.1 หรือเท่ากับ 178.9 ล้านบาท จากจำนวน 775.6 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 954.5 ล้านบาทในปี 2559 ซึ่งเป็นผลมาจากปัจจัยดังต่อไปนี้

- ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายสินทรัพย์ปรับตัวอย่างเล็กน้อยร้อยละ 6.2 หรือจากจำนวน 30.3 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 28.5 ล้านบาทในปี 2559

● ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารทั่วไป ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 24.2 หรือจากจำนวน 745.3 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 926.0 ล้านบาทในปี 2559 การปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ มีสาเหตุมาจากการตัดจำหน่ายอุปกรณ์เฝ้าของโรงไฟฟ้าเกิดโค-วัน จำนวน 185.2 ล้านบาท ซึ่งถูกแทนที่ด้วยอุปกรณ์ชุดใหม่ระหว่างการซ่อมบำรุงตามแผนในเดือนมกราคม 2560

จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้น รายจ่ายทั้งหมดปรับตัวลดลงร้อยละ 23.2 หรือจากจำนวน 51,357.6 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 39,448.7 ล้านบาทในปี 2559

#### กำไรก่อนต้นทุนทางการเงินและภาษีเงินได้

จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้น กำไรก่อนต้นทุนทางการเงินและภาษีเงินได้ปรับตัวลดลงร้อยละ 2.6 หรือจากจำนวน 14,011.7 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 13,643.5 ล้านบาทในปี 2559

#### ต้นทุนทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงินปรับตัวลดลงร้อยละ 19.9 หรือจากจำนวน 3,243.6 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 2,599.1 ล้านบาทในปี 2559 โดยต้นทุนทางการเงินหลักประกอบด้วยดอกเบี้ยจ่ายและค่าธรรมเนียมทางการเงิน

ดอกเบี้ยจ่ายปรับตัวลดลงร้อยละ 15.1 หรือจากจำนวน 2,92.0 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 2,482.1 ล้านบาทในปี 2559 ทั้งนี้การปรับตัวลดลงมีสาเหตุหลักมาจากเงินกู้ยืมที่ลดลง

ค่าธรรมเนียมทางการเงินปรับตัวลดลงจำนวน 201.6 ล้านบาท หรือจากจำนวน 318.6 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 117.0 ล้านบาทในปี 2559

#### ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

ภาษีเงินได้ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ (ก) ภาษีเงินได้ของงวดปัจจุบัน และ (ข) ผลต่างสุทธิของสินทรัพย์และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี (รายได้/ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี)

##### (ก) ภาษีเงินได้งวดปัจจุบัน

ภาษีเงินได้งวดปัจจุบันในปี 2559 จำนวน 911.8 ล้านบาท ลดลงร้อยละ 15.2 หรือคิดเป็นจำนวน 163.2 ล้านบาท จากจำนวน 1,075.1 ล้านบาท ในปี 2558 สาเหตุหลักเนื่องจากในปี 2558 บริษัทฯมีการบันทึกเงินชดเชยจากความล่าช้าของการก่อสร้างของโรงไฟฟ้าเกิดโค-วัน และเงินชดเชยจากประกันภัยธุรกิจหยุดชะงักของโรงไฟฟ้าซีเอฟพี3 ซึ่งรายได้ดังกล่าวเป็นรายได้ที่ต้องเสียภาษี

##### (ข) ผลต่างสุทธิของสินทรัพย์และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี (รายได้/ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี)

ในปี 2559 บริษัทฯมีการบันทึกหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี (ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี) จำนวน 69.8 ล้านบาท ซึ่งรวมผลจากการปรับการบันทึกรายได้ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของ บจ. โกลว์ ไอพีพี ภายใต้มาตรฐานบัญชีเกี่ยวกับสัญญาเช่าการเงินจำนวน 85.5 ล้านบาท ในปี 2558 บริษัทฯมีการบันทึกหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี (ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี) จำนวน 18.4 ล้านบาท ซึ่งรวมผลจากการปรับการบันทึกรายได้ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของ บจ. โกลว์ ไอพีพี ภายใต้มาตรฐานบัญชีเกี่ยวกับสัญญาเช่าการเงินจำนวน 118.5 ล้านบาท

#### กำไรหลังหักภาษี

จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้น กำไรหลังหักภาษีเงินได้ปรับตัวเพิ่มขึ้น ร้อยละ 4.0 หรือจากจำนวน 9,674.6 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 10,062.7 ล้านบาทในปี 2559

#### ส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อย

ส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยมีผลกำไรจำนวน 1,109.6 ล้านบาทในปี 2559 ในขณะที่ปี 2558 ส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยมีผลกำไรจำนวน 1,319.2 ล้านบาท ผลกำไรในส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยมีองค์ประกอบหลักคือกำไรสุทธิของ บจ. เกิดโค-วัน ซึ่งมีสัดส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยจำนวนร้อยละ 35 โดยในปี 2559 บจ. เกิดโค-วันมีกำไรสุทธิเป็นจำนวน 2,911.4 ล้านบาท นับรวมผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิจำนวน 129.7 ล้านบาท ในขณะที่ปี 2558 มีกำไรสุทธิจำนวน 3,415.2 ล้านบาท รวมถึงผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิจำนวน 956.2 ล้านบาท

#### กำไรสุทธิ

จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้น กำไรสุทธิมีจำนวนเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.2 หรือจากจำนวน 8,355.4 ล้านบาทในปี 2558 เป็นจำนวน 8,953.1 ล้านบาทในปี 2559 อย่างไรก็ตามถ้าไม่รวมผลจากการเปลี่ยนแปลงการบันทึกบัญชีเกี่ยวกับสัญญาเช่าการเงินของโรงไฟฟ้า โกลว์ ไอพีพี กำไรสุทธิจะมีจำนวนทั้งสิ้น 8,832.2 ล้านบาท และ 9,278.1 ล้านบาท ในปี 2558 และ 2559 ตามลำดับ

#### Normalized Net Profit<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ปรับเปลี่ยนนิยามของ Normalized Net Profit เป็นกำไรสุทธิก่อนรวมกำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ และ รายได้หรือค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี



ในปี 2559 บริษัทมี Normalized Net Profit จำนวน 9,391.2 ล้านบาท ซึ่งไม่รวมถึงผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิจำนวน 40.7<sup>1</sup> ล้านบาท ผลต่างสุทธิของค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี จำนวน 153.8<sup>2</sup> ล้านบาท และ ผลของรายการปรับปรุงตามมาตรฐานบัญชีเกี่ยวกับสัญญาเช่าการเงิน โดย Normalized Net Profit ปรับตัวลดลงร้อยละ 4.1 หรือจากจำนวน 9,797.1 ล้านบาทในปี 2558 ซึ่ง Normalized Net Profit นี้ใช้เป็นแนวทางในการกำหนดการจ่ายเงินปันผล

.....

นายถิรพรพร ดันบุญเอก

ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ – สายการเงิน

<sup>1</sup> ไม่รวมกำไร/ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิในสัดส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยของบริษัทย่อย

<sup>2</sup> ไม่รวมรายได้/ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีในสัดส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยของบริษัทย่อย