

16. การวิเคราะห์และคำอธิบายของฝ่ายจัดการ

การวิเคราะห์และคำอธิบายที่จะกล่าวต่อไปนี้ จัดทำบนข้อมูลทางการเงินรวมระหว่างกาล สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 (ยังไม่ได้ตรวจสอบ) และงบการเงินรวมสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 (ตรวจสอบแล้ว และจัดทำเพื่อวัตถุประสงค์เฉพาะในการประกอบเอกสารฉบับนี้) และควรอ่านประกอบกับข้อมูลทางการเงินรวมและหมายเหตุประกอบข้อมูลทางการเงินรวมดังกล่าว และงบการเงินรวมและหมายเหตุประกอบงบการเงินดังกล่าว ที่ปรากฏอยู่ในเอกสารแนบ 6 ของเอกสารฉบับนี้ โดยงบการเงินของกลุ่มบริษัทฯ ได้จัดทำตามมาตรฐานการรายงานทางการเงินไทย (TFRS) เว้นแต่จะได้กำหนดไว้เป็นอย่างอื่น งบการเงินสำหรับรอบปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 และ 2559 ที่ระบุในส่วนนี้เป็นข้อมูลที่ได้จัดทำขึ้นในรูปของงบการเงินรวม (Consolidated basis)

16.1 ภาพรวม

บริษัทฯ ประกอบธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่น (Holding Company) ที่ประกอบธุรกิจหลักด้านการผลิตและขายไฟฟ้า และไอน้ำ บริษัทฯ เป็นหนึ่งในผู้ผลิตไฟฟ้าภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP รายใหญ่ที่สุดของประเทศไทยเมื่อนับตามกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (Installed Capacity) (จากข้อมูลของไอพีเอ แอดไวซอรี ลิมิเต็ด และ เอดับบลิวอาร์ ลอยด์ ลิมิเต็ด) นอกจาก โครงการโรงไฟฟ้า SPP แล้ว บริษัทฯ ยังมีการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อีกหลายโครงการ โดย ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วจำนวน 27 โครงการ

บริษัทฯ มีการเพิ่มกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่องในช่วง 3 ปีที่ผ่านมาทั้งจากการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าด้วยตนเองและการเข้าซื้อโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งเพิ่มขึ้นจาก 730.8 เมกะวัตต์ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 เป็น 1,495.5 เมกะวัตต์ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 และมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของเพิ่มขึ้นจาก 289.2 เมกะวัตต์เป็น 822.5 เมกะวัตต์ในช่วงเวลาเดียวกัน

สำหรับรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 และ 2559 บริษัทฯ มีรายได้จากการขายและการให้บริการจำนวน 13,804.1 ล้านบาท 19,854.1 ล้านบาท 22,857.8 ล้านบาท 11,078.8 ล้านบาท และ 13,437.5 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งการเพิ่มขึ้นของรายได้ดังกล่าวเกิดจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าต่างๆ และ/หรือ การเข้าซื้อโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว

กำไรขั้นต้นของบริษัทฯ สำหรับรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 และ 2559 มีจำนวน 1,866.0 ล้านบาท 3,007.4 ล้านบาท 3,750.6 ล้านบาท 1,818.7 ล้านบาท และ 2,744.2 ล้านบาท ตามลำดับ โดยคิดเป็นอัตรากำไรขั้นต้นร้อยละ 13.5 ร้อยละ 15.1 ร้อยละ 15.7 ร้อยละ 15.2 และ ร้อยละ 20.2 ตามลำดับ โดยมีสาเหตุมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่หลายโครงการซึ่งมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าและอัตรากำไรสูงกว่าโครงการโรงไฟฟ้าเก่า

กำไรสุทธิของบริษัทฯ สำหรับรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และสำหรับงวดหก เดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 และ 2559 มีจำนวน 352.2 ล้านบาท 954.8 ล้านบาท 585.3 ล้านบาท 715.4 ล้านบาท และ 1,789.0 ล้านบาท ตามลำดับ โดยคิดเป็นอัตรากำไรสุทธิร้อยละ 2.6 ร้อยละ 4.8 ร้อยละ 2.4 ร้อยละ 6.0 และ ร้อยละ 13.1 ตามลำดับ ในขณะที่กำไรสุทธิปรับปรุง (ไม่รวมการขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น) มีจำนวน 634.8 ล้านบาท 1,055.9 ล้านบาท 1,508.7 ล้านบาท 870.9 ล้านบาท และ 1,444.3 ล้านบาท โดยคิดเป็นอัตรากำไรสุทธิปรับปรุงร้อยละ 4.6 ร้อยละ 5.3 ร้อยละ 6.3 ร้อยละ 7.3 และ ร้อยละ 10.6 ตามลำดับ ในช่วงเวลาเดียวกัน (โปรดพิจารณารายละเอียดในส่วนที่ 2.4.15 หัวข้อ 15.5 รายการปรับปรุงกำไรหรือขาดทุนเพื่อคำนวณ EBITDA และกำไรสุทธิปรับปรุง)

สำหรับฐานะทางการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีสินทรัพย์รวม 34,330.2 ล้านบาท 46,333.6 ล้านบาท 61,303.3 ล้านบาท และ 67,325.0 ล้านบาท ตามลำดับ โดยการเพิ่มขึ้นของสินทรัพย์รวมส่วนใหญ่มาจากการเพิ่มขึ้นของสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน ได้แก่ ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตนเป็นสำคัญ ซึ่งการเพิ่มขึ้นดังกล่าวสอดคล้องกับจำนวนโครงการโรงไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของกลุ่มบริษัทฯ

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 23,107.5 ล้านบาท 35,264.7 ล้านบาท 50,519.7 ล้านบาท และ 52,714.6 ล้านบาท ตามลำดับ โดยการเปลี่ยนแปลงของหนี้สินรวมส่วนใหญ่มาจากการเพิ่มขึ้นของเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน ซึ่งการเพิ่มขึ้นดังกล่าวสอดคล้องกับจำนวนโครงการโรงไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของกลุ่มบริษัทฯ

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีส่วนของผู้ถือหุ้นรวมเป็นจำนวน 11,192.7 ล้านบาท 11,068.9 ล้านบาท 10,783.6 ล้านบาท และ 14,610.4 ล้านบาท ตามลำดับ

16.2 ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ

ผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ ได้รับผลกระทบจากปัจจัยหลายประการ โดยปัจจัยที่จะกล่าวต่อไปนี้เป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานในอดีต และเป็นปัจจัยที่บริษัทฯ คาดว่าจะส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานในอนาคต นอกจากนี้ บริษัทฯ ไม่สามารถรับรองได้ว่าจะมีปัจจัยอื่นที่นอกเหนือไปจากปัจจัยที่ระบุไว้ในส่วนนี้ ที่อาจจะส่งผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อผลการดำเนินงานในอนาคตของบริษัทฯ ได้

16.2.1 ประสิทธิภาพการดำเนินงาน

ประสิทธิภาพการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ โดยรายได้จากการขายและการให้บริการของกลุ่มบริษัทฯ ส่วนใหญ่มาจากปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ผลิตและขายโดยโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ให้แก่ กฟผ. และลูกค้าอุตสาหกรรมภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวและสัญญาซื้อขายไอน้ำระยะยาว นอกจากนี้ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัทฯ ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์และขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ตั้งแต่วันที่ ธันวาคม

2558 จำนวน 14 โครงการ และในเดือนเมษายน 2559 อีกจำนวน 1 โครงการ ซึ่งส่งผลให้กลุ่มบริษัทสามารถเริ่มขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว

อย่างไรก็ดี ในกรณีที่กลุ่มบริษัท ไม่สามารถบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า หรือมีเหตุจำเป็นที่ต้องหยุดดำเนินการเพื่อซ่อมหรือเพื่อบำรุงรักษาเป็นระยะเวลาที่นานกว่าปกติ อาจทำให้ดัชนีความพร้อม (Availability Factor) ของโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ลดลง และส่งผลให้ไฟฟ้าและไอน้ำที่กลุ่มบริษัท สามารถผลิตและขายได้มีปริมาณน้อยลง ในทางกลับกัน ความพร้อมของโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ที่เพิ่มขึ้น อาจส่งผลให้ไฟฟ้าและไอน้ำที่ผลิตได้มีปริมาณมากขึ้น และอาจทำให้กลุ่มบริษัท มีกำไรเพิ่มขึ้นได้เช่นกัน

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัท สามารถเพิ่มอัตรากำไรจากการเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานของโครงการโรงไฟฟ้า โดยโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท จะดำเนินงานที่ประสิทธิภาพสูงสุดเมื่อบริษัท สามารถเดินเครื่องจักรเต็มกำลังการผลิต หรือใกล้เคียงกำลังการผลิตสูงสุด ซึ่งทำให้กลุ่มบริษัท สามารถใช้เชื้อเพลิงและบริหารจัดการต้นทุนคงที่ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท กับ กฟผ. มีการกำหนดอัตราความร้อนตามสัญญา (contracted heat rates) เพื่อใช้ในการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับชดเชยภาระค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติของกลุ่มบริษัท ในกรณีที่อัตราความร้อนที่เกิดขึ้นจริงน้อยกว่าอัตราความร้อนตามสัญญา กล่าวคือ ประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงดีกว่าที่กำหนดไว้ในสัญญา กลุ่มบริษัท จะได้รับกำไรจากการดำเนินงานมากขึ้น จากการที่กลุ่มบริษัท ได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. ตามอัตราความร้อนตามสัญญา สูงกว่าต้นทุนค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติที่ใช้จริง ในทางกลับกันถ้าอัตราความร้อนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าอัตราความร้อนตามสัญญา กล่าวคือ ประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงต่ำกว่าที่กำหนดไว้ในสัญญา กลุ่มบริษัท จะได้รับกำไรจากการดำเนินงานลดลง จากการที่กลุ่มบริษัท ได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. ตามอัตราความร้อนตามสัญญา ต่ำกว่าต้นทุนค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติที่ใช้จริงโดยอัตราความร้อนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท ในแต่ละโครงการมีความแตกต่างกันโดยมีสาเหตุหลักอันเนื่องมาจากความแตกต่างของเครื่องจักรและอุปกรณ์การออกแบบ รวมถึงกำลังการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกัน โดยทั่วไป โครงการโรงไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่และใหม่กว่าจะผลิตไฟฟ้าและไอน้ำได้มีประสิทธิภาพมากกว่าซึ่งส่งผลให้มีอัตราความร้อนที่ต่ำกว่า

รายละเอียดของประสิทธิภาพการดำเนินงาน (กำหนดโดยดัชนีตัวชี้วัดผลการปฏิบัติงานหลัก) และการใช้กำลังผลิต (โดยค่าสัดส่วนของพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง) ของโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ที่เปิดดำเนินการแล้ว ในปี 2556 2557 และ 2558 และงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 และ 2559 (โปรดพิจารณาส่วนที่ 2.2.2 หัวข้อ 2.1.3 (4) กำลังการผลิต)

16.2.2 โครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท

ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ผลิตและขายโดยโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท และผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท เป็นผลมาจาก (1) จำนวนโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (2) จำนวนโครงการโรงไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัท เข้าซื้อ (3) การหยุดซ่อมแซมบำรุงตามแผนและการซ่อมแซมบำรุงนอกแผน ซึ่งจำเป็นต้องทำเพื่อให้โครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท สามารถดำเนินงานได้ต่อไป และ (4) ปัจจัยอื่นๆ

กลุ่มบริษัทฯ เพิ่มกำลังการผลิตติดตั้ง และกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของโดยการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าด้วยตนเอง และการเข้าซื้อโครงการโรงไฟฟ้า โดยตารางดังต่อไปนี้ระบุกำลังการผลิตติดตั้ง และกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2558 และ 2559

	รอบปีสิ้นสุด วันที่ 31 ธันวาคม			งวดหกเดือนสิ้นสุด วันที่ 30 มิถุนายน	
	2556	2557	2558	2558	2559
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง ณ วันสิ้นรอบ (เมกะวัตต์)	730.8	889.9	1,241.8 ⁽¹⁾	1,004.5	1,495.5
กำลังการผลิตไอน้ำติดตั้ง ณ วันสิ้นรอบ (ตันต่อชั่วโมง)	150.0	220.0	270.0	240.0	320.0
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ ณ วันสิ้นรอบ (เมกะวัตต์)	289.2	448.3	657.0 ⁽¹⁾	533.2	822.5
กำลังการผลิตติดตั้งไอน้ำตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ ณ วันสิ้นรอบ (ตันต่อชั่วโมง)	64.4	134.4	165.8	149.2	197.2

(1) ประกอบด้วยกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 106.2 เมกะวัตต์ จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 14 โครงการของ BGYP Solarwa และ TPS ซึ่งได้เริ่มดำเนินงานเชิงพาณิชย์ในเดือนธันวาคม 2558 ซึ่งบริษัทร่วมค้าของบริษัทฯ เป็นเจ้าของ

สำหรับแผนการระยะสั้น กลุ่มบริษัทฯ อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งทั้งสิ้น 549.1 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำติดตั้งทั้งสิ้น 120.0 ตันต่อชั่วโมง และยังมีโครงการซึ่งอยู่ระหว่างการพัฒนาซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งทั้งสิ้น 338.5 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำติดตั้งทั้งสิ้น 60.0 ตันต่อชั่วโมง โดยคาดว่าจะเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้ง และกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของตามตารางข้างล่างนี้ (เว้นแต่โครงการโรงไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัทฯ อาจจะได้มา ก่อสร้าง หรือพัฒนา ในอนาคต) (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.6 หัวข้อ 6 โครงการในอนาคต)

	วันที่ 31 ธันวาคม											
	2559		2560		2561		2562 ⁽¹⁾		2563 ⁽¹⁾		2564 ⁽¹⁾	
	ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)	ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)	ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)	ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)	ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)	ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง)
ประมาณการกำลังการผลิตติดตั้ง	1,625.5	350.0	1,645.6	350.0	2,059.6	440.0	2,127.1	440.0	2,143.1	440.0	2,383.1	500.0
ประมาณการกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ	920.0	219.7	934.1	219.7	1,166.3	269.5	1,274.6	280.3	1,289.4	280.3	1,529.4	340.3

(1) บนข้อสมมุติฐานว่าภายหลังจากที่ (ก) สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ ABP1 กับ กฟผ. และ (ข) สัญญาโอนสิทธิในการรับรายได้จากการขายไฟฟ้าของ ABP1 กับ ABPIF สิ้นสุดลงในวันที่ 16 กันยายน 2562 แล้ว ABP1 จะสามารถต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กับ กฟผ. และจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งเท่าเดิมจำนวน 166.4 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำติดตั้งเท่าเดิมจำนวน 30.0 ตันต่อชั่วโมง และบริษัท จะมีสัดส่วนความเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจใน ABP1 ร้อยละ 51.2 (จากร้อยละ 15.3 ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 ผ่านการถือหน่วยลงทุนใน ABPIF) ทำให้บริษัท จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของจำนวน 82.5 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของจำนวน 15.4 ตันต่อชั่วโมง โดยบริษัท อยู่ระหว่างดำเนินการจัดทำแผนลงทุนเพื่อประเมินกำลังการผลิตของโครงการโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่สามารถรับรองได้ว่า ABP1 จะมีกำลังการผลิตติดตั้งใหม่เท่ากับกำลังการผลิตติดตั้งในปัจจุบัน

(โปรดพิจารณาส่วนที่ 2.2.3 หัวข้อ 3.1.14 กลุ่มบริษัทฯ อาจไม่สามารถก่อสร้างโครงการให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาที่กำหนดหรืออาจไม่สามารถดำเนินการก่อสร้างโครงการให้แล้วเสร็จได้ และค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างอาจปรับสูงขึ้นจนทำให้ไม่สามารถดำเนินการก่อสร้างให้แล้วเสร็จได้ หรือทำให้ผลตอบแทนจากการลงทุนนั้นต่ำกว่าเป้าหมายที่บริษัทฯ คาดการณ์ไว้)

16.2.3 ต้นทุนเชื้อเพลิง

ต้นทุนเชื้อเพลิงส่งผลกระทบต่อต้นทุนขายและการให้บริการของกลุ่มบริษัทฯ โดยมีก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกังหันก๊าซของกลุ่มบริษัทฯ เป็นต้นทุนในการดำเนินงานที่มากที่สุด คิดเป็นจำนวนเงิน 9,459.7 ล้านบาท 13,653.4 ล้านบาท 15,160.4 ล้านบาท และ 8,166.1 ล้านบาท หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 79.2 ร้อยละ 81.0 ร้อยละ 78.6 และ ร้อยละ 76.2 ของต้นทุนขายและการให้บริการในปี 2556 2557 และ 2558 และงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ตามลำดับ โดยกลุ่มบริษัทฯ ซื้อก๊าซธรรมชาติทั้งหมดมาจาก ปตท. นอกจากนี้ ต้นทุนเชื้อเพลิงยังส่งผลกระทบต่อรายได้จากการขายและการให้บริการของกลุ่มบริษัทฯ ในกรณีที่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้นำการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนเชื้อเพลิงมาใช้ในการคำนวณค่าตอบแทนอีกด้วย

กลุ่มบริษัทฯ ต้องเผชิญกับความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงซึ่งขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ โดยปัจจัยดังกล่าวรวมถึง การเปลี่ยนแปลงของอุปสงค์และอุปทาน และปริมาณเชื้อเพลิงสำรองในตลาดโลก ซึ่งหากต้นทุนเชื้อเพลิงมีการปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญและกลุ่มบริษัทฯ ไม่สามารถผลักภาระราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวไปยังลูกค้าของกลุ่มบริษัทฯ ได้ จะทำให้กลุ่มบริษัทฯ มีอัตรากำไรขั้นต้นลดลง ทั้งนี้ความสามารถของกลุ่มบริษัทฯ ในการผลักภาระความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงไปยังลูกค้าของกลุ่มบริษัทฯ ขึ้นอยู่กับข้อกำหนดที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งในส่วนของสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. นั้น หากอัตราราคาความร้อนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าอัตราราคาความร้อนตามสัญญา กลุ่มบริษัทฯ จะได้รับกำไรจากการดำเนินงานลดลง จากการที่กลุ่มบริษัทฯ ได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. ตามอัตราราคาความร้อนตามสัญญา ต่ำกว่าต้นทุนค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติที่แท้จริง

สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยนั้น โดยปกติ กลุ่มบริษัทฯ ขายไฟฟ้าในอัตราส่วนลดจากอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกของ กฟผ. โดยสูตรอัตราค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ได้รวมการคำนวณค่า Ft ซึ่งสะท้อนความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงซึ่งค่า Ft ดังกล่าวจะมีการปรับเปลี่ยนทุกๆ 4 เดือนเพื่อให้สอดคล้องกับดัชนีราคาเชื้อเพลิง (Fuel Price Index) ซึ่งสะท้อนราคาของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าหลายชนิด เช่น ถ่านหิน น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และเชื้อเพลิงประเภทอื่น ตลอดจนอัตราเงินเฟ้อ อัตราแลกเปลี่ยน และปัจจัยอื่นๆ ดังนั้น แม้ว่าค่า Ft จะสามารถป้องกันความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติได้ในระดับหนึ่ง แต่การที่ค่า Ft อ้างอิงกับดัชนีราคาเชื้อเพลิง (Fuel Price Index) อาจไม่ได้สะท้อนถึงต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่แท้จริงของกลุ่มบริษัทฯ นอกจากนี้ ค่า Ft อาจไม่ได้มีการปรับตัวตามกลไกที่ได้ออกแบบไว้เสมอไป

ในส่วนของสัญญาซื้อขายไอน้ำกับลูกค้าอุตสาหกรรม การปรับราคาขายไอน้ำเพื่อให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงในดัชนีต่างๆ อาจไม่ได้สะท้อนถึงต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่แท้จริงของกลุ่มบริษัทฯ เนื่องจากดัชนีอื่นนั้นอาจไม่ได้มีการปรับตัวไปในทิศทางและสัดส่วนเดียวกับการปรับตัวของราคาก๊าซธรรมชาติ

(โปรดพิจารณา ส่วนที่ 2.2.3 หัวข้อ 3.1.1 กลุ่มบริษัท มีความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาเชื้อเพลิง และกลุ่มบริษัท อาจไม่สามารถผลิกำไรจากความผันผวนดังกล่าวให้แก่ลูกค้าของกลุ่มบริษัท ได้ทั้งหมด และ หัวข้อ 3.1.2 กลุ่มบริษัท กำหนดราคาขายไฟฟ้าแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยในอัตราส่วนลดจากอัตราค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งอาจไม่สอดคล้องกับต้นทุนเชื้อเพลิงที่แท้จริงของกลุ่มบริษัท และอาจไม่ได้ปรับเปลี่ยนตามกลไกที่กำหนดไว้)

16.2.4 นโยบาย และการสนับสนุนจากภาครัฐ

กลุ่มบริษัท พึ่งพานโยบาย และการสนับสนุนจากภาครัฐบางส่วน เช่น การสนับสนุนการผลิต และการขายไฟฟ้าและไอน้ำ และโดยเฉพาะอย่างยิ่ง เพื่อเพิ่มความสามารถในเชิงเศรษฐกิจในการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียน

โดยทั่วไป นิติบุคคลในประเทศไทยต้องเสียภาษีในอัตราร้อยละ 20.0 ของกำไรสุทธิ อย่างไรก็ตาม วันที่ 30 มิถุนายน 2559 กลุ่มบริษัท ได้รับสิทธิประโยชน์จากการส่งเสริมการลงทุนในส่วนของโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วบางแห่ง โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง ซึ่งสิทธิประโยชน์ที่ได้รับคือการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศไทย เป็นระยะเวลา 8 ปี นับแต่วันที่เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้างดังกล่าว (ทั้งนี้ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกังหันก๊าซบางโครงการของกลุ่มบริษัท ได้รับการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลในอัตราร้อยละ 50.0 เป็นระยะเวลาต่อไปอีก 5 ปีภายหลังจากสิ้นสุดระยะเวลา 8 ปีดังกล่าว) สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าบางโครงการของกลุ่มบริษัท ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์มาเป็นระยะเวลานาน เช่น ABP1 และ ABP2 สิทธิประโยชน์เหล่านี้จะลดลง หรือสิ้นสุดลงในปี สิ้นผลให้บริษัทเจ้าของโครงการเหล่านั้นต้องเสียภาษีในอัตราที่สูงกว่าในอดีตเป็นอย่างมาก ซึ่งบริษัทฯ คาดว่าการลดลง หรือการสิ้นสุดสิทธิประโยชน์ทางภาษีเหล่านี้ในส่วนของโครงการโรงไฟฟ้าที่ดำเนินงานอยู่นั้น จะส่งผลให้กำไรหลังหักภาษีของกลุ่มบริษัทฯ ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ทั้งนี้ บริษัทฯ คาดว่าจะได้รับสิทธิประโยชน์จากสำนักงานส่งเสริมการลงทุนในลักษณะที่ใกล้เคียงกันสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการพัฒนาในประเทศไทย

นอกจากนี้ รัฐบาลของประเทศไทย และประเทศลาว ได้กำหนดสิทธิประโยชน์ทางการเงินหลายประการ เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียน สิทธิประโยชน์ดังกล่าวนี้ ส่วนใหญ่จะอยู่ในรูปของสิทธิประโยชน์ทางภาษีดังที่ได้ระบุไว้ข้างต้น และอัตราการรับซื้อไฟฟ้า (Feed-in-Tariff “FIT”) และสิทธิประโยชน์อื่นๆ ที่ออกแบบมาเพื่อส่งเสริมให้มีการพัฒนา การจัดหาเงินทุน และการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งรวมถึง พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำ และพลังงานลม โดยสิทธิประโยชน์ดังกล่าวจะช่วยลดต้นทุนในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และ/หรือ ให้อัตราค่าซื้อไฟฟ้าที่ดีสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ทั้งนี้ รัฐบาลไทย และรัฐบาลลาวได้ให้การสนับสนุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในหลายปีที่ผ่านมา และบริษัทฯ เชื่อว่ารัฐบาลจะคงไว้ และ/หรือ และเพิ่มระดับการสนับสนุนดังกล่าว เช่น ในเดือนพฤษภาคม 2558 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้อนุมัติแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2558 – 2579 (“PDP 2558”) ซึ่งกำหนดนโยบายทางด้านพลังงานของประเทศสำหรับปี 2558 – 2579 ซึ่งหนึ่งในเป้าหมายของ PDP 2558 คือการผลักดันให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ

20 ของปริมาณการใช้พลังงานทั้งหมดของประเทศภายในปี 2579 ซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานน้ำส่วนใหญ่จะถูกนำเข้ามาจากประเทศลาว และประเทศพม่า และมีการคาดการณ์ว่ากระทรวงพลังงานจะให้มาตรการสนับสนุนต่างๆ เพื่อกระตุ้นให้เกิดการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อให้บรรลุเป้าหมายนี้ ซึ่งบริษัทฯ คาดว่าบริษัทฯ จะได้รับประโยชน์จากสิทธิประโยชน์เหล่านี้ของรัฐบาล อย่างไรก็ตามหากรัฐบาลมีการเปลี่ยนแปลงนโยบายดังกล่าว และมีการยกเลิกสิทธิประโยชน์เหล่านี้จะส่งผลกระทบต่อธุรกิจ สถานะทางการเงิน ผลการดำเนินงาน และกระแสเงินสดของกลุ่มบริษัทฯ

16.2.5 ผลกระทบจากสภาพอากาศ และการเปลี่ยนแปลงของฤดูกาล

กลุ่มบริษัทฯ ได้เริ่มขยายการลงทุนและการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย โดย ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 กลุ่มบริษัทฯ มีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จำนวน 15 โครงการ ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวม 114.2 เมกะวัตต์ ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 7.6 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งทั้งหมดของกลุ่มบริษัทฯ

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทฯ ยังอยู่ระหว่างการก่อสร้าง และ/หรือ พัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจำนวน 8 โครงการในประเทศลาว และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม จำนวน 2 โครงการในประเทศไทย ซึ่งคาดว่าจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวมทั้งสิ้น 118.6 เมกะวัตต์ ซึ่งจะเพิ่มสัดส่วนของกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของกลุ่มบริษัทฯ เป็นร้อยละ 9.8 ภายในสิ้นปี 2564 (คำนวณจากกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งที่คาดการณ์ไว้ของโครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และ/หรือพัฒนา และคำนวณบนข้อสมมุติฐานว่าโครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ในช่วงดำเนินการพัฒนาและก่อสร้างจะแล้วเสร็จตามเวลาที่กำหนดไว้)

ทั้งนี้ ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของกลุ่มบริษัทฯ จะแตกต่างกันไปในแต่ละช่วงเวลา ขึ้นอยู่กับสภาพอากาศช่วงเวลานั้นๆ โดยสภาพอากาศในแต่ละฤดูกาลและในแต่ละปีมีความแตกต่างกัน และการเปลี่ยนแปลงทางธรรมชาติอย่างถาวรอาจเกิดขึ้นได้ ด้วยปัจจัยหลากหลายประการ ดังนั้นการที่สภาพอากาศมีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญในบริเวณที่โครงการโรงไฟฟ้าต่างๆ ของกลุ่มบริษัทฯ ตั้งอยู่อาจก่อให้เกิดผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อผลการดำเนินงานหากกลุ่มบริษัทฯ ไม่ได้รับการคุ้มครองจากการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวภายใต้สัญญาระยะยาวต่างๆ

16.2.6 รายจ่ายฝ่ายทุน

รายจ่ายฝ่ายทุนมีความจำเป็นต่อการก่อสร้างและการบำรุงรักษาโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ รวมทั้งการปรับเปลี่ยน และ/หรือ ปรับปรุงเพื่อให้เป็นไปตามกฎระเบียบ และมาตรฐานการดำเนินงานที่กำหนด

¹ บริษัทฯ คาดว่าภายในสิ้นปี 2564 จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งทั้งหมด 2,383.1 เมกะวัตต์ บนข้อสมมุติฐานว่าภายหลังจากที่ (ก) สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ ABP1 กับ กฟผ. และ (ข) สัญญาโอนสิทธิในการรับรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าของ ABP1 กับ ABPIF สิ้นสุดลงในวันที่ 16 กันยายน 2562 แล้ว ABP1 จะสามารถต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กับ กฟผ. และจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งเท่าเดิมจำนวน 166.4 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตไอน้ำติดตั้งเท่าเดิมจำนวน 30.0 ตันต่อชั่วโมง และบริษัทฯ จะมีสัดส่วนความเป็นเจ้าของในเชิงเศรษฐกิจใน ABP1 ร้อยละ 51.2 ทั้งนี้ บริษัทฯ อยู่ระหว่างดำเนินการจัดทำแผนลงทุนเพื่อประเมินกำลังการผลิตของโครงการโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่สามารถรับรองได้ว่า ABP1 จะมีกำลังการผลิตติดตั้งใหม่เท่ากับกำลังการผลิตติดตั้งในปัจจุบัน

โดยที่ผ่านมา ความต้องการชิ้นส่วน อุปกรณ์และอะไหล่ต่างๆ ซึ่งเป็นส่วนประกอบของโครงการโรงไฟฟ้า และแรงงานที่มีคุณภาพ ได้มีการปรับตัวเพิ่มขึ้น ซึ่งทำให้ต้นทุนการก่อสร้างและการบำรุงรักษาโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท สูงขึ้น ทั้งนี้ ต้นทุนในอนาคตส่วนใหญ่ของโครงการโรงไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับต้นทุนชิ้นส่วน อุปกรณ์และอะไหล่ต่างๆ ซึ่งเป็นส่วนประกอบของโครงการโรงไฟฟ้า และความสามารถของผู้รับเหมาในการก่อสร้างและการบำรุงรักษา โครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท นอกจากนี้ การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย กฎเกณฑ์ และระเบียบ ซึ่งอาจกำหนดให้กลุ่มบริษัท ต้องเพิ่มรายจ่ายฝ่ายทุนสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท การเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญของรายจ่ายฝ่ายทุนนั้น อาจส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท

16.3 รายละเอียดรายการที่สำคัญในงบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จ

16.3.1 รายได้จากการขายและการให้บริการ

รายได้จากการขายและการให้บริการประกอบไปด้วย (1) รายได้จากการขายสินค้า และ (2) รายได้จากการให้บริการ

รายได้จากการขายสินค้าประกอบด้วยรายได้จากการขายไฟฟ้าและไอน้ำที่ผลิตโดยโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ให้แก่หน่วยงานราชการ และลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศและต่างประเทศซึ่งดำเนินธุรกิจในการผลิตอุตสาหกรรมซึ่งโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ตั้งอยู่

รายได้จากการให้บริการประกอบด้วยค่าธรรมเนียมที่เรียกเก็บจากบริษัทร่วมค้า (ได้แก่ BGSENA BGYSP Solarwa และ TPS) เช่น การบริการทางบัญชีที่จัดทำให้บริษัทร่วมค้า และรายได้จากการให้บริการด้านการจัดทำเงินเดือน (payroll services) ให้แก่บริษัทอื่นในกลุ่ม บี.กริม ที่อยู่นอกกลุ่มบริษัท

ตารางดังต่อไปนี้ ระบุรายได้จากการขาย และให้บริการในรอบระยะเวลาที่ระบุไว้

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน			
	2556		2557		2558		2558		2559	
	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)
รายได้จากการขายสินค้า										
การขายไฟฟ้าให้ กฟผ. จาก SPP	7,502.1	54.3	10,999.8	55.4	12,557.7	54.9	5,963.8	53.6	8,242.0	61.3
การขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ⁽¹⁾									10.2	0.1
การขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม										
ในประเทศไทย	5,349.5	38.8	7,369.1	37.1	8,550.0	37.4	4,270.5	38.5	4,312.1	32.1
ในประเทศเวียดนาม ⁽²⁾	787.8	5.7	903.8	4.6	1,051.3	4.6	476.7	4.3	578.2	4.3
รายได้จากการขายไอน้ำ	164.2	1.2	580.2	2.9	693.6	3.0	367.3	3.3	283.2	2.1
รายได้จากการให้บริการ	0.6	0.0	1.1	0.0	5.2	0.0	0.6	0.0	11.8	0.1
รายได้จากการขายและการให้บริการ	13,804.1	100.0	19,854.1	100.0	22,857.8	100.0	11,078.8	100.0	13,437.5	100.0

(1) ประกอบด้วยรายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ BGPSK ทั้งนี้ สำหรับงวดหกเดือน

สิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อื่นๆ ของกลุ่มบริษัท มีรายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เป็นจำนวนรวม 478.9 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม รายได้ดังกล่าวไม่ถูกบันทึกเป็นรายได้จากการขายและการให้บริการของบริษัท เนื่องจากบริษัทเจ้าของโครงการโรงไฟฟ้าดังกล่าวเป็นบริษัทร่วมค้าของบริษัท บริษัท จึงรับรู้ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าของโครงการโรงไฟฟ้าดังกล่าวโดยใช้วิธีส่วนได้เสีย (equity method)

- (2) ประกอบด้วยรายได้จากการขายไฟฟ้าที่ APB ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN ต่อไปยังลูกค้าอุตสาหกรรมใน นิคมอุตสาหกรรม อมตะ ซิตี้ เบียนหัว

รายได้จากการขายสินค้าของบริษัท ขึ้นอยู่กับปริมาณไฟฟ้า และไอน้ำที่กลุ่มบริษัท ผลิตและจัดส่ง ตารางดังต่อไปนี้แสดงปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่กลุ่มบริษัท ผลิตและจัดส่ง

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2556	2557	2558	2558	2559
ปริมาณไฟฟ้าที่ส่ง (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)					
กฟผ.	2,146.8	3,098.3	3,744.1	1,735.8	2,733.5
กฟภ. ⁽¹⁾	-	-	-	-	1.8
ลูกค้าอุตสาหกรรม					
ประเทศไทย	1,507.6	2,042.3	2,436.8	1,207.4	1,300.4
ประเทศเวียดนาม	340.5	390.8	418.7	186.0	205.2
ทั้งหมด	<u>3,994.9</u>	<u>5,531.4</u>	<u>6,599.1</u>	<u>3,129.2</u>	<u>4,240.9</u>
ปริมาณไอน้ำที่ส่ง (ตัน)	106,282	400,133	537,503	278,479	256,483

- (1) ประกอบด้วยปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟภ. จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ BGPSK ทั้งนี้ สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อื่นๆ ของกลุ่มบริษัท ขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. เป็นจำนวนรวม 85.3 กิโลวัตต์-ชั่วโมง อย่างไรก็ตาม รายได้ดังกล่าวไม่ถูกบันทึกเป็นรายได้จากการขายและการให้บริการของบริษัท เนื่องจากบริษัทเจ้าของโครงการโรงไฟฟ้าดังกล่าวเป็นบริษัทร่วมค้าของบริษัท บริษัท จึงรับรู้ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าของโครงการโรงไฟฟ้าดังกล่าวโดยใช้วิธีส่วนได้เสีย (equity method)
- (2) ประกอบด้วย ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อโดย APB จากบริษัทย่อยของ EVN ซึ่งจะถูกขายต่อไปยังลูกค้าอุตสาหกรรมใน นิคมอุตสาหกรรม อมตะ ซิตี้ เบียนหัว

ตารางด้านล่างนี้แสดงข้อมูลเกี่ยวกับรายได้เฉลี่ยต่อหน่วยที่เกิดขึ้นจากการขายไฟฟ้าและไอน้ำของกลุ่มบริษัท

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2556	2557	2558	2558	2559
รายได้การขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)					
กฟผ.	3.49	3.55	3.35	3.44	3.02
กฟภ.	-	-	-	-	5.66
ลูกค้าอุตสาหกรรม					
ประเทศไทย	3.55	3.61	3.51	3.54	3.32
ประเทศเวียดนาม	2.31	2.31	2.51	2.56	2.82
รายได้การขายไอน้ำเฉลี่ยต่อหน่วย (บาท/ตัน)	1,544.95	1,450.02	1,290.41	1,318.95	1,104.17

(1) ไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ.

กลุ่มบริษัท ขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดย ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 กลุ่มบริษัท มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจำนวน 16 ฉบับ เพื่อขายไฟฟ้าตามกำลังการผลิตตามสัญญาจำนวน 1,410.0 เมกะวัตต์ ให้แก่ กฟผ. ทั้งนี้ ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP กำหนดให้ กฟผ. ต้องซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 80.0 ของกำลังการผลิตตามสัญญา ในกรณีที่ กฟผ. ไม่สามารถรับซื้อไฟฟ้าได้ครบตามสัญญา กฟผ. จะชำระเงินส่วนต่างตามที่ระบุในสัญญา (Take-or-Pay)

ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับ SPP อัตราค่าไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัท ขายให้ กฟผ. ประกอบด้วย 3 ส่วน คือ (1) ค่าพลังไฟฟ้า (capacity payment) (2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (energy payment) และ (3) ค่าประหยัดในการใช้เชื้อเพลิง (fuel saving payment) (ถ้ามี) โดยตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับ SPP กฟผ. มีหน้าที่ชำระค่าพลังไฟฟ้า (capacity payment) ขั้นต่ำเป็นรายเดือน (ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนของหน่วยเงินดอลลาร์สหรัฐต่อเงินบาท) ซึ่งครอบคลุมเพียงรายจ่ายฝ่ายทุนคงที่ (fixed capital expenditure) และต้นทุนการดำเนินงานคงที่ (fixed operating costs) ทั้งนี้ ค่าพลังไฟฟ้า และค่าพลังงานไฟฟ้าจะถูกกำหนดโดยอ้างอิงจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดยไม่ได้อ้างอิงจากโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท แห่งใดแห่งหนึ่ง นอกจากนี้ กฟผ. ยังจ่ายค่าพลังงานไฟฟ้าให้กลุ่มบริษัท (โปรดพิจารณาส่วนที่ 2.2.8 หัวข้อ 8.1.1 (4) อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับไฟฟ้าที่ผลิตโดย SPP และจำหน่ายให้ กฟผ.)

(2) ไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟภ.

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของกลุ่มบริษัท ได้เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ตั้งแต่เดือนธันวาคม 2558 ทำให้ในปี 2559 กลุ่มบริษัท เริ่มมีรายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ BGPSK ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 8.0 เมกะวัตต์

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. ของบริษัท มาจากโครงการโรงไฟฟ้า BGPSK โดยรายได้ของ BGPSK จะคำนวณจากค่าสัดส่วนของพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง (capacity factor) โดย BGPSK ได้รับ Feed-in-Tariff (FiT) ในอัตรา 5.66 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับปริมาณไฟฟ้าที่มี capacity factor ไม่เกินร้อยละ 16.0 โดยสำหรับปริมาณไฟฟ้าที่มี capacity factor เกินกว่าร้อยละ 16.0 นั้น อัตราค่าไฟฟ้าที่ได้รับจะเท่ากับราคาขายส่งโดยเฉลี่ยซึ่ง กฟผ. ขายให้กับ กฟภ. ในช่วงเวลา 12 เดือน (ณ ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ 11 - 33 กิโลวัตต์) บวกอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (ft) ทั้งนี้ อัตราค่าไฟฟ้าในส่วนดังกล่าวจะต้องไม่เกิน 5.66 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (โปรดพิจารณาส่วนที่ 2.2.8 หัวข้อ 8.1.1 (4) อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับไฟฟ้าที่ผลิตโดย VSP และจำหน่ายให้ กฟภ.)

ทั้งนี้ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัท มีการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ อื่นๆ อีก จำนวน 14 โครงการผ่านการลงทุนในบริษัทร่วมค้า รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. จากโครงการดังกล่าวสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 478.9 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม บริษัท จะรับรู้เพียงส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนดังกล่าวโดยใช้วิธีส่วนได้เสีย (equity method) เท่านั้น และไม่บันทึกรายได้ของโครงการโรงไฟฟ้างดังกล่าวเป็นรายได้ในงบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จของบริษัท

(3) ไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม

กลุ่มบริษัท ขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดย ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 โครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในประเทศไทยของกลุ่มบริษัท มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจำนวน 160 ฉบับ เพื่อขายไฟฟ้าจำนวน 514.6 เมกะวัตต์ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมใน 5 นิคมอุตสาหกรรม สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าโครงการ BPLC1 และ BPLC2 อัตราค่าไฟฟ้าโดยทั่วไปคำนวณจาก (ก) ค่าพลังไฟฟ้า (capacity charge) (ข) ค่าพลังงานไฟฟ้า (energy charge) (ค) ค่าบริการ (ง) ค่าขนส่งเชื้อเพลิง (fuel transfer charge) และ (จ) ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (power factor charge)

ส่วนอัตราค่าไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัท ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าโครงการอื่นๆ คำนวณจาก (ก) ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (demand charge) (ข) ค่าพลังงานไฟฟ้า (energy charge) (ค) ค่าบริการ (ง) ค่าปรับเปลี่ยนไฟฟ้าอัตโนมัติ (automatic adjustment charge) และ (จ) พลังงานรีแอคทีฟ (reactive energy charge) (หากมี) (โปรดพิจารณาส่วนที่ 2.2.8 หัวข้อ 8.1.1 (4) (ข) อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับไฟฟ้าซึ่งผลิตโดย SPP และจำหน่ายให้ลูกค้าอุตสาหกรรม)

ทั้งนี้ ลูกค้าบางรายอาจได้รับส่วนลดในค่าพลังไฟฟ้า (capacity charge) หรือค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (demand charge) แล้วแต่กรณี และ/หรือ ค่าพลังงานไฟฟ้า (energy charge) ขึ้นอยู่กับการเจรจาต่อรองกับลูกค้าแต่ละราย ทั้งนี้ ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อจำนวนส่วนลดนั้นขึ้นอยู่กับค่าการใช้ไฟฟ้า (load factor) กำลังการผลิตตามสัญญา (contracted capacity) ปริมาณการซื้อขั้นต่ำ (minimum take obligation) ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมระบบ (interconnection cost) รวมถึงปัจจัยอื่นๆ เกี่ยวกับลูกค้ารายนั้นๆ ทั้งนี้ ภายใต้ข้อกำหนดตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัท ทำกับลูกค้าอุตสาหกรรม ลูกค้ามีหน้าที่ต้องซื้อไฟฟ้าในปริมาณขั้นต่ำตามที่กำหนดไว้ในสัญญา หรือต้องชำระค่าตอบแทนสำหรับส่วนที่ไม่ถึงปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา และมีสิทธิที่จะซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมได้ในปริมาณที่ไม่เกินกำลังการผลิตตามสัญญา

ในประเทศเวียดนาม โครงการโรงไฟฟ้า APB ของกลุ่มบริษัท ดำเนินการซื้อไฟฟ้าโดยตรงจาก บริษัทย่อยของ EVN และขายต่อให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ เบียนห์ โดย ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 APB มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจำนวนทั้งสิ้น 200 ฉบับ คิดเป็นปริมาณรวมทั้งสิ้น 299.5 เมกะวัตต์ โดยอัตราค่าไฟฟ้า (ทั้งในช่วงเวลาปกติ ช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง และช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ) ถูกกำหนดโดยคณะกรรมการประชาชนจังหวัดดองไน (Dong Nai People's Committee) (หรือหน่วยงานที่มีอำนาจอื่น) และอาจถูกปรับเปลี่ยนเป็นครั้งคราวตามมติของคณะกรรมการประชาชนจังหวัดดองไน (Dong Nai People's Committee) (หรือหน่วยงานที่มีอำนาจอื่น) ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้างกล่าวถูกกำหนดเป็นส่วนเพิ่มจากราคาขายปลีกของบริษัทย่อยของ EVN

(4) การขายไอน้ำ

กลุ่มบริษัท ขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมภายใต้สัญญาซื้อขายไอน้ำ โดย ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 โครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในประเทศไทยของกลุ่มบริษัท มีสัญญาซื้อขายไอน้ำกับลูกค้าอุตสาหกรรมรวม 19 ฉบับ เพื่อขายไอน้ำจำนวน 146.4 ตันต่อชั่วโมงให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมใน 3 นิคมอุตสาหกรรม ทั้งนี้ อัตราค่าไอน้ำที่กลุ่มบริษัท ได้รับประกอบด้วย (ก) ค่าพลังไอน้ำ

(capacity charge) ซึ่งแปรผันตามปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากโครงการโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องเพื่อขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมตลอดอายุสัญญา (ข) ค่าพลังงานไอน้ำ (energy charge) ซึ่งแปรผันตามปริมาณไอน้ำทั้งหมดที่ลูกค้าอุตสาหกรรมใช้ในแต่ละเดือน และ (ค) ค่าน้ำ (water charge) ซึ่งแปรผันตามปริมาณไอน้ำที่ลูกค้าอุตสาหกรรมไม่ได้ส่งคืนแก่กลุ่มบริษัทฯ ในแต่ละเดือน ทั้งนี้ ค่าพลังงานไอน้ำและค่าน้ำจะถูกปรับเพื่อให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของดัชนีต่างๆ ซึ่งรวมถึง ดัชนีค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ดัชนีค่าน้ำ ดัชนีราคาผู้บริโภค และดัชนีค่าน้ำ

16.3.2 รายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน

กลุ่มบริษัทฯ มีข้อตกลงสัมปทานโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลาวที่เป็นสัญญาในลักษณะ Build-Operate-Transfer (BOT) ทั้งนี้ การก่อสร้างดังกล่าวถือเป็นการให้บริการตามสัญญาสัมปทาน ซึ่งทำให้กลุ่มบริษัทฯ รับรู้รายได้ดังกล่าวเป็นรายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน ซึ่งกลุ่มบริษัทฯ จะบันทึกรายได้ที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้างโดยอ้างอิงกับสัดส่วนความสำเร็จของโครงการที่เกี่ยวข้อง ณ วันสิ้นงวด

ทั้งนี้ บริษัทฯ จะบันทึกสินทรัพย์ไม่มีตัวตนเป็นสิ่งตอบแทนในการดำเนินการดังกล่าว และจะทำการตัดจำหน่ายในช่วงที่โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์จนถึงหมดสัญญาสัมปทาน

16.3.3 ต้นทุนขายและการให้บริการ

ต้นทุนขายและการให้บริการ ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ ค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN ค่าใช้จ่ายในการผลิต ค่าใช้จ่ายการบำรุงรักษา ค่าเสื่อมราคาของอาคาร โรงไฟฟ้า และอุปกรณ์ ค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตน และอื่นๆ

ตารางดังต่อไปนี้ แสดงต้นทุนขายและการให้บริการสำหรับรอบระยะเวลาที่ระบุไว้

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม					งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน				
	2556		2557		2558		2558		2559	
	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)
ก๊าซธรรมชาติ	9,459.7	79.2	13,653.4	81.0	15,160.4	78.6	7,546.3	80.2	8,166.1	76.2
ต้นทุนค่าไฟฟ้า – APB ⁽¹⁾	647.6	5.4	793.9	4.7	936.8	4.9	422.7	4.5	514.2	4.8
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	247.5	2.1	447.5	2.7	557.7	2.9	238.9	2.5	380.5	3.5
ค่าใช้จ่ายด้านการบำรุงรักษา	419.5	3.5	366.2	2.2	632.8	3.3	219.1	2.3	421.7	3.9
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	978.5	8.2	1,308.9	7.8	1,706.8	8.8	865.6	9.2	1,113.9	10.4
อื่นๆ ⁽²⁾	185.3	1.6	276.8	1.6	293.5	1.5	120.4	1.3	125.3	1.2
ต้นทุนจากการขาย และบริการ	11,938.1	100.0	16,846.7	100.0	19,288.0	100.0	9,413.1	100.0	10,721.8	100.0

(1) ประกอบด้วย ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อโดย APB จากบริษัทย่อยของ EVN ซึ่งจะถูกขายต่อไปยังลูกค้าอุตสาหกรรมใน นิคมอุตสาหกรรมอมตะ ซิตี้ เป็นหัว

(2) ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ต้นทุนไฟฟ้าสำรองจาก กฟภ. น้ำ และสารเคมี รวมถึงบริการบำบัดน้ำเสีย

(1) ก๊าซธรรมชาติ

โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกังหันก๊าซทั้งหมดของกลุ่มบริษัท ที่ดำเนินงานอยู่นั้น ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นแหล่งเชื้อเพลิงหลัก โดยก๊าซธรรมชาติเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนขายและการให้บริการที่สูงที่สุดของกลุ่มบริษัท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 79.2 ร้อยละ 81.0 ร้อยละ 78.6 และ ร้อยละ 76.2 ของต้นทุนขาย และการให้บริการทั้งหมดในปี 2556 2557 และ 2558 และงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ตามลำดับ ตารางด้านล่างนี้แสดงข้อมูลเกี่ยวกับราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่กลุ่มบริษัท ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกังหันก๊าซตามช่วงระยะเวลาที่ระบุไว้

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2556	2557	2558	2558	2559
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (บาท/หนึ่งล้านบีทียู)	318.50	325.67	300.15	309.89	251.61

กลุ่มบริษัท ซื้อก๊าซธรรมชาติทั้งหมดจาก ปตท. โดยราคาก๊าซที่กำหนดภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซประกอบด้วยราคาก๊าซ และค่าธรรมเนียมในการส่งก๊าซผ่านท่อ (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.2 หัวข้อ 2.3.3 การจัดหาวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้า และ รายการ “การซื้อก๊าซ” ในหมายเหตุ 29 ของงบการเงินรวมของบริษัท ที่มีรายการเกี่ยวเนื่องกับรายจ่ายค่าก๊าซธรรมชาติ และต้นทุนไฟฟ้าของเบียนหัว)

(2) ต้นทุนค่าไฟฟ้า – APB

APB ซื้อไฟฟ้าโดยตรงจากบริษัทย่อยของ EVN และนำไฟฟ้างดไว้ขายต่อให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้เบียนหัว โดย APB ซื้อไฟฟ้าจากบริษัทย่อยของ EVN ที่ 110 กิโลวัตต์ ในอัตราค่าไฟฟ้าแบบรายขายส่ง

ทั้งนี้ กระบวนการอุตสาหกรรมและการค้าของเวียดนามจะเป็นผู้กำหนดช่วงของอัตราค่าไฟฟ้าแบบรายขายส่งที่ EVN เรียกเก็บจากบริษัทย่อยของ EVN ทุกปี ซึ่งบริษัทย่อยของ EVN จะเป็นผู้กำหนดอัตราค่าไฟฟ้าแบบรายขายส่งที่จะเรียกเก็บจากผู้ขายไฟฟ้าย่อยอื่นๆ เช่น APB อีกทอดหนึ่ง โดยการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าจะเป็นไปตามที่กำหนดในเอกสารแนบท้ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างบริษัทย่อยของ EVN และ APB

(3) ค่าใช้จ่ายในการผลิต

ค่าใช้จ่ายในการผลิต ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับพนักงานของโครงการโรงไฟฟ้า ค่าธรรมเนียมของที่ปรึกษาที่โครงการโรงไฟฟ้าว่าจ้างเป็นครั้งคราว ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า และเงินสมทบเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าไทยของ กกพ. เพื่อการพัฒนา และการฟื้นฟูชุมชนท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า ซึ่งผู้ประกอบกิจการพลังงานทุกรายมีหน้าที่ต้องชำระเงินเข้ากองทุนตั้งแต่เดือนมกราคม 2554 ทั้งนี้ ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้าประกอบด้วยค่าเบี้ยประกันภัยของประกันภัยที่กลุ่มบริษัท ต้องจัดทำภายใต้สัญญาเงินกู้โครงการ สัญญาซื้อขายไฟฟ้า และ/หรือ สัญญาสัมปทาน (แล้วแต่กรณี) เพื่อคุ้มครองความเสี่ยงต่อการสูญเสีย หรือความเสียหายของทรัพย์สินของโรงไฟฟ้า การหยุดชะงักของธุรกิจ ความรับผิดชอบ

ต่อบุคคลภายนอกในช่วงระยะเวลาการก่อสร้าง หรือระยะเวลาดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.5 หัวข้อ 5.3.2 การประกันภัย)

(4) ค่าใช้จ่ายด้านการบำรุงรักษา

ค่าใช้จ่ายด้านการบำรุงรักษาประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่จะต้องใช้ในการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท ซึ่งรวมถึงการบำรุงรักษาตามแผน และการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ (Major Overhauls) กลุ่มบริษัท บันทึกค่าซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ โดยมีรายละเอียดดังนี้

(ก) การซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ที่รวมอยู่ในสัญญาบริการระยะยาว (Long-term service agreement) กลุ่มบริษัท จะบันทึกค่าซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ดังกล่าวเป็นต้นทุนขายและการให้บริการรายปี ตามที่กำหนดไว้ในสัญญาบริการระยะยาว

(ข) การซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ที่ไม่รวมอยู่ในสัญญาบริการระยะยาว (Long-term service agreement) กลุ่มบริษัท จะบันทึกค่าใช้จ่ายซ่อมบำรุงชิ้นส่วนอื่นและค่าแรงเป็นต้นทุนขายและการให้บริการ และจะบันทึกค่าอะไหล่และวัสดุสำรองคลังหลักเป็นค่าใช้จ่ายฝ่ายทุนและหักค่าเสื่อมราคาตลอดระยะเวลาการใช้งานจนถึงการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ครั้งถัดไป (เช่น กรณีการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ของ ABP1 และ ABP2)

นอกจากนี้ ต้นทุนของวัสดุสำรองคลังที่มีอายุการใช้งานเกินกว่าหนึ่งปีจะบันทึกเป็นสินทรัพย์ เมื่อมีการเบิกใช้สำหรับซ่อมบำรุงครั้งใหญ่และตัดค่าเสื่อมราคาตามวิธีเส้นตรงตลอดอายุการใช้งาน ส่วนวัสดุสำรองคลังที่ถูกเปลี่ยนแทนจากการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่จะถูกตัดออกจากสินทรัพย์ด้วยราคาตามบัญชี และบันทึกเป็นวัสดุสำรองคลังด้วยราคาตามบัญชี ณ วันที่มีการเปลี่ยนแทน

(5) ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

(ก) ค่าเสื่อมราคาของอาคาร และอุปกรณ์

ค่าเสื่อมราคาของอาคารและอุปกรณ์ของกลุ่มบริษัท ถูกบันทึกเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนขายและการให้บริการ ซึ่งประกอบด้วย ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ในโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท รวมถึง โรงไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าย่อย ระบบส่งพลังไฟฟ้า อุปกรณ์ และวัสดุสำรองคลัง โดยปกติกลุ่มบริษัท คำนวณค่าเสื่อมราคาโดยใช้ราคาทุนของสินทรัพย์และตัดค่าเสื่อมราคาวิธีเส้นตรงตลอดอายุการใช้งานของสินทรัพย์

(ข) การตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตน

การตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนจะบันทึกเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนขาย และการให้บริการ ซึ่งประกอบด้วย

1) ต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้ารอตัดจ่าย

- ต้นทุนของระบบท่อส่งก๊าซซึ่งจะถูกโอนกรรมสิทธิ์ให้กับผู้จัดจำหน่าย

ก๊าซตามที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายก๊าซนั้นถูกตัดจำหน่ายโดยใช้วิธีเส้นตรงตลอดอายุของสัญญาซื้อขายก๊าซ

- ต้นทุนของสถานีย่อยซึ่งจะถูกโอนกรรมสิทธิ์ให้แก่ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้านั้นจะถูกตัดจำหน่ายโดยใช้วิธีเส้นตรงตลอดอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
- ต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้ารอตัดจ่ายซึ่งถูกทยอยตัดจำหน่ายต้นทุนตั้งแต่การเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยใช้วิธีเส้นตรงตลอดระยะเวลาที่คาดว่าจะได้รับผลประโยชน์จากการพัฒนานั้น เป็นระยะเวลาไม่เกิน 25 ปี

- 2) สิทธิในการใช้ที่ดิน - เป็นค่าใช้จ่ายเพื่อให้ได้มาซึ่งสิทธิในการใช้ที่ดินสำหรับการติดตั้งโรงไฟฟ้า สถานีย่อย ระบบการจัดส่งพลังงานไฟฟ้า และเสาไฟฟ้า ค่าสิทธิดังกล่าวถูกบันทึกและตัดจำหน่ายโดยวิธีเส้นตรงตลอดอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า เป็นระยะเวลา 25 ปี
- 3) สิทธิในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า - เป็นสินทรัพย์ที่ได้มาจากการเข้าซื้อกิจการ BPLC1 และ BPLC2 เมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2557 และสินทรัพย์ที่ได้มาจากการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เซนน้ำน้อย 2 และเซกะดำ 1 ซึ่งสิทธิในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะถูกตัดจำหน่ายโดยใช้วิธีเส้นตรงตลอดอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

(ค) อื่น ๆ

รายการอื่นๆ โดยหลักประกอบไปด้วยค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน คือ ต้นทุนค่าไฟฟ้าสำรองจาก กฟผ. การซื้อน้ำเพื่อการหล่อเย็นอุปกรณ์ และสารเคมีสำหรับกระบวนการบำบัดน้ำ รวมถึงบริการการบำบัดน้ำ

16.3.4 ต้นทุนการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน

ต้นทุนทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในประเทศลาวถูกบันทึก หรือจะถูกบันทึกเป็นต้นทุนการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน ตามขั้นความสำเร็จของงานก่อสร้างในโครงการที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ ต้นทุนดังกล่าวได้แก่ งานก่อสร้างเขื่อน หัวต่อและท่อนำน้ำเข้ากังหัน กังหัน ท่อส่งน้ำ และโรงไฟฟ้า

16.3.5 รายได้อื่น

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน			
	2556		2557		2558		2558		2559	
	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)
รายได้ดอกเบี้ย	24.9	63.5	75.8	72.5	131.8	52.8	54.0	37.0	37.0	32.7
กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรม	-	-	14.9	14.2	-	-	-	-	-	-
กำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุนในบริษัทร่วม	-	-	-	-	85.1	34.1	85.1	58.2	-	-
รายได้ค่าปรับงานล่าช้า	-	-	-	-	10.3	4.1	-	-	-	-
รายได้เงินชดเชยจากการประกันภัย	-	-	-	-	7.6	3.1	-	-	57.5	50.8
รายได้เงินปันผลรับ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
อื่นๆ	14.3	36.5	14.0	13.3	14.7	5.9	7.0	4.8	18.6	16.5
รายได้อื่นทั้งหมด	39.2	100.0	104.7	100.0	249.5	100.0	146.1	100.0	113.2	100.0

รายได้อื่นนั้นส่วนใหญ่ประกอบด้วยรายได้จากดอกเบี้ยรับ และรายการอื่นๆ โดยรายได้จากดอกเบี้ยรับ ประกอบไปด้วย ดอกเบี้ยที่ได้มาจากเงินฝากธนาคาร และเงินกู้ยืมที่ให้แก่งานที่เกี่ยวข้องกัน ส่วนรายการอื่นๆ ประกอบไปด้วย เงินชดเชยค่าเสียหายตามที่กำหนดในสัญญา EPC และ/หรือ สัญญาบริการระยะยาว และรายได้จากการบริการที่ได้จากลูกค้าอุตสาหกรรม เช่น การบริการติดตั้งมีเตอร์

รายได้อื่นในปี 2557 บริษัทฯ มีผลกำไรจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรม (gain on bargain purchase) ซึ่งเป็นส่วนต่างระหว่างสินทรัพย์ทั้งหมด กับเงินที่จ่ายเพื่อการเข้าซื้อ BPLC1 และ BPLC2 จาก ไชม่ ดาร์บี เอ็นเนอจี ในปี 2557

รายได้อื่นในปี 2558 บริษัทฯ มีกำไรจากการขายเงินลงทุนใน BGGP (gain from sale of investment) รายได้ค่าปรับงานล่าช้าที่เรียกเก็บจากผู้รับเหมาตามสัญญา EPC สำหรับ ABP4 และรายได้เงินชดเชยจากการประกันภัย สำหรับการหยุดชะงักของธุรกิจ และการสูญเสียรายได้ที่เกี่ยวข้องกับ Unplanned outage ที่ไม่ได้คาดหมายที่ ABP1

16.3.6 ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน			
	2556		2557		2558		2558		2559	
	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)	(ล้านบาท)	(ร้อยละ)
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร และค่าใช้จ่ายทั่วไป	215.3	37.9	362.7	44.0	360.8	36.0	160.8	37.8	171.7	36.9
ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับพนักงาน	189.5	33.3	209.1	25.4	321.5	32.1	106.7	25.1	134.7	28.9
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	135.6	23.8	160.1	19.4	151.2	15.1	75.8	17.8	77.6	16.7
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	28.2	5.0	92.8	11.3	168.9	16.8	82.5	19.4	81.6	17.5
ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั้งหมด	568.6	100.0	824.6	100.0	1,002.4	100.0	425.9	100.0	465.6	100.0

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร ประกอบด้วย (1) ค่าใช้จ่ายในการบริหาร และค่าใช้จ่ายทั่วไป ซึ่งรวมถึง ค่าใช้จ่ายในการว่าจ้างที่ปรึกษา ค่าใช้จ่ายสาธารณูปโภค ค่าใช้จ่ายในการโฆษณา และค่าอุปกรณ์สำนักงาน (2) ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับพนักงาน (3) ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ซึ่งรวมถึงค่าปรับที่จะต้องจ่ายให้แก่ กฟผ. กรณีที่ประสิทธิภาพของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกังหันก๊าซของกลุ่มบริษัท นั้นต่ำกว่า ระดับขั้นต่ำที่ระบุไว้ภายใต้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง และค่าธรรมเนียมธนาคาร และ (4) ค่าเสื่อมราคาของอาคาร และอุปกรณ์ เช่น อุปกรณ์สำนักงาน เครื่องตกแต่ง คอมพิวเตอร์ และยานพาหนะ และ ค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตน เช่น สิทธิในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และคอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์)

16.3.7 กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2556	2557	2558	2558	2559
	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง	(11.4)	(22.3)	(59.1)	8.7	156.8
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	(33.6)	8.9	57.6	(9.8)	(21.5)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	(45.0)	(13.4)	(1.5)	(1.1)	135.3

กลุ่มบริษัท มีรายได้และค่าใช้จ่ายบางรายการในรูปของเงินตราต่างประเทศ เช่น ค่าใช้จ่ายตามสัญญาบำรุงรักษาที่จ่ายเป็นสกุลยูโร และ ค่าใช้จ่ายในการซื้ออะไหล่และวัสดุสำรองคลังที่เป็นเงินตราต่างประเทศ ทำให้บริษัท อาจมีกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงซึ่งเกิดจากผลต่างระหว่างอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่ทำรายการ กับวันที่มีการชำระ

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นซึ่งเกิดจากผลต่างระหว่างอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่ทำรายการ กับวันสิ้นงวด

16.3.8 ต้นทุนทางการเงิน

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2556	2557	2558	2558	2559
	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)
ดอกเบี้ยจ่าย	(664.8)	(1,081.8)	(1,407.0)	(624.4)	(988.6)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง	(42.0)	6.9	39.9	(9.0)	(35.0)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	(248.9)	(110.0)	(981.1)	(145.7)	366.2
อื่นๆ	(28.3)	(71.2)	(53.3)	(23.3)	(32.1)
รวมต้นทุนทางการเงินทั้งหมด	(984.0)	(1,256.1)	(2,401.5)	(802.4)	(689.5)

ต้นทุนทางการเงิน ประกอบด้วย

- (1) ดอกเบี้ยจากเงินเบิกเกินบัญชี เงินกู้ยืมระยะสั้น และระยะยาว
- (2) ผลขาดทุนหรือกำไรในอัตราแลกเปลี่ยนจากกิจกรรมการจัดหาเงินกู้ยืมที่เป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ซึ่งประกอบด้วย
 - (ก) กำไรขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง ซึ่งมาจากผลต่างระหว่างอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่ชำระเงินต้นหรือดอกเบี้ยจริง เทียบกับอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่เบิกเงินกู้ยืมหรือบันทึกค่าใช้จ่ายดอกเบี้ย
 - (ข) กำไรขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น ซึ่งมาจากผลต่างระหว่างเงินกู้ยืมคงเหลือและดอกเบี้ยค้างจ่าย ณ วันสิ้นงวดบัญชี เทียบกับอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันที่เบิกเงินกู้ยืมหรือบันทึกค่าใช้จ่ายดอกเบี้ย
- (3) การตัดจำหน่ายค่าธรรมเนียมในการจัดหาเงินกู้ยืมหรือการตัดบัญชี และ
- (4) รายการอื่นๆ ส่วนใหญ่คือ ค่าธรรมเนียมเงินกู้ยืมที่ยังไม่ได้เบิกใช้ (commitment fees) ที่เรียกเก็บโดยผู้ให้กู้สำหรับเงินกู้ที่ยังไม่เบิกใช้ (undisbursed loan)

ตามข้อมูลต้นทุนการกู้ยืมที่ปรากฏใน TAS 23 (ฉบับแก้ไขปี 2558) กำหนดว่า ต้นทุนการกู้ยืมสามารถบันทึกรายการได้เป็น 2 กลุ่ม ได้แก่

- (1) ต้นทุนทางการเงิน ดังรายละเอียดที่อธิบายในข้างต้น
- (2) ต้นทุนการลงทุนในทรัพย์สิน โดยที่ต้นทุนการกู้ยืมจะต้องเป็นไปตามหลักเกณฑ์การลงทุน

16.3.9 ส่วนแบ่งกำไรขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า เป็นรายได้ที่บริษัทฯ รับรู้ตามวิธีส่วนได้เสีย (equity method) โดยรายการดังกล่าวแสดงถึงส่วนแบ่งของกลุ่มบริษัทฯ ในผลกำไร หรือขาดทุนของบริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า ทั้งนี้ บริษัทร่วม ประกอบไปด้วย (1) BGGP ผู้ผลิตน้ำมันไบโอดีเซล อย่างไรก็ดี บริษัทฯ จำหน่ายเงินลงทุนออกไปในปี 2558 แล้ว และ (2) TWP บริษัทที่ดำเนินธุรกิจการลงทุนของบริษัทเจ้าของโครงการสำหรับโครงการ BW จนกระทั่งบริษัทฯ ได้เข้าซื้อหุ้นเพิ่มเติมใน TWP ในปี 2557 และจึงกลายเป็นบริษัทย่อยของบริษัทฯ และกิจการร่วมค้าของบริษัทฯ นั้น ประกอบไปด้วย (1) BGYP ซึ่งเป็นบริษัทเจ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 8 โครงการของบริษัทฯ และ (2) BGSENA บริษัทที่ดำเนินธุรกิจการลงทุนใน Solarwa และ TPS ซึ่งเป็นบริษัทเจ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนรวม 6 โครงการ

16.3.10 ภาษีเงินได้

ภาษีเงินได้ประกอบด้วย (1) ภาษีเงินได้งวดปัจจุบัน และ (2) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี

(1) ภาษีเงินได้งวดปัจจุบันตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ คือ ผลรวมของภาษีเงินได้นิติบุคคลของบริษัทฯ และบริษัทย่อยของบริษัทฯ ซึ่งคำนวณจากกำไรทางภาษีของแต่ละบริษัทดังกล่าว โดยอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลของแต่ละบริษัทขึ้นอยู่กับเงื่อนไขที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุนสำหรับแต่ละโครงการ (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.2.8 หัวข้อ 8.3 สิทธิและประโยชน์จากการได้รับการส่งเสริมการลงทุน)

(2) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี คือการเปลี่ยนแปลงของผลแตกต่างชั่วคราวของสินทรัพย์และหนี้สิน ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี (Deferred tax asset and liability)

16.4 รายได้จำแนกตามส่วนงานธุรกิจ

บริษัทฯ แบ่งประเภทธุรกิจออกเป็นสองส่วนงาน คือ (1) ธุรกิจผลิตและขายไฟฟ้า และ (2) ธุรกิจอื่น

สำหรับธุรกิจผลิตและขายไฟฟ้า กลุ่มบริษัทฯ ผลิตและขายไฟฟ้า และ/หรือ ให้นำจากโรงไฟฟ้าให้กับหน่วยงานรัฐบาลและลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตนิคมอุตสาหกรรมทั้งในประเทศและต่างประเทศ

สำหรับธุรกิจอื่นประกอบไปด้วย ค่าธรรมเนียมที่เรียกเก็บจากบริษัทร่วมค้า และบริษัทอื่นในกลุ่ม บี.กริม ที่อยู่นอกกลุ่มบริษัทฯ สำหรับการให้บริการด้านการจัดทำเงินเดือน (payroll services) และรายได้จากการให้บริการอื่นๆ เช่น การบริการทางบัญชีที่จัดทำให้บริษัทร่วมค้าและบริษัทอื่นในกลุ่ม บี.กริม ที่อยู่นอกกลุ่มบริษัทฯ

ตารางต่อไปนี้แจกแจงรายได้ทั้งหมดจากส่วนงานธุรกิจ (โดยไม่รวมถึงรายได้ระหว่างส่วนงานธุรกิจ) สำหรับระยะเวลาที่นำเสนอ

	รอบปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2556	2557	2558	2558	2559
	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)
ธุรกิจผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อจำหน่าย	13,803.5	19,853.0	23,937.9	11,996.2	13,596.8
ธุรกิจอื่น	0.6	1.1	5.2	0.6	11.8
รายได้จากการขาย และให้บริการ	13,804.1	19,854.1	23,943.1	11,996.9	13,608.7

ตารางดังต่อไปนี้แสดง (1) กำลังการผลิตติดตั้ง และกำลังการผลิตติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ และ (2) ปริมาณไฟฟ้า และไอน้ำ ซึ่งกลุ่มบริษัทฯ ขาย สำหรับวันที่และรอบระยะเวลาที่ระบุ

	รอบปีสิ้นสุด วันที่ 31 ธันวาคม			งวดหกเดือนสิ้นสุด วันที่ 30 มิถุนายน	
	2556	2557	2558	2558	2559
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง ณ วันสิ้นรอบ (เมกะวัตต์)	730.8	889.9	1,241.8 ⁽¹⁾	1,004.5	1,495.5
กำลังการผลิตไอน้ำติดตั้ง ณ วันสิ้นรอบ (ตันต่อชั่วโมง)	150.0	220.0	270.0	240.0	320.0
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ ณ วันสิ้นรอบ (เมกะวัตต์)	289.2	448.3	657.2 ⁽¹⁾	533.1	822.7
กำลังการผลิตไอน้ำติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ ณ วันสิ้นรอบ (ตันต่อชั่วโมง)	64.4	134.4	165.8	149.2	197.2

- (1) ประกอบด้วยกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจำนวน 106.2 เมกะวัตต์ จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งได้เริ่มดำเนินงานเชิงพาณิชย์ในเดือนธันวาคม 2558 ซึ่งบริษัทรวมค่าของบริษัทฯ เป็นเจ้าของ

ตารางดังต่อไปนี้แสดง (1) ปริมาณไฟฟ้า และไอน้ำที่ส่งทั้งหมด และ (2) ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดของโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว สำหรับระยะเวลาที่ระบุ

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			งวดหกเดือนสิ้นสุด วันที่ 30 มิถุนายน	
	2556	2557	2558	2558	2559
ปริมาณไฟฟ้าที่ส่งทั้งหมด (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)					
กฟผ.	2,146.8	3,098.3	3,744.1	1,735.8	2,733.5
กฟภ. ⁽¹⁾	—	—	—	—	1.8
ลูกค้าอุตสาหกรรม					
ประเทศไทย	1,507.6	2,042.3	2,436.3	1,207.4	1,300.4
ประเทศเวียดนาม ⁽²⁾	340.5	390.8	418.7	186.0	205.2
ทั้งหมด	3,994.9	5,531.4	6,599.1	3,129.2	4,240.9
ปริมาณไอน้ำที่ส่งทั้งหมด (ตัน)	106,282	400,133	537,503	278,479	256,483
ปริมาณการผลิตไฟฟ้าเทียบเท่าทั้งหมด (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)⁽³⁾	3,701.5	5,238.8	6,255.1	3,001.8	4,076.8
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งหมด (ล้านบีทียู)	29,700,781	41,923,728	50,508,586	24,351,521	32,455,363

- (1) ประกอบด้วยปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟภ. จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ BGPSK ทั้งนี้ สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อื่นๆ ของกลุ่มบริษัทฯ ขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. เป็นจำนวนรวม 85.3 กิโลวัตต์-ชั่วโมง อย่างไรก็ตาม การขายดังกล่าวไม่ถูกบันทึกรวมเข้าเป็นรายได้จากการขายและการให้บริการของบริษัทฯ เนื่องจากบริษัทเจ้าของโครงการโรงไฟฟ้างกล่าวเป็นบริษัทร่วมค่าของบริษัทฯ บริษัทฯ จึงรับรู้ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค่าของโครงการโรงไฟฟ้างกล่าวโดยใช้วิธีส่วนได้เสีย (equity method)
- (2) ประกอบด้วยการขายไฟฟ้าในพื้นที่ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมใน นิคมอุตสาหกรรม อมตะ ซิตี้ เบียน หัว โดย APB โดยในประเทศเวียดนาม APB ซื้อไฟฟ้าจากบริษัทย่อยของ EVN เพื่อนำมาขายต่อให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมดังกล่าว
- (3) รวมถึงปริมาณการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ (ถ้ามี) ทั้งนี้ ไอน้ำถูกปรับใช้หน่วยเมกะวัตต์ที่ค่าพลังงานไฟฟ้าเทียบเท่า (equivalent electrical energy value)

16.5 การวิเคราะห์ผลการดำเนินงาน

16.5.1 เปรียบเทียบผลการดำเนินงานระหว่างงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 และงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558

(1) รายได้จากการขายและการให้บริการ

รายได้จากการขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 21.3 จาก 11,078.8 ล้านบาท สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 13,437.5 ล้านบาท สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากบริษัท มีรายได้จากการขายไฟฟ้าและการให้บริการเพิ่มขึ้นจากโครงการโรงไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัท พัฒนาขึ้นเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

(ก) การรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าของ ABP4 BIP2 BGPSK และ ABP5 ซึ่งเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 15 พฤศจิกายน 2558 วันที่ 1 มกราคม 2559 วันที่ 27 เมษายน 2559 และวันที่ 1 มิถุนายน 2559 ตามลำดับ ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งของกลุ่มบริษัท เพิ่มขึ้นจาก 1,004.5 เมกะวัตต์ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 1,495.5 เมกะวัตต์ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 และส่งผลให้กำลังการผลิตไอน้ำติดตั้งเพิ่มขึ้นจาก 240.0 ตันต่อชั่วโมง ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 320.0 ตันต่อชั่วโมง ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 และ

(ข) การรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าเต็มงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ของ BIP1 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2558

1.1 รายได้การขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 57.5 จาก 1,735.8 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 2,733.5 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าที่เพิ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของกลุ่มบริษัท ซึ่งเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ระหว่างวันที่ 30 มิถุนายน 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ตามที่กล่าวข้างต้น
- อย่างไรก็ดี ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อหน่วยลดลงร้อยละ 12.2 จาก 3.44 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 3.02 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 เนื่องจากค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของค่าไฟฟ้าที่ได้รับจาก กฟผ. นั้นอิงตามราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งมีราคาเฉลี่ยลดลงร้อยละ 13.4 จาก 290.69 บาทต่อหนึ่งล้านบีทียู ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 251.61 บาทต่อหนึ่งล้านบีทียู ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. จึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 38.2 จาก 5,963.8 ล้านบาทในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 8,242.0 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

1.2 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- บริษัทฯ เริ่มมีรายได้จากการประกอบกิจการโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ BGPSK ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2559 โดยจ่ายไฟฟ้า 1.8 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยการขายไฟฟ้างดกล่าว เป็นการขายไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ BGPSK ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2559
- ทั้งนี้ สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อื่นๆ ของกลุ่มบริษัทฯ ขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เป็นจำนวนรวม 85.3 กิกะวัตต์-ชั่วโมง อย่างไรก็ตาม รายได้ดังกล่าวไม่ถูกบันทึกรวมเข้าเป็นรายได้จากการขายและการให้บริการของบริษัท เนื่องจากบริษัทเจ้าของโครงการโรงไฟฟ้างดกล่าวเป็นบริษัทร่วมค้าของบริษัทฯ บริษัทฯ จึงรับรู้ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าของโครงการโรงไฟฟ้างดกล่าวโดยใช้วิธีส่วนได้เสีย (equity method)
- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อหน่วย อยู่ในอัตรา 5.66 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเป็นอัตรา Feed-in-Tariff (FiT) ที่กลุ่มบริษัทฯ มีสิทธิได้รับจาก กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท VSPP
- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการไฟฟ้าโดยโครงการโรงไฟฟ้า BGPSK ให้แก่ กฟผ. จึงมีจำนวนเท่ากับ 10.2 ล้านบาทในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

1.3 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.7 จาก 1,207.4 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 1,300.4 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าที่เพิ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ของกลุ่มบริษัทฯ ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ตามที่กล่าวข้างต้น

- อย่างไรก็ดี ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยลดลงร้อยละ 6.2 จาก 3.54 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 3.32 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติ ทำให้อัตราค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ลดลง จึงทำให้อัตราค่าไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัท ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย ซึ่งอ้างอิงตามอัตราค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ปรับตัวลดลงตามไปด้วย
- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยจึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 จาก 4,270.5 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 4,312.1 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

1.4 รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- ปริมาณไอน้ำที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยลดลงร้อยละ 7.9 จาก 278,479 ตัน ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 256,483 ตันในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุมาจากการลดลงของปริมาณไอน้ำที่ส่งโดย ABP1 ABP2 ABP3 ABPR2 และ BPLC2 เนื่องจากการลดลงของปริมาณความต้องการใช้ไอน้ำจากลูกค้าอุตสาหกรรมที่เป็นลูกค้า
- ราคาขายพลังงานไอน้ำต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยมีอัตราลดลงร้อยละ 16.3 จาก 1,318.95 บาทต่อตัน ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 1,104.17 บาทต่อตัน ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติเนื่องจากราคาไอน้ำโดยทั่วไปจะถูกปรับให้สอดคล้องกับราคาของก๊าซธรรมชาติ
- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยจึงลดลงร้อยละ 22.9 จาก 367.3 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 283.2 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

1.5 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.3 จาก 186.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 205.2 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าอุตสาหกรรมที่เป็นลูกค้าเดิมและการเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับลูกค้าใหม่

- นอกจากนี้ ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.9 จาก 2.56 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 2.82 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ ซึ่งกลุ่มบริษัทขายไฟฟ้าในราคาที่เป็นส่วนเพิ่มจากราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ (cost plus margin)
- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามจึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 21.3 จาก 476.7 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 เป็น 578.2 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

(2) รายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน

บริษัทฯ รับรู้รายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทานเป็นเงินจำนวน 918.0 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เมื่อเปรียบเทียบกับ 171.2 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 จากการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า เซน่าน้อย 2 และเซกะต้า 1 ของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งมีกำหนดที่จะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 30 มิถุนายน 2560

ทั้งนี้ รายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทานรับรู้ตามความคืบหน้าการก่อสร้างประมาณการ ณ สิ้นปี 2558 โดยการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า เซน่าน้อย 2 และเซกะต้า 1 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 จะมีมากกว่าเนื่องจากเป็นช่วงเริ่มต้นของการก่อสร้าง และความคืบหน้าในการก่อสร้างชะลอตัวลงในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ซึ่งบริษัทฯ คาดการณ์ว่าการก่อสร้างจะมีมากขึ้นอีกครั้งเมื่อใกล้กำหนดการที่โครงการโรงไฟฟ้าจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์

(3) ต้นทุนขายและการให้บริการ

ต้นทุนขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.9 จาก 9,413.1 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 10,721.8 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

(ก) การรับรู้ต้นทุนขายและการให้บริการของ ABP4 BIP2 BGPSK และ ABP5 ซึ่งเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 15 พฤศจิกายน 2558 วันที่ 1 มกราคม 2559 วันที่ 27 เมษายน 2559 และวันที่ 1 มิถุนายน 2559 ตามลำดับ และ

(ข) การรับรู้ต้นทุนขายและการให้บริการเต็มงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ของ BIP1 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2558

ทั้งนี้ สัดส่วนต้นทุนการขายและการให้บริการต่อรายได้จากการขายและการให้บริการลดลงจากร้อยละ 85.0 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น ร้อยละ 79.8 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

3.1 ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 33.3 จาก 24.4 ล้านล้านบีทียู ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 32.5 ล้านล้านบีทียู ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักจากการเปิดดำเนินงานเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าและการรับรู้ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเต็มงวดของโครงการที่กล่าวมาข้างต้น
- อย่างไรก็ดี ราคาเฉลี่ยสำหรับก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกังหันก๊าซลดลงร้อยละ 13.4 จาก 209.69 บาทต่อล้านบีทียู ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 251.61 บาทต่อล้านบีทียู ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559
- ด้วยเหตุผลข้างต้น ต้นทุนก๊าซธรรมชาติจึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.2 จาก 7,546.3 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 8,166.1 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

3.2 ต้นทุนค่าไฟฟ้า – APB

ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN เพิ่มขึ้นร้อยละ 21.6 จาก 422.7 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 514.2 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก (1) การเพิ่มขึ้นของปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนามร้อยละ 10.3 จาก 186.0 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 205.2 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 และ (2) การเพิ่มขึ้นของราคาไฟฟ้าที่ APB ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN ในปี 2558 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

3.3 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการโรงไฟฟ้า

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 59.3 จาก 238.9 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 380.5 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักจากการดำเนินกิจการของโครงการ

โรงไฟฟ้าตั้งที่กล่าวข้างต้น

3.4 ค่าซ่อมบำรุงรักษา

ค่าซ่อมบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นร้อยละ 92.5 จาก 219.1 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 421.7 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

- (ก) การซ่อมบำรุงครั้งใหญ่กังหันก๊าซของ ABP1 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 และ
- (ข) การรับรู้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับสัญญาให้บริการบำรุงรักษาระยะยาวของ ABP4 BIP2 และ ABP5 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 15 พฤศจิกายน 2558 1 มกราคม 2559 และ 1 มิถุนายน 2559 ตามลำดับ และการรับรู้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับสัญญาให้บริการบำรุงรักษาระยะยาวเต็มงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ของ BIP1

3.5 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นร้อยละ 28.7 จาก 865.6 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 1,113.9 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 เนื่องจาก (1) การเพิ่มขึ้นของจำนวนโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ซึ่งประกอบด้วย (1) สถานีควบคุมไฟฟ้า (2) ระบบสายส่งไฟฟ้า และ (3) อุปกรณ์ รวมถึงการเพิ่มขึ้นของวัสดุสำรองคลัง นับตั้งแต่งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558

ค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตน เช่น สิทธิในการใช้สินทรัพย์ ต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้ารอตัดจ่าย และสิทธิในการใช้ที่ดิน โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของจำนวนโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ที่กล่าวไว้ข้างต้น

(4) ต้นทุนค่าก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน

บริษัทฯ บันทึกต้นทุนค่าก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทานเป็นเงินจำนวน 765.0 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เมื่อเปรียบเทียบกับ 142.7 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 จากการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า เช่น น้ำน้อย 2 และ เขาะดำ 1 ของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งมีกำหนดที่จะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 30 มิถุนายน 2560 บริษัทฯ รับรู้ต้นทุนการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทานตามความคืบหน้าการก่อสร้าง ซึ่งต้นทุนดังกล่าวรวมถึง ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญา EPC และ ค่าใช้จ่ายอื่นๆ สำหรับผู้รับเหมาก่อสร้างและที่ปรึกษาอื่นๆ

ทั้งนี้ ต้นทุนค่าก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า เซน่าน้อย 2 และเซกะดำ 1 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 จะมีมากกว่างวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 เนื่องจากในช่วงเวลาดังกล่าวโครงการทั้ง 2 โครงการเพิ่งเริ่มการก่อสร้าง และมีความคืบหน้าค่อนข้างมาก ต่อมาการดำเนินการก่อสร้างมีการชะลอตัวลงในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ซึ่งบริษัทฯ คาดการณ์ว่าการก่อสร้างจะมีมากขึ้นอีกครั้งเมื่อใกล้กำหนดการที่โครงการโรงไฟฟ้าจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์

(5) กำไรขั้นต้น

กำไรขั้นต้นของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นร้อยละ 50.9 จาก 1,818.7 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 2,744.2 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 และอัตรากำไรขั้นต้นของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 15.2 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็นร้อยละ 20.2 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ตามเหตุผลที่กล่าวมาข้างต้น

(6) รายได้อื่น

รายได้อื่นของบริษัทฯ ลดลงร้อยละ 22.5 จาก 146.1 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 113.2 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 เนื่องจากรายได้อื่นในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 รวมถึงกำไรจากการขายเงินลงทุนใน BGPP เป็นเงินจำนวน 85.1 ล้านบาท ในขณะที่รายได้อื่นในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 รวมถึงรายได้จากการเรียกร้องเงินประกันภัยจำนวน 57.5 ล้านบาท ภายใต้ประกันภัยธุรกิจหยุดชะงักของ ABP จากการหยุดซ่อมนอกแผนของกังหันไอน้ำของ ABP1

(7) ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.3 จาก 425.9 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 465.6 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของจำนวนพนักงานเพื่อรองรับจากการขยายกิจการของกลุ่มบริษัทฯ และการรับรู้ค่าใช้จ่ายในการบริหารของ ABP4 BIP2 BGPSK และ ABP5 นับตั้งแต่เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 15 พฤศจิกายน 2558 1 มกราคม 2559 27 เมษายน 2559 และ 1 มิถุนายน 2559 ตามลำดับ และการรับรู้ค่าใช้จ่ายในการบริหารเต็มงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ของ BIP1 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2558 ส่งผลให้

(ก) ค่าใช้จ่ายในการบริหารและค่าใช้จ่ายทั่วไปเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.8 จาก 160.8 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 171.7 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 และ

(ข) ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับพนักงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 26.3 จาก 106.7 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 134.7 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

ทั้งนี้ อัตราค่าใช้จ่ายในการบริหารต่อรายได้รวมอยู่ที่ร้อยละ 3.5 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่

30 มิถุนายน 2558 และร้อยละ 3.4 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

(8) กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

บริษัทฯ บันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 1.1 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เมื่อเปรียบเทียบกับ กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 135.3 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุมาจากการรับรู้ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการชำระค่าก่อสร้างให้แก่ผู้รับเหมา EPC ของโครงการ BIP2 ภายหลังจากที่มีการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เนื่องจากการแข็งค่าของสกุลเงินบาทเปรียบเทียบกับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐเมื่อมีการชำระเงินจริง

(9) ต้นทุนทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงินลดลงร้อยละ 14.1 จาก 802.4 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 689.5 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวมีสาเหตุหลักมาจาก

(ก) ดอกเบี้ยจ่ายเพิ่มขึ้นร้อยละ 58.3 จาก 624.4 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 988.6 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวมีสาเหตุหลักมาจาก (1) การกู้ยืมเงินเพิ่มขึ้นที่ระดับบริษัทฯ (2) ดอกเบี้ยจากเงินกู้ยืม เพื่อใช้ในการก่อสร้าง ABP4 BIP2 BGPSK และ ABP5 ซึ่งทั้งหมดเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในช่วงปลายปี 2558 หรือ 2559 และ

(ข) ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจากกิจกรรมการจัดการเงินกู้ยืมที่ยังไม่ได้รับรู้ทางบัญชี ซึ่งเกี่ยวข้องกับการกู้ยืมเงินในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 เนื่องจากการแข็งค่าของสกุลเงินบาทเปรียบเทียบกับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558

นอกจากต้นทุนทางการเงินตามที่ปรากฏในงบกำไรขาดทุนของกลุ่มบริษัทฯ แล้ว บริษัทฯ ยังมีต้นทุนการกู้ยืม บริษัทฯ บันทึกต้นทุนการกู้ยืมจำนวน 101.2 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ซึ่งเกิดขึ้นจากการกู้ยืมเงินเพื่อก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า ในงบแสดงฐานะทางการเงินเป็นราคาทุนของสินทรัพย์ในช่วงระยะเวลาการก่อสร้าง

(10) ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

บริษัทฯ มีส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า 20.4 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 ในขณะที่ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า 49.3 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรของ BGYSP และ BGSENA ซึ่งเป็นบริษัทร่วมค้า เนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังกล่าวได้เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ตั้งแต่เดือนธันวาคม 2558

(11) รายได้/ ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

บริษัทฯ มีเงินได้จากภาษีเงินได้ 0.3 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 97.9 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

(ก) ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้งวดปัจจุบันสำหรับกำไรทางภาษีเพิ่มขึ้นร้อยละ 324.6 จาก 27.8 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 118.1 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของกำไรทางภาษี และ

(ข) รายได้ภาษีเงินได้รายการตัดบัญชีลดลงร้อยละ 28.3 จาก 28.1 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 20.2 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

(12) กำไร (ขาดทุน) สำหรับงวด

กำไรสำหรับงวดเพิ่มขึ้นร้อยละ 150.1 จาก 715.4 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 1,789.0 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 และอัตรากำไรสุทธิของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 6.0 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็นร้อยละ 13.1 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

(13) กำไร (ขาดทุน) ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่

จากการเพิ่มขึ้นของกำไรสุทธิของโครงการของ ABP1 ABP2 ABP3 ABP4 ABP5 ABPR1 ABPR2 BPLC1 BPLC2 BIP1 และ BIP2 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 กำไรที่เป็นของบริษัทใหญ่จึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 227.1 จาก 311.2 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 1,018.1 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

(14) กำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จรวมสำหรับงวด

ด้วยเหตุผลข้างต้น และผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่าทางการเงิน ทำให้บริษัทฯ มีกำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จรวมสำหรับปีเพิ่มขึ้นร้อยละ 146.2 จาก 721.1 ล้านบาทในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2558 เป็น 1,775.1 ล้านบาท ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559

16.5.2 เปรียบเทียบผลการดำเนินงานระหว่างรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2557 และรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2558**(1) รายได้จากการขายและการให้บริการ**

รายได้จากการขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 15.1 จาก 19,854.1 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 22,857.8 ล้านบาท ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ที่กลุ่มบริษัทฯ พัฒนาซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และการเข้าซื้อกิจการ ซึ่งได้แก่

(ก) การรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าของ BIP1 และ ABP 4 ซึ่งเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2558 และวันที่ 15 พฤศจิกายน 2558 ตามลำดับ ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งของกลุ่มบริษัท เพิ่มขึ้นจาก 889.9 เมกะวัตต์ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 1,241.8 เมกะวัตต์ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 และส่งผลให้กำลังการผลิตไอน้ำติดตั้งเพิ่มขึ้นจาก 220 ตันต่อชั่วโมง ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 270 ตันต่อชั่วโมง ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 และ

(ข) การรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าของ BPLC1 และ BPLC2 ในปี 2558 โดยกลุ่มบริษัท ได้เข้าซื้อกิจการดังกล่าวเมื่อเดือนมิถุนายน 2557

1.1 รายได้การขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 20.8 จาก 3,098.3 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2557 เป็น 3,744.1 กิกะวัตต์-ชั่วโมงในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าที่เพิ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของกลุ่มบริษัท ในปี 2558 ตามที่กล่าวข้างต้น
- อย่างไรก็ดี ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อหน่วยลดลงร้อยละ 5.5 จาก 3.55 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 เป็น 3.35 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 เนื่องจากค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของค่าไฟฟ้าที่ได้รับจาก กฟผ. นั้นอิงตามราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งมีราคาเฉลี่ยลดลงร้อยละ 7.8 จาก 325.67 บาทต่อหนึ่งล้านบีทียู ในปี 2557 เป็น 300.15 บาทต่อหนึ่งล้านบีทียู ในปี 2558
- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. จึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.2 จาก 10,999.8 ล้านบาทในปี 2557 เป็น 12,557.7 ล้านบาท ในปี 2558

1.2 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 19.3 จาก 2,042.3 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 เป็น 2,436.3 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรวมผลการดำเนินงานโครงการโรงไฟฟ้าที่กล่าวไว้ข้างต้นของกลุ่มบริษัท ในปี 2558 ตามที่กล่าวข้างต้น
- อย่างไรก็ดี ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยกลับลดลงร้อยละ 2.7 จาก 3.61 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 เป็น 3.51 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติ ทำให้อัตราค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ลดลง จึงทำให้อัตราค่าไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัท ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

ซึ่งอ้างอิงตามอัตราค่าไฟฟ้าของ กฟภ. ปรับตัวลดลงตามไปด้วย

- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยจึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 16.0 จาก 7,369.1 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 8,550.0 ล้านบาท ในปี 2558

1.3 รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- ปริมาณไอน้ำที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 34.3 จาก 400,133 ตัน ในปี 2557 เป็น 537,503 ตันในปี 2558 โดยมีสาเหตุมาจาก
 - 1) การผลิตไอน้ำเพิ่มขึ้นของ ABP3 และ ABPR1 เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการใช้ไอน้ำจากลูกค้าอุตสาหกรรมที่เป็นลูกค้าเดิม และ
 - 2) การรวมผลการดำเนินงานเต็มปี ในปี 2558 ของ BPLC 1 และ BPLC 2
- อย่างไรก็ดี ราคาขายพลังงานไอน้ำต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยมีอัตราลดลงร้อยละ 11.0 จาก 1,450.02 บาทต่อตัน ในปี 2557 เป็น 1,290.41 บาทต่อตัน ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติเนื่องจากราคาไอน้ำโดยทั่วไปจะถูกปรับให้สอดคล้องกับราคาของก๊าซธรรมชาติ
- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยจึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 19.5 จาก 580.2 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 693.6 ล้านบาท ในปี 2558

1.4 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.1 จาก 390.8 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 เป็น 418.7 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าอุตสาหกรรมที่เป็นลูกค้าเดิมและการเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับลูกค้าใหม่
- นอกจากนี้ ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.6 จาก 2.31 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 เป็น 2.51 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการ

เพิ่มขึ้นของราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ ซึ่งกลุ่มบริษัทฯ ขายไฟฟ้าในราคาที่เป็นส่วนเพิ่มจากราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ (cost plus margin)

- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามจึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 16.3 จาก 903.8 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 1,051.3 ล้านบาท ในปี 2558

(2) รายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน

ในปี 2558 บริษัทฯ รับรู้รายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทานเป็นเงินจำนวน 1,085.3 ล้านบาท จากการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า เซนน้ำน้อย 2 และเซกะดำ 1 ของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งมีกำหนดที่จะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 30 มิถุนายน 2560 ทั้งนี้ รายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทานรับรู้ตามความคืบหน้าการก่อสร้าง ประมาณการ ณ สิ้นปี 2558

(3) ต้นทุนขายและการให้บริการ

ต้นทุนขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.5 จาก 16,846.7 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 19,288.0 ล้านบาท ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

(ก) การรับรู้ต้นทุนขายและการให้บริการของ BIP 1 และ ABP 4 ตั้งแต่วันเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2558 และ 15 พฤศจิกายน 2558 และ

(ข) การรับรู้ต้นทุนขายและการให้บริการเต็มปี ในปี 2558 ของ BPLC1 และ BPLC2

ทั้งนี้ สัดส่วนต้นทุนการขายและการให้บริการต่อรายได้จากการขายและการให้บริการลดลงจากร้อยละ 84.9 ในปี 2557 เป็น ร้อยละ 80.6 ในปี 2558

3.1 ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 20.5 จาก 41.9 ล้านล้านบีทียู ในปี 2557 เป็น 50.5 ล้านล้านบีทียู ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักจากการเปิดดำเนินงานเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าและการรับรู้ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเต็มงวดของโครงการที่กล่าวมาข้างต้น
- อย่างไรก็ดี ราคาเฉลี่ยสำหรับก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกังหันก๊าซลดลงร้อยละ 7.8 จาก 325.67 บาทต่อล้านบีทียู ในปี 2557 เป็น 300.15 บาทต่อล้านบีทียู ในปี 2558
- ด้วยเหตุผลข้างต้น สัดส่วนต้นทุนก๊าซธรรมชาติจึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 11.0 จาก 13,653.4 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 15,160.4 ล้านบาท ในปี 2558

3.2 ต้นทุนค่าไฟฟ้า – APB

ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN เพิ่มขึ้นร้อยละ 18.0 จาก 793.9 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 936.8 ล้านบาท ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก (1) การเพิ่มขึ้นของปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนามร้อยละ 7.1 จาก 390.8 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 เป็น 418.7 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2558 และ (2) การเพิ่มขึ้นของราคาไฟฟ้าที่ APB ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN ในปี 2558

3.3 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการโรงไฟฟ้า

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 24.6 จาก 447.5 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 557.7 ล้านบาท ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนพนักงานและการประกันภัยโครงการโรงไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าที่เพิ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของกลุ่มบริษัทฯ ในปี 2558 ที่กล่าวไว้ข้างต้น

3.4 ค่าซ่อมบำรุงรักษา

ค่าซ่อมบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นร้อยละ 72.8 จาก 366.2 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 632.8 ล้านบาท ในปี 2558 โดยส่วนหนึ่งเกิดจากการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่กังหันก๊าซของ ABP 1 และกังหันไอน้ำของ ABP 2 ในปี 2558

3.5 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นร้อยละ 30.4 จาก 1,308.9 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 1,706.8 ล้านบาท ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายของโครงการโรงไฟฟ้าที่เพิ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของกลุ่มบริษัทฯ ในปี 2558 ที่กล่าวไว้ข้างต้น

(4) ต้นทุนค่าก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน

ในปี 2558 บริษัทฯ บันทึกต้นทุนค่าก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทานเป็นเงินจำนวน 904.4 ล้านบาท ที่เกิดจากการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า เซน่น้อย 2 และ เซกะตา 1 ของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งมีกำหนดที่จะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 30 มิถุนายน 2560 บริษัทฯ รับรู้ต้นทุนการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทานตามความคืบหน้าการก่อสร้าง ซึ่งต้นทุนดังกล่าวรวมถึง ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญา EPC และ ค่าใช้จ่ายอื่นๆ สำหรับผู้รับเหมาก่อสร้างและที่ปรึกษาอื่นๆ

(5) กำไรขั้นต้น

กำไรขั้นต้นของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นร้อยละ 24.7 จาก 3,007.4 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 3,750.6 ล้านบาท ในปี 2558 และอัตรากำไรขั้นต้นของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 15.1 ในปี 2557 เป็นร้อยละ 15.7

ในปี 2558 ตามเหตุผลที่ได้กล่าวมาข้างต้น

(6) รายได้อื่น

รายได้อื่นของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นร้อยละ 138.3 จาก 104.7 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 249.5 ล้านบาท ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

(ก) การเพิ่มขึ้นร้อยละ 73.9 ของดอกเบี้ยรับ จาก 75.8 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 131.8 ล้านบาท ในปี 2558 เนื่องจากเงินลงทุนระยะสั้นซึ่งโดยมากเป็นเงินฝากประจำที่ครบกำหนดฝากเงินภายในกำหนดเวลา 4 เดือนถึง 6 เดือน เพิ่มขึ้นร้อยละ 172.6 จาก 360.5 ล้านบาทในปี 2557 เป็น 982.6 ล้านบาท ในปี 2558 และ

(ข) กำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุนใน BGGP เป็นเงินจำนวน 85.1 ล้านบาท ในปี 2558

(7) ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้นร้อยละ 21.6 จาก 824.6 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 1,002.4 ล้านบาท ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของจำนวนพนักงานเพื่อรองรับจากการขยายกิจการของกลุ่มบริษัทฯ และการรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าเต็มปีบัญชีของ BPLC1 และ BPLC2 ซึ่งกลุ่มบริษัทฯ ได้เข้าซื้อกิจการในเดือนมิถุนายน 2557 ส่งผลให้

(ก) ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับพนักงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 53.8 จาก 209.1 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 321.5 ล้านบาท ในปี 2558

(ข) ค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้นร้อยละ 59.9 จาก 17.0 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 27.2 ล้านบาท ในปี 2558 และ

(ค) ค่าตัดจำหน่ายสินทรัพย์ไม่มีตัวตนเพิ่มขึ้นร้อยละ 87.0 จาก 75.7 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 141.6 ล้านบาท ในปี 2558

ค่าใช้จ่ายในการบริหารของปี 2557 นี้รวมถึงการขาดทุนจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ถาวรจำนวน 98.3 ล้านบาท ซึ่งเป็นการตัดจำหน่ายสินค้าย่อยของ BPLC1 และ BPLC2 ทั้งนี้ ค่าใช้จ่ายในการบริหารเมื่อเปรียบเทียบกับรายได้รวม คิดเป็นร้อยละ 4.2 ในปี 2557 และปี 2558

(8) กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลงร้อยละ 88.7 จาก 13.4 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 1.5 ล้านบาท ในปี 2558

(9) ต้นทุนทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้นร้อยละ 91.2 จาก 1,256.2 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 2,401.5 ล้าน

บาท ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

(ก) ดอกเบี้ยจ่ายเพิ่มขึ้นร้อยละ 30.1 จาก 1,081.8 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 1,406.9 ล้านบาท ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก (1) การกู้ยืมเงินเพิ่มขึ้นที่ระดับบริษัท (2) การรับรู้ค่าใช้จ่ายดอกเบี้ยเต็มปีในปี 2558 จากเงินกู้ที่ BPHL กู้ยืมมาเพื่อเข้าซื้อโครงการโรงไฟฟ้า BPLC 1 และ BPLC 2 ในเดือนมิถุนายน 2557 และ (3) การรับรู้ค่าใช้จ่ายดอกเบี้ยเงินกู้ยืมของโครงการ ABP 4 และ BIP 1 ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์และเริ่มรับรู้ค่าใช้จ่ายดังกล่าวในงบกำไรขาดทุน และ

(ข) ผลขาดทุนในอัตราแลกเปลี่ยนเงินจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืมที่เกี่ยวข้องกับการกู้ยืมเงินในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ เพิ่มขึ้นจาก 103.2 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 941.2 ล้านบาท ในปี 2558 เนื่องจากผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นเป็นส่วนใหญ่ โดยมีสาเหตุมาจากการอ่อนค่าของสกุลเงินบาท ณ วันสิ้นงวดบัญชีปี 2558 เปรียบเทียบกับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ณ วันที่เบิกเงินกู้ยืมหรือบันทึกค่าใช้จ่ายดอกเบี้ย

นอกจากต้นทุนทางการเงินตามที่ปรากฏในงบกำไรขาดทุนของกลุ่มบริษัท แล้ว บริษัทฯ ยังมีต้นทุนการกู้ยืมจำนวน 247.5 ล้านบาท ในปี 2557 และ 670.4 ล้านบาท ในปี 2558 ซึ่งเกิดขึ้นจากการกู้ยืมเงินเพื่อก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าที่บริษัทฯ บันทึกในงบแสดงฐานะทางการเงินเป็นราคาทุนของสินทรัพย์ในช่วงระยะเวลาการก่อสร้าง

(10) ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 17.3 จาก 32.3 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 37.8 ล้านบาท ในปี 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากผลขาดทุนของ BGYS และ BGSENA ซึ่งบริษัทฯ ได้ลงทุนในระหว่างปี 2558

(11) รายได้/ ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จำนวน 30.8 ล้านบาท ในปี 2557 เมื่อเปรียบเทียบกับรายได้ภาษีเงินได้ 28.4 ล้านบาท ในปี 2558 โดยการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวเกิดขึ้นจาก

(ก) ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้งวดปัจจุบันสำหรับกำไรทางภาษีเพิ่มขึ้นร้อยละ 46.1 จาก 73.7 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 107.6 ล้านบาท ในปี 2558 เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของกำไรทางภาษี และ

(ข) รายได้ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้นร้อยละ 217.8 จาก 42.8 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 136.0 ล้านบาท ในปี 2558

(12) กำไร (ขาดทุน) สำหรับรอบปี

กำไรสำหรับรอบปีลดลงร้อยละ 38.7 จาก 954.8 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 585.3 ล้านบาท ในปี 2558 และอัตรากำไรสุทธิของบริษัทฯ ลดลงจากร้อยละ 4.8 ในปี 2557 เป็นร้อยละ 2.4 ในปี 2558

(13) กำไร (ขาดทุน) ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่

กำไรที่เป็นของบริษัทใหญ่ ลดลงร้อยละ 84.2 จาก 229.6 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 36.3 ล้านบาท ในปี 2558 เนื่องจาก บริษัทฯ รับรู้ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจาก ABP 3 ABP 4 ABP 5 และ ABPR 1 และมีค่าใช้จ่ายดอกเบี้ยเพิ่มมากขึ้นในปี 2558

(14) กำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี

จากรายการที่กล่าวมาข้างต้น การจัดประเภทรายการใหม่ และผลต่างจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่าทางการเงิน กำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จรวมสุทธิสำหรับปีได้ลดลงร้อยละ 37.2 จาก 955.3 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 600.3 ล้านบาท ในปี 2558 และการแบ่งปันกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จรวมสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่สำหรับปีได้ลดลงร้อยละ 80.0 จาก 229.8 ล้านบาท ในปี 2557 เป็น 46.0 ล้านบาทในปี 2558

16.5.3 เปรียบเทียบผลการดำเนินงานระหว่างรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2556 และรอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2557**(1) รายได้จากการขายและการให้บริการ**

รายได้จากการขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 43.8 จาก 13,804.1 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 19,854.1 ล้านบาท ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ที่กลุ่มบริษัทฯ พัฒนาซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และการรวมผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าที่บริษัทฯ เข้าซื้อกิจการ ซึ่งได้แก่

(ก) การรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าเต็มปีในปี 2557 ของ ABPR1 และ ABPR2 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ เมื่อวันที่ 1 พฤศจิกายน 2556 และวันที่ 21 มิถุนายน 2556 ตามลำดับ และ

(ข) การรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าของ BPLC1 และ BPLC2 ซึ่งบริษัทฯ ได้เข้าซื้อกิจการเมื่อเดือนมิถุนายน 2557

1.1 รายได้การขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 44.3 จาก 2,146.8 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2556 เป็น 3,098.3 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรับรู้ผลการดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าในปี 2557 ตามที่กล่าวข้างต้น
- นอกจากนี้ รายได้ต่อหน่วยจากการขายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 จาก 3.49 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2556 เป็น 3.55 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 เนื่องจากค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของค่าไฟฟ้าที่ได้รับจาก กฟผ. นั้น อิงตามราคา

ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกังหันก๊าซ ซึ่งมีราคาเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 จาก 318.50 บาทต่อล้านบีทียู ในปี 2556 เป็น 325.67 บาทต่อล้านบีทียู ในปี 2557

- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. จึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 46.6 จาก 7,502.1 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 10,999.8 ล้านบาท ในปี 2557

1.2 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- ปริมาณการขายไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 35.5 จาก 1,507.6 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2556 เป็น 2,042.3 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรวมผลการดำเนินงานโครงการโรงไฟฟ้าที่กล่าวไว้ข้างต้นของกลุ่มบริษัท ในปี 2557 ตามที่กล่าวข้างต้น
- นอกจากนี้ รายได้ต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าแก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7 จาก 3.55 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็น 3.61 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของราคาก๊าซธรรมชาติ ทำให้อัตราค่าไฟฟ้าของ กฟผ. เพิ่มขึ้น จึงทำให้อัตราค่าไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัท ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย ซึ่งอ้างอิงตามอัตราค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามไปด้วย
- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยจึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 37.8 จาก 5,349.5 ล้านบาทในปี 2556 เป็น 7,369.1 ล้านบาทในปี 2557

1.3 รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- ปริมาณไอน้ำที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 276.5 จาก 106,282 ตัน ในปี 2556 เป็น 400,103 ตัน ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรวมคำนวณผลการดำเนินงานโครงการโรงไฟฟ้าที่กล่าวไว้ข้างต้นของกลุ่มบริษัท ในปี 2557
- อย่างไรก็ดี รายได้จากการขายไอน้ำต่อหน่วยที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยลดลงร้อยละ 6.1 จาก 1,544.95 บาทต่อตัน ในปี 2556 เป็น 1,450.02 บาทต่อตัน ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมบางรายในราคาที่ต่ำลงซึ่งโดยทั่วไปจะขึ้นอยู่กับภาระจากลูกค้าแต่ละราย

- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยจึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 253.3 จาก 164.2 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 580.2 ล้านบาท ในปี 2557

1.4 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.8 จาก 340.5 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2556 เป็น 390.8 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าอุตสาหกรรมที่เป็นลูกค้าเดิมและการเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับลูกค้าใหม่
- ทั้งนี้ รายได้ต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามคงที่ที่ราคา 2.31 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2556 และ 2557
- ด้วยเหตุผลข้างต้น รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามจึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.7 จาก 787.8 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 903.8 ล้านบาท ในปี 2557

(2) ต้นทุนขายและการให้บริการ

ต้นทุนขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 41.1 จาก 11,938.1 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 16,846.7 ล้านบาท ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

(ก) การรับรู้ต้นทุนการดำเนินงานเต็มปีของ ABPR1 และ ABPR2 ในปี 2557 ซึ่งได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 1 พฤศจิกายน 2556 และวันที่ 21 มิถุนายน 2556 ตามลำดับ

(ข) การรับรู้ต้นทุนการดำเนินงานของ BPLC1 และ BPLC2 ซึ่งบริษัทฯ ได้เข้าซื้อกิจการนับตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2557

2.1 ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 41.2 จาก 29.7 ล้านล้านบีทียู ในปี 2556 เป็น 41.9 ล้านล้านบีทียู ในปี 2557 โดยโดยมีสาเหตุหลักจากการรับรู้ต้นทุนขายและการให้บริการเต็มปีของโครงการโรงไฟฟ้าที่กล่าวมาข้างต้น
- นอกจากนี้ ราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกังหันก๊าซเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 จาก 318.50 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 325.67 ล้านบาท ในปี 2557

- ด้วยเหตุผลข้างต้น ต้นทุนก๊าซธรรมชาติจึงเพิ่มขึ้นร้อยละ 44.3 จาก 9,459.7 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 13,653.4 ล้านบาท ในปี 2557

2.2 ต้นทุนค่าไฟฟ้า – APB

ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN เพิ่มขึ้นร้อยละ 22.6 จาก 647.6 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 793.9 ล้านบาท ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก (1) การเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.8 ของปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศ เวียดนามจาก 340.5 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2556 เป็น 390.8 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2557 และ (2) การเพิ่มขึ้นของราคาไฟฟ้าที่ APB ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN ในปี 2557

2.3 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการโรงไฟฟ้า

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 80.8 จาก 247.5 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 447.5 ล้านบาท ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนพนักงานและการประกันภัยโครงการโรงไฟฟ้า เนื่องจากการรวมค่าใช้จ่ายของโครงการโรงไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัทฯ ซื้อเข้ามา ในปี 2557 ที่กล่าวไว้ข้างต้น

2.4 ค่าซ่อมบำรุงรักษา

ค่าซ่อมบำรุงรักษาลดลงร้อยละ 12.7 จาก 419.5 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 366.2 ล้านบาท ในปี 2557 ส่วนหนึ่งเนื่องมาจากการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่กังหันก๊าซและกังหันไอน้ำของ ABP1 และกังหันก๊าซของ ABP2 ในปี 2556

2.5 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

ค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้นร้อยละ 33.8 จาก 978.5 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 1,308.9 ล้านบาท ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรวมค่าใช้จ่ายของโครงการโรงไฟฟ้าที่กลุ่มบริษัทฯ ได้ซื้อเข้ามา ในปี 2557 ที่กล่าวไว้ข้างต้น

(3) กำไรขั้นต้น

กำไรขั้นต้นของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นร้อยละ 61.2 จาก 1,866.0 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 3,007.4 ล้านบาท ในปี 2557 และอัตรากำไรขั้นต้นของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 13.5 ในปี 2556 เป็นร้อยละ 15.1 ในปี 2557 ตามเหตุผลที่กล่าวมาข้างต้น

(4) รายได้อื่น

รายได้อื่นของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นร้อยละ 167.0 จาก 39.2 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 104.7 ล้านบาท ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

(ก) การเพิ่มขึ้นร้อยละ 204.6 ของดอกเบี้ยรับ จาก 24.9 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 75.8 ล้านบาท ในปี 2557 เนื่องมาจากเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจาก 1.9 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 360.5 ล้านบาท ในปี 2557 และ

(ข) กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรม จำนวน 14.9 ล้านบาท ในปี 2557 ซึ่งคำนวณจากส่วนต่างของมูลค่าสินทรัพย์ที่สามารถระบุได้ทั้งหมด และ ค่าตอบแทนทั้งหมดที่บริษัทฯ ชำระในการซื้อ BPLC1 และ BPLC2 จาก ไชยม์ ดาร์บี้ เอ็นเนอจี ในเดือนมิถุนายน 2557

(5) ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้นร้อยละ 45.0 จาก 568.6 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 824.6 ล้านบาท ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการบริหารเต็มปีบัญชีของ ABPR1 และ ABPR2 ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 1 พฤศจิกายน 2556 และ 21 มิถุนายน 2556 ตามลำดับ รวมถึงค่าใช้จ่ายในการบริหารของ BPLC1 และ BPLC2 ที่บริษัทฯ ต้องรับรู้ตั้งแต่วันที่มีการเข้าซื้อกิจการในเดือนมิถุนายน 2557 ซึ่งส่งผลให้

(ก) ค่าใช้จ่ายในการบริหารและค่าใช้จ่ายทั่วไปเพิ่มขึ้นร้อยละ 68.5 จาก 215.3 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 362.7 ล้านบาท ในปี 2557

(ข) ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับพนักงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.3 จาก 189.5 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 209.1 ล้านบาท ในปี 2557

(ค) ค่าใช้จ่ายอื่นๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 18.1 จาก 135.6 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 160.1 ล้านบาท ในปี 2557 เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของค่าธรรมเนียมธนาคาร ซึ่งเกี่ยวข้องกับการออกหนังสือค้ำประกัน การปฏิบัติตามสัญญา เพื่อเป็นหลักประกันในการปฏิบัติตามสัญญาภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า กับ กฟผ. และ หนังสือ Standby Letter of Credit ซึ่งเกี่ยวข้องกับการสัญญาให้การสนับสนุนทางการเงินแก่โครงการโรงไฟฟ้า และ

(ง) ค่าตัดจำหน่ายสินทรัพย์ไม่มีตัวตนเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จาก 4.3 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 75.7 ล้านบาท ในปี 2557 ซึ่งมาจากการตัดจำหน่ายสิทธิในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า BPLC1 และ BPLC2

ทั้งนี้ ค่าใช้จ่ายในการบริหารเมื่อเปรียบเทียบกับรายได้รวมทั้งหมดแล้ว เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 4.1 ในปี 2556 เป็นร้อยละ 4.2 ในปี 2557

(6) กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลงร้อยละ 70.2 จาก 45.0 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 13.4 ล้านบาท ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากผลขาดทุนที่ยังไม่ได้รับรู้ทางบัญชีจากเจ้าหนี้การค้าที่เป็นสกุลเงินต่างประเทศ เนื่องจากในปี 2557 สกุลเงินบาทเปรียบเทียบกับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐมีอัตราค่าที่

น้อยลงเมื่อเทียบกับปี 2556

(7) ต้นทุนทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้นร้อยละ 27.7 จาก 984.0 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 1,256.2 ล้านบาท ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

(ก) ดอกเบี้ยจ่ายเพิ่มขึ้นร้อยละ 62.7 จาก 664.8 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 1,081.8 ล้านบาท ในปี 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก (1) การกู้ยืมเงินเพิ่มขึ้นที่ระดับบริษัทฯ (2) การรับรู้ค่าใช้จ่ายดอกเบี้ยในปี 2557 จากการที่ BPHL กู้ยืมเงินมาเพื่อเข้าซื้อโครงการโรงไฟฟ้า BPLC 1 และ BPLC 2 ในเดือนมิถุนายน 2557 และ (3) ดอกเบี้ยเงินกู้ยืมของโครงการ ABPR1 และ ABPR2 ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์และเริ่มรับรู้ค่าใช้จ่ายดังกล่าวในงบกำไรขาดทุน

(ข) ผลขาดทุนในอัตราแลกเปลี่ยนเงินจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืมที่เกี่ยวข้องกับการกู้ยืมเงินในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ลดลงร้อยละ 64.5 จาก 290.9 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 103.2 ล้านบาท ในปี 2557 เนื่องจากเนื่องจากผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นเป็นส่วนใหญ่ โดยมีสาเหตุมาจากการอ่อนค่าของสกุลเงินบาท ณ วันสิ้นงวดบัญชีปี 2557 เปรียบเทียบกับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ณ วันที่เบิกเงินกู้ยืมหรือบันทึกค่าใช้จ่ายดอกเบี้ย

(ค) รายการอื่นๆ เพิ่มขึ้นจาก 2.6 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 50.5 ล้านบาท ในปี 2557 ซึ่งส่วนใหญ่ คือ ค่าธรรมเนียมเงินกู้ที่ยังไม่ได้เบิกใช้ (commitment fees) ที่เรียกเก็บโดยผู้ให้กู้สำหรับเงินกู้ที่ยังไม่เบิกใช้ (undisbursed loan)

นอกจากต้นทุนทางการเงินตามที่ปรากฏในงบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จของกลุ่มบริษัทฯ แล้ว บริษัทฯ ยังมีต้นทุนการกู้ยืมจำนวน 298.9 ล้านบาท ในปี 2556 และ 247.5 ล้านบาท ในปี 2557 ซึ่งเกิดขึ้นจากการกู้ยืมเงินเพื่อก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าที่บริษัทฯ บันทึกในงบแสดงฐานะทางการเงินเป็นราคาทุนของสินทรัพย์ในช่วงระยะเวลาการก่อสร้าง

(8) ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 387.6 จาก 6.6 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 32.3 ล้านบาท ในปี 2557 เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของผลขาดทุนในบริษัทร่วม BGGP

(9) รายได้/ ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

บริษัทฯ มีรายได้ภาษีเงินได้จำนวน 51.3 ล้านบาท ในปี 2556 ในขณะที่บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ จำนวน 30.8 ล้านบาท ในปี 2557 โดยการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวเกิดขึ้นจาก

(ก) ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้งวดปัจจุบันสำหรับกำไรทางภาษีเพิ่มขึ้นร้อยละ 109.4 ของภาษีเงินได้งวดปัจจุบันสำหรับกำไรทางภาษี จาก 35.2 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 73.7 ล้านบาท ในปี 2557 เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของกำไรทางภาษี และ

(ข) รายได้ภาษีเงินได้จากการตัดบัญชีลดลงร้อยละ 50.4 จาก 86.4 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 42.8 ล้านบาทในปี 2557

(10) กำไร (ขาดทุน) สำหรับรอบปี

กำไรสำหรับรอบปีเพิ่มขึ้นร้อยละ 171.1 จาก 352.2 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 954.8 ล้านบาท ในปี 2557 และอัตรากำไรสุทธิของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 2.6 ในปี 2556 เป็นร้อยละ 4.8 ในปี 2557

(11) กำไร (ขาดทุน) ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่

บริษัทฯ มีกำไรที่เป็นของส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่จำนวน 229.6 ล้านบาท ในปี 2557 และผลขาดทุนของส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวน 12.8 ล้านบาท ในปี 2556 เนื่องจาก (1) ABP1 ABP2 ABP3 ABPR1 และ ABPR2 มีกำไรเพิ่มขึ้นในปี 2557 ประกอบกับ (2) การรวมคำนวณผลการดำเนินการของ BPLC 1 และ BPLC 2 เต็มปี

(12) กำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จรวมสำหรับปี

จากรายการที่กล่าวมาข้างต้นและการจัดประเภทรายการใหม่ กำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จรวมสุทธิสำหรับปีได้เพิ่มขึ้นร้อยละ 165.4 จาก 360.0 ล้านบาท ในปี 2556 เป็น 955.3 ล้านบาท ในปี 2557 และการแบ่งปันกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จรวมสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่สำหรับปีได้เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จากขาดทุน 8.8 ล้านบาท ในปี 2556 เป็นกำไร 230.0 ล้านบาทในปี 2557

16.6 การวิเคราะห์ฐานะทางการเงิน

16.6.1 สินทรัพย์

สำหรับปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 สินทรัพย์รวมของบริษัทฯ เท่ากับ 34,300.2 ล้านบาท 46,333.6 ล้านบาท 61,303.3 ล้านบาท และ 67,325.0 ล้านบาท ตามลำดับ เพิ่มขึ้นร้อยละ 35.1 ในปี 2557 เพิ่มขึ้นร้อยละ 32.3 ในปี 2558 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.8 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 การเพิ่มขึ้นของสินทรัพย์รวมส่วนใหญ่มาจากสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน ได้แก่ ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตนเป็นสำคัญ

สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 35.1 จาก 34,300.2 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 เป็น 46,333.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยสาเหตุหลักที่บริษัทฯ มีสินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นเป็นผลมาจากที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 37.9 โดยเป็นการลงทุนใน (1) โรงไฟฟ้าระบบส่งพลังไฟฟ้าและเครื่องมือ และ (2) โรงไฟฟ้าระหว่างก่อสร้าง

สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 32.3 จาก 46,333.6 ล้านบาท วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 61,303.3 ล้านบาท วันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยสาเหตุหลักที่บริษัทฯ มีสินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นเป็นผลมาจาก (1) โรงไฟฟ้าระบบส่งพลังไฟฟ้าและเครื่องมือ และ (2) โรงไฟฟ้าระหว่างก่อสร้าง

สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.7 จาก 61,303.3 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เป็น 67,325.0 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยสาเหตุหลักที่บริษัทฯ มีสินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นเป็นผลมาจาก (1) โรงไฟฟ้าระบบส่งพลังไฟฟ้าและอุปกรณ์ (2) สิทธิสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และ (3) เงินมัดจำค่าซื้อที่ดิน ซึ่งเกิดขึ้นในงวดหกเดือนสิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยบริษัทย่อยของบริษัทฯ ได้ลงนามในสัญญาจะซื้อจะขายที่ดิน เพื่อการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

(1) สินทรัพย์หมุนเวียน

(ก) เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดของบริษัทฯ ประกอบด้วยเงินสดในมือ เงินฝากธนาคารประเภท ออมทรัพย์ กระแสรายวัน และเงินลงทุนระยะสั้นน้อยกว่าสามเดือน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 5,496.5 ล้านบาท 5,784.4 ล้านบาท 5,084.5 ล้านบาท และ 5,432.5 ล้านบาท ตามลำดับ ทั้งนี้ การเพิ่มขึ้นหรือลดลงของเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดโดยหลักมาจากกิจกรรมการดำเนินงาน ลงทุน และจัดหาเงิน (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.4.16 หัวข้อ 16.8.3 กระแสเงินสด)

(ข) เงินฝากธนาคารที่มีข้อจำกัดในการเบิกถอน

เงินฝากธนาคารที่มีข้อจำกัดในการเบิกถอนในส่วนของสินทรัพย์หมุนเวียน ประกอบด้วย ผลประโยชน์จากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า ABP1 และ ABP2 เงินบัญชีสำรองเพื่อการชำระหนี้และบัญชีรักษา และเงินฝากประจำ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเงินฝากธนาคารที่มีข้อจำกัดในการเบิกถอนในส่วนของสินทรัพย์หมุนเวียน จำนวน 477.0 ล้านบาท 415.9 ล้านบาท 412.3 ล้านบาท และ 443.3 ล้านบาท ตามลำดับ

ทั้งนี้ เงินฝากธนาคารที่มีข้อจำกัดในการเบิกถอนในส่วนของสินทรัพย์หมุนเวียน โดยส่วนใหญ่เปลี่ยนแปลงตามผลประโยชน์จากการประกอบกิจการที่ระบุในสัญญาผลประโยชน์จากการประกอบกิจการไฟฟ้าระหว่าง ABP1 และ ABP2 และ ABPIF

(ค) เงินลงทุนชั่วคราว

เงินลงทุนชั่วคราวของบริษัทฯ โดยหลักประกอบด้วย เงินฝากประจำที่มีระยะเวลาครบกำหนดระหว่าง 4 เดือนถึง 6 เดือนโดยมีอัตราดอกเบี้ยอยู่ที่ร้อยละ 1 ถึงร้อยละ 3 ต่อปี ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเงินลงทุนชั่วคราวจำนวน 1.9 ล้านบาท 360.5 ล้านบาท 982.6 ล้านบาท และ 912.8 ล้านบาท ตามลำดับ

เงินลงทุนชั่วคราวเพิ่มขึ้นจาก 1.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 เป็น 360.5 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของเงินลงทุนใน ABPIF

เงินลงทุนชั่วคราวเพิ่มขึ้นร้อยละ 172.6 จาก 360.5 ล้านบาท วันที่ 31 ธันวาคม

2557 เป็น 982.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เนื่องจากการนำเงินสดที่ได้จากการดำเนินงานและเงินบัญชีสำรองเพื่อการชำระหนี้มาเป็นเงินฝากประจำ

เงินลงทุนชั่วคราวลดลงร้อยละ 7.1 จาก 982.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เป็น 912.8 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยสาเหตุหลักเนื่องมาจากการนำเงินไปลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้า ABP5

(ง) ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นสุทธิ

ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นสุทธิของบริษัทฯ ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วยลูกหนี้การค้าสำหรับผู้รับซื้อไฟฟ้าและไอน้ำของบริษัทฯ และรายได้ค้างรับซึ่งมาจากลูกหนี้การค้าที่บริษัทฯ ยังไม่ได้ออกไปเรียกเก็บเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นสุทธิ จำนวน 3,222.7 ล้านบาท 3,919.2 ล้านบาท 3,722.6 ล้านบาท และ 4,288.5 ล้านบาท ตามลำดับ โดยระยะเวลาการรับชำระหนี้เฉลี่ยของลูกหนี้การค้า ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 เท่ากับ 62.8 วัน 49.2 วัน 46.9 วัน และ 47.1 วัน ตามลำดับ

ตารางต่อไปนี้จะแสดงรายละเอียดลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นของบริษัทฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559

	ณ วันที่ 31 ธันวาคม			ณ วันที่ 30 มิถุนายน
	2556	2557	2558	2559
	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)
ลูกหนี้การค้า				
<u>ลูกหนี้การค้าจากการอื่น</u>				
ไม่เกิน 3 เดือน	1,442.6	1,538.9	1,691.2	1,973.9
3 - 6 เดือน	0.0	0.0	0.4	-
6 - 12 เดือน	0.0	11.0	0.0	0.0
เกินกว่า 12 เดือน	0.0	0.0	-	0.1
<u>ลูกหนี้การค้าจากการที่เกี่ยวข้องกัน</u>				
ไม่เกิน 3 เดือน	2.1	4.0	4.7	8.3
3 - 6 เดือน	-	-	-	-
ลูกหนี้การค้าทั้งหมด	1,444.7	1,554.0	1,696.4	1,982.4
รายได้ค้างรับ	964.4	1,466.3	1,527.2	1,918.5
ลูกหนี้การค้าและรายได้ค้างรับ	2,409.1	3,020.3	3,223.6	3,900.9
ลูกหนี้อื่นๆ	813.6	898.9	499.0	387.6
รวมลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น	3,222.7	3,919.2	3,722.6	4,288.5

ลูกหนี้การค้าและรายได้ค้างรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 25.4 จาก 2,409.1 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 เป็น 3,020.3 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เนื่องจากรายได้จากการขายไฟฟ้าและไอน้ำที่เพิ่มขึ้น

ลูกหนี้การค้าและรายได้ค้างรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.7 จาก 3,020.3 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 3,223.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เนื่องจากรายได้จากการขายไฟฟ้าและไอน้ำที่เพิ่มขึ้น

ลูกหนี้การค้าและรายได้ค้างรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 21.0 จาก 3,223.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เป็น 3,900.9 ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 เนื่องจากรายได้จากการขายไฟฟ้าและไอน้ำที่เพิ่มขึ้น

ทั้งนี้ หากพิจารณาระยะเวลาการรับชำระหนี้เฉลี่ยของลูกหนี้การค้าและรายได้ค้างรับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 เท่ากับ 62.8 วัน 49.2 วัน 46.9 วัน และ 47.1 วัน ตามลำดับ พบว่าระยะเวลาการชำระหนี้เฉลี่ยของลูกหนี้การค้าและรายได้ค้างรับลดลงอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากบริษัท มีกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นซึ่งมีระยะเวลาการรับชำระหนี้ที่สั้นกว่า กฟผ. และ กฟภ.

ปัจจุบัน บริษัท มีนโยบายในการตั้งค่าเผื่อหนี้สงสัยจะสูญโดยประมาณจากการสอบทานยอดคงเหลือของลูกหนี้การค้า ณ วันสิ้นงวด บริษัท จะพิจารณาตั้งสำรองค่าเผื่อหนี้สงสัยจะสูญแบบเฉพาะเจาะจงเป็นรายลูกหนี้ โดยสำหรับยอดลูกหนี้ที่ค้างชำระเกินกว่ากำหนดมากกว่า 6 เดือนขึ้นไป จะถูกตั้งสำรองค่าเผื่อหนี้สงสัยจะสูญร้อยละ 50 สำหรับยอดลูกหนี้ที่ค้างชำระเกินกว่ากำหนดมากกว่า 1 ปีขึ้นไป จะถูกตั้งสำรองค่าเผื่อหนี้สงสัยจะสูญร้อยละ 100

ลูกหนี้ส่วนใหญ่ประกอบด้วยค่าประกันจ่ายล่วงหน้า ค่าใช้จ่ายจ่ายล่วงหน้า เงินทดรองจ่ายแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน และลูกหนี้อื่นกิจการที่เกี่ยวข้องกัน (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.3.14 รายการระหว่างกัน) ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 มีจำนวน 813.6 ล้านบาท 898.9 ล้านบาท 499.0 ล้านบาท และ 387.6 ล้านบาท ตามลำดับ

ลูกหนี้อื่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.5 จาก 813.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 เป็น 898.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากค่าประกันจ่ายล่วงหน้าเพิ่มขึ้น โดยเป็นผลมาจากการจ่ายเงินค่าประกันภัยสำหรับโครงการโรงไฟฟ้า BPLC1 BPLC2 ABP5 และ BOWIN ที่บริษัท เข้าซื้อกิจการดังกล่าว เมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2557

ลูกหนี้อื่นลดลงร้อยละ 44.5 จาก 898.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 499.0 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากเงินทดรองจ่ายแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันลดลง โดยเป็นผลมาจาก โดยเป็นผลมาจากการจ่ายชำระหนี้ของกิจการที่เกี่ยวข้องกัน

ลูกหนี้อื่นลดลงร้อยละ 22.3 จาก 499.0 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เป็น 387.6 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากเงินทดรองจ่ายแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน

ลดลง โดยเป็นผลมาจากการจ่ายชำระหนี้ของกิจการที่เกี่ยวข้องกัน ทั้งนี้ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 เงินทดรองจ่ายแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันได้ถูกชำระหมดแล้ว

(จ) เงินให้กู้ยืมระยะสั้นแก่บุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกัน

เงินให้กู้ยืมระยะสั้นแก่บุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกันของบริษัทฯ โดยหลักประกอบด้วยเงินกู้ยืมให้บริษัทในเครือ และบริษัทร่วม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเงินให้กู้ยืมระยะสั้นแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันจำนวน 6.2 ล้านบาท 393.6 ล้านบาท 298.6 ล้านบาท และ 272.0 ล้านบาท ตามลำดับ

เงินให้กู้ยืมระยะสั้นแก่บุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกันของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จาก 6.2 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 เป็น 393.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการให้กู้ยืมเงินบริษัทอื่นในกลุ่ม บี.กริม ที่อยู่นอกกลุ่มบริษัทฯ (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.3.14 รายการระหว่างกัน)

เงินให้กู้ยืมระยะสั้นแก่บุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกันลดลงร้อยละ 24.1 จาก 393.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 298.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการให้ได้รับคืนเงินกู้จากบริษัทอื่นในกลุ่ม บี.กริม ที่อยู่นอกกลุ่มบริษัทฯ และมีการให้เงินกู้ยืมระยะสั้นแก่บุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกัน เป็นเงินกู้ยืมให้แก่ BGYP ซึ่งมีได้เป็นบุคคลที่เกี่ยวข้องกันตามนิยามในประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ. 21/2551 เรื่องหลักเกณฑ์ในการทำรายการที่เกี่ยวข้องกัน

เงินให้กู้ยืมระยะสั้นแก่บุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกัน ไม่ได้มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ จาก 298.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เป็น 272.0 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 เนื่องจากบริษัทฯ ได้รับชำระเงินให้กู้ยืมระยะสั้นจากบุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกันบางส่วน ทั้งนี้ เงินให้กู้ยืมระยะสั้นแก่บุคคลหรือกิจการที่เกี่ยวข้องกันที่คงค้างอยู่เป็นเงินกู้ยืมให้แก่ BGYP ทั้งสิ้น

(ฉ) อะไหล่และวัสดุสำรองคลัง

อะไหล่และวัสดุสำรองคลังของบริษัทฯ โดยหลักประกอบด้วยอะไหล่ที่ใช้ในการซ่อมบำรุงเครื่องจักร ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีอะไหล่และวัสดุสำรองคลังจำนวน 602.6 ล้านบาท 717.7 ล้านบาท 828.9 ล้านบาท และ 768.2 ล้านบาท ตามลำดับ

อะไหล่และวัสดุสำรองคลัง เพิ่มขึ้นร้อยละ 19.1 จาก 602.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 เป็น 717.7 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของอะไหล่สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้า ABPR1 ABPR2 BPLC1 และ BPLC2

อะไหล่และวัสดุสำรองคลังเพิ่มขึ้นร้อยละ 15.5 จาก 717.7 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 828.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของอะไหล่สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้า ABP4

อะไหล่และวัสดุสำรองคลัง ลดลงร้อยละ 7.3 จาก 828.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เป็น 768.2 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 เนื่องจากการนำอะไหล่ไปใช้สำหรับการซ่อมบำรุงใน ABP1

(ข) สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น

สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นของบริษัทฯ ประกอบด้วย ภาษีหัก ณ ที่จ่ายรอขอคืน ภาษีเงินได้นิติบุคคลจ่ายล่วงหน้า ภาษีมูลค่าเพิ่มรอขอคืน ภาษีซื้อที่ยังไม่ถึงกำหนด อากรขาเข้ารอขอคืน และอื่นๆ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นจำนวน 620.5 ล้านบาท 754.5 ล้านบาท 1,101.7 ล้านบาท และ 1,099.3 ล้านบาท

สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 21.6 จาก 620.5 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 เป็น 754.5 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นภาษีซื้อที่ยังไม่ถึงกำหนด

สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 46.0 จาก 754.5 ล้านบาท วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 1,101.7 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นภาษีมูลค่าเพิ่มรอคืน

สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นของบริษัทฯ ไม่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญจาก 1,101.7 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เป็น 1,099.3 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559

(2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน

(ก) เงินฝากธนาคารที่มีข้อจำกัดในการเบิกถอนเกินกว่า 1 ปี

เงินฝากธนาคารที่มีข้อจำกัดในการเบิกถอนเกินกว่า 1 ปีของบริษัทฯ คือ เงินสำรองเพื่อจ่ายชำระเป็นค่าธรรมเนียมแก่ ABPIF เพื่อประกันการชำระหนี้ทั้งหมดทั้งในปัจจุบันและในอนาคตที่บริษัทฯ มีอยู่กับ ABPIF ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเงินฝากธนาคารที่มีข้อจำกัดในการเบิกถอนเกินกว่า 1 ปี จำนวน 300.0 ล้านบาท 282.9 ล้านบาท 269.3 ล้านบาท และ 262.3 ล้านบาท ตามลำดับ

(ข) เงินลงทุนในการร่วมค้า

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 และ 2557 บริษัทฯ ไม่มีเงินลงทุนในการร่วมค้า และ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเงินลงทุนในการร่วมค้าจำนวน 911.9 ล้านบาท และ 993.7 ล้านบาท ตามลำดับ

เงินลงทุนในการร่วมค้าเพิ่มขึ้นเป็น 911.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เนื่องจากในช่วงไตรมาสแรกของปี 2558 บริษัทฯ ได้ลงทุนในหุ้นสามัญบริษัท บี.กริม ทีทีอาร์อี โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด (ภายหลังเปลี่ยนชื่อเป็น BGSENA) และ BGYP จำนวนรวม 932.7 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม

ในช่วงไตรมาสแรกของปี 2558 และระหว่างปี 2558 บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนในการร่วมค้าจำนวน 20.8 ล้านบาท

เงินลงทุนในการร่วมค้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.0 จาก 911.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เป็น 993.7 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าจำนวน 49.3 ล้านบาท และการเพิ่มเงินลงทุนจำนวน 32.4 ล้านบาทใน BGYSP

(ค) ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สุทธิ

ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์สุทธิของบริษัทฯ ส่วนใหญ่ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าระบบส่งพลังไฟฟ้าและอุปกรณ์ งานระหว่างก่อสร้าง และที่ดิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สุทธิจำนวน 21,242.2 ล้านบาท 30,299.9 ล้านบาท 41,778.8 ล้านบาท และ 43,710.4 ล้านบาท ตามลำดับ

ตารางต่อไปนี้แสดงรายการที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สุทธิของบริษัทฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559

	ณ วันที่ 31 ธันวาคม			ณ วันที่ 30 มิถุนายน
	2556	2557	2558	2559
	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สุทธิ				
ที่ดิน	1,089.5	1,085.3	1,106.1	1,191.7
ส่วนปรับปรุงที่ดิน	33.9	45.5	73.1	99.6
โรงไฟฟ้าระบบส่งพลังไฟฟ้าและอุปกรณ์	17,557.1	20,224.4	28,028.1	35,733.8
อุปกรณ์สำนักงาน เครื่องตกแต่ง และคอมพิวเตอร์	29.6	141.3	142.2	43.0
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	93.8	361.0	342.1	455.6
ยานพาหนะ	9.5	11.7	10.0	13.8
งานระหว่างก่อสร้าง	2,208.6	8,211.1	11,809.3	5,675.9
วัสดุสำรองคลัง	220.2	219.7	267.9	497.0
รวมที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สุทธิ	21,242.2	30,299.9	41,778.8	43,710.4

ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์สุทธิ เพิ่มขึ้นร้อยละ 42.6 จาก 21,242.2 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 เป็น 30,299.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าระบบส่งพลังไฟฟ้าและอุปกรณ์ และงานระหว่างก่อสร้าง ซึ่งเป็นผลมาจากการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า ABP4 และ ABP5 และการเข้าซื้อกิจการโรงไฟฟ้า BPLC1 และ BPLC2

ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์สุทธิ เพิ่มขึ้นร้อยละ 37.9 จาก 30,299.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 41,778.8 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าระบบส่งพลังไฟฟ้าและอุปกรณ์ และงานระหว่างก่อสร้าง ซึ่งเป็นผลมาจากการการก่อสร้าง

โครงการโรงไฟฟ้า ABP4 และ ABP 5

ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์สุทธิ เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.6 จาก 41,778.8 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เป็น 43,710.4 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้า ระบบส่งพลังไฟฟ้า และอุปกรณ์ ซึ่งเป็นผลมาจากการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัท

(ง) สินทรัพย์ไม่มีตัวตนสุทธิ

สินทรัพย์ไม่มีตัวตนสุทธิของบริษัทฯ ส่วนใหญ่ประกอบด้วย ต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้ารอตัดจ่าย สิทธิในการใช้ที่ดิน สิทธิในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และสิทธิในการให้บริการจากข้อตกลงสัมปทาน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีสินทรัพย์ไม่มีตัวตน สุทธิจำนวน 1,753.3 ล้านบาท 2,955.3 ล้านบาท 5,078.9 ล้านบาท และ 6,284.4 ล้านบาท ตามลำดับ

ตารางต่อไปนี้แสดงรายการสินทรัพย์ไม่มีตัวตนสุทธิของบริษัทฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559

	ณ วันที่ 31 ธันวาคม		ณ วันที่ 30 มิถุนายน	
	2556	2557	2558	2559
	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน สุทธิ				
สิทธิในการใช้สินทรัพย์	64.4	73.2	69.0	44.3
ต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้ารอตัดจ่าย	1,382.0	1,671.9	2,602.5	2,588.4
สิทธิในการใช้ที่ดิน	282.8	310.9	303.3	444.5
สิทธิในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	-	868.9	895.5	1,839.1
สิทธิในการให้บริการจากข้อตกลงสัมปทาน	-	-	1,170.4	1,312.2
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนระหว่างติดตั้ง	-	-	1.2	-
สิทธิในสัญญาให้บริการและบำรุงรักษา	12.9	11.3	9.7	9.0
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	11.2	19.0	23.8	46.9
รวมสินทรัพย์ไม่มีตัวตนสุทธิ	1,753.3	2,955.3	5,078.9	6,284.4

สินทรัพย์ไม่มีตัวตนสุทธิเพิ่มขึ้นร้อยละ 68.6 จาก 1,753.3 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 เป็น 2,955.3 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักจากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้ารอตัดจ่าย และสิทธิในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งเป็นผลมาจากการเข้าซื้อกิจการโครงการโรงไฟฟ้า BPLC1 และ BPLC2 ของบริษัทฯ

สินทรัพย์ไม่มีตัวตนสุทธิเพิ่มขึ้นร้อยละ 71.9 จาก 2,955.3 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 5,078.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้ารอตัดจ่าย และสิทธิในการให้บริการจากข้อตกลงสัมปทาน ซึ่งเป็นผลมาจากการลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้อย 2 และโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนท่า 1

สินทรัพย์ไม่มีตัวตนสุทธิเพิ่มขึ้นร้อยละ 23.7 จาก 5,078.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เป็น 6,284.4 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของสิทธิในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งเป็นผลมาจากการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้อย 2 และเขื่อนท่า 1

(จ) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น

สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นของบริษัทฯ ส่วนใหญ่ประกอบด้วยเงินมัดจำ เงินค่าสัญญาบริการระยะยาวจ่ายล่วงหน้า ค่าใช้จ่ายจ่ายล่วงหน้าที่เกิดขึ้นกว่าหนึ่งปี ค่าธรรมเนียมในการจัดหาเงินกู้ยืมรอดัตตบัญญัติ และเงินจ่ายล่วงหน้าเพื่อการพัฒนาโครงการในต่างประเทศ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นจำนวน 394.9 ล้านบาท 325.8 ล้านบาท 704.6 ล้านบาท และ 391.4 ล้านบาท ตามลำดับ

สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นลดลงร้อยละ 17.5 จาก 394.9 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 เป็น 325.8 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลดลงของค่าธรรมเนียมในการจัดหาเงินกู้ยืมรอดัตตบัญญัติ

สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 116.3 จาก 325.8 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 704.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของเงินจ่ายล่วงหน้าเพื่อการพัฒนาโครงการในต่างประเทศจำนวน 371.0 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากการที่บริษัทฯ เข้าไปลงทุนใน โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้อย 2 และเขื่อนท่า 1

สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นลดลงร้อยละ 44.5 จาก 704.6 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เป็น 391.4 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลดลงของเงินจ่ายล่วงหน้าจากการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าในประเทศลาว

16.7 หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 หนี้สินส่วนใหญ่ของกลุ่มบริษัทฯ ประกอบด้วย เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน และเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ซึ่งหนี้สินทั้งหมดมีจำนวนรวมทั้งสิ้น 23,107.5 ล้านบาท 35,264.7 ล้านบาท 50,519.7 ล้านบาท และ 52,714.6 ล้านบาท ตามลำดับ โดยการเปลี่ยนแปลงของหนี้สินรวม ส่วนใหญ่มาจากการเพิ่มขึ้นของเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน

16.7.1 หนี้สินหมุนเวียน

(1) เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น

เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่นของบริษัทฯ ส่วนใหญ่ประกอบด้วย เจ้าหนี้การค้าและค่าใช้จ่ายค้างจ่าย โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น จำนวน 2,652.2 ล้านบาท 2,056.2 ล้านบาท 4,912.5 ล้านบาท และ 3,506.9 ล้านบาท ตามลำดับ

เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 ลดลงร้อยละ 22.5 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2556 โดยมีสาเหตุหลักมาจากบริษัทฯ ได้มีการชำระรายการเจ้าหนี้อื่นและค่าใช้จ่ายค้างจ่ายที่เกี่ยวข้องกับ EPC ของโครงการโรงไฟฟ้า ABPR1 ซึ่งถูกบันทึกในปี 2556

เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เพิ่มขึ้นร้อยละ 143.1 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายค้างจ่ายที่เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจาก 297.3 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เป็น 2,810.7 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากบริษัทฯ ได้บันทึกเจ้าหนี้อื่นและค่าใช้จ่ายค้างจ่ายที่เกี่ยวข้องกับ EPC ของโครงการโรงไฟฟ้า BIP2 และ ABP4 ซึ่งจะบันทึกการจ่ายให้ครบถ้วนก่อนที่โครงการโรงไฟฟ้าจะเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 1 มกราคม 2559

เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 ลดลงร้อยละ 28.6 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการชำระเจ้าหนี้อื่นและค่าใช้จ่ายค้างจ่ายที่เกี่ยวข้องกับ EPC ของโครงการโรงไฟฟ้า BIP2 และ ABP4

เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น	ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558		ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
เจ้าหนี้การค้า	1,744.5	65.8	1,436.6	69.9	1,451.2	29.5	575.9	44.4
เจ้าหนี้กิจการที่เกี่ยวข้อง	5.6	0.2	5.9	0.3	4.4	0.1	83.2	2.4
เจ้าหนี้อื่น	105.1	4.0	87.2	4.2	472.3	9.6	532.3	15.2
ดอกเบี้ยค้างจ่าย								
- สถาบันการเงิน	111.1	4.2	187.5	9.1	198.1	4.0	203.0	5.8
- กิจการอื่น	0.9	0.0	0.7	0.0	0.8	0.0	0.4	0.0
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	644.2	24.3	297.3	14.5	2,723.6	55.4	1,045.9	29.8
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย - สัญญาบริการระยะยาว	40.9	1.5	40.9	2.0	55.3	1.1	69.8	2.0
เงินปันผลค้างจ่าย	-	-	-	-	6.8	0.1	14.2	0.4
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น	2,652.2	100.0	2,056.1	100.0	4,912.5	100.0	3,506.9	100.0

(2) เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน

เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินของบริษัทฯ ส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินกู้ยืมสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ และสกุลเงินบาท โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียนและประกอบกิจการในระยะสั้น โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินจำนวน 28.0 ล้านบาท 3,630.6 ล้านบาท 88.0 ล้านบาท และ 62.8 ล้านบาท ตามลำดับ

เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เพิ่มขึ้นร้อยละ 12,866.3 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2556 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการที่บริษัทฯ ได้กู้ยืมเงินระยะสั้นมาเพื่อใช้ในการเข้าซื้อกิจการโครงการโรงไฟฟ้า BPLC1 และ BPLC2 ในเดือนมิถุนายน 2557

เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 ลดลงร้อยละ 97.6 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการชำระคืนเงินกู้ยืมระยะสั้นที่ใช้ในการเข้าซื้อกิจการโครงการโรงไฟฟ้า BPLC1 และ BPLC2 ดังกล่าวข้างต้น ซึ่งมีแหล่งเงินมาจากเงินปันผลรับจากบริษัทย่อยและบริษัทร่วมและเงินสดจากการรับชำระเงินให้กู้ยืมระยะสั้นจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน

เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินของบริษัทฯ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 ลดลงร้อยละ 28.7 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการชำระคืนเงินกู้ยืมระยะสั้นของโครงการโรงไฟฟ้า ABP4

(3) ส่วนของเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี - สุทธิ

โปรดพิจารณาส่วนที่ 2.4.16 หัวข้อ 16.7.2 (1) เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน

(4) หนี้สินหมุนเวียนอื่น

หนี้สินหมุนเวียนอื่นของบริษัทฯ ประกอบด้วยภาษีขายที่ต้องนำส่ง และภาษีหัก ณ ที่จ่ายค้างจ่าย โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีหนี้สินหมุนเวียนอื่น จำนวน 75.0 ล้านบาท 98.8 ล้านบาท 250.8 ล้านบาท และ 173.4 ล้านบาท ตามลำดับ โดยที่หนี้สินหมุนเวียนอื่น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เพิ่มขึ้นร้อยละ 31.8 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2556 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการมีงบการเงินที่ปรับปรุงภาษีหัก ณ ที่จ่ายค้างจ่ายจากเงินเดือนและโบนัสพนักงานที่เพิ่มขึ้นในเดือนธันวาคม 2557 เนื่องมาจากจำนวนพนักงานที่เพิ่มขึ้น และหนี้สินหมุนเวียนอื่น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เพิ่มขึ้นร้อยละ 153.9 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการมีงบการเงินที่ปรับปรุงภาษีหัก ณ ที่จ่ายค้างจ่ายจากการจ่ายเงินปันผลในเดือนธันวาคม 2558 ของบริษัทฯ และหนี้สินหมุนเวียนอื่น ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 ลดลงร้อยละ 30.9 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการชำระภาษีหัก ณ ที่จ่ายค้างจ่ายจากการจ่ายเงินปันผลข้างต้น ในเดือนมกราคม 2559

16.7.2 หนี้สินไม่หมุนเวียน

(1) เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน

เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินของบริษัทฯ แบ่งออกเป็น (1) ส่วนของเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี – สุทธิ ซึ่งแสดงอยู่ในหนี้สินหมุนเวียน และ (2) เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน – สุทธิ ซึ่งแสดงอยู่ในหนี้สินไม่หมุนเวียน โดยมีรายละเอียดได้ดังนี้

เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน	ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558		ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
ส่วนของเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี - สุทธิ	1,100.0	5.5	1,224.0	4.2	1,936.7	4.3	5,120.8	10.6
เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน - สุทธิ	18,792.4	94.5	27,590.0	95.8	42,617.7	95.7	42,965.6	89.4
รวม	19,892.4	100.0	28,814.1	100.0	44,554.4	100.0	48,086.4	100.0

เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินของบริษัทฯ ส่วนใหญ่ประกอบด้วยเงินกู้ยืมสกุลบาท และสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ จากธนาคารพาณิชย์สำหรับการดำเนินงานเพื่อใช้ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินจำนวน 19,892.4 ล้านบาท 28,814.1 ล้านบาท 44,554.4 ล้านบาท และ 48,086.4 ล้านบาท ตามลำดับ

เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เพิ่มขึ้นร้อยละ 44.8 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2556 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการกู้ยืมเงินเพื่อใช้ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้า ABP4 ABP5 BIP1 และ BIP2

เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เพิ่มขึ้นร้อยละ 54.6 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการกู้ยืมเงินเพิ่มเติมเพื่อใช้ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้า BIP1 BIP2 ABP4 ABP5 และ BOWIN และการเปลี่ยนเงินกู้ยืมระยะสั้นเป็นเงินกู้ยืมระยะยาวเพื่อใช้ในการซื้อกิจการ BPLC1 และ BPLC2

เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินของบริษัทฯ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.9 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการกู้ยืมเงินเพื่อใช้ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้า BIP2 BOWIN ABPR3 ABPR4 และ BGPSK

ทั้งนี้ หากพิจารณาเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน ตามสกุลเงิน จะพบว่า เงินกู้ยืมของบริษัทฯ ส่วนใหญ่อยู่ในสกุลเงินบาท โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าต่างๆ ในประเทศของบริษัทฯ และเพื่อให้สอดคล้องกับรายได้และค่าใช้จ่ายหลักของบริษัทฯ สำหรับการกู้ยืมเงินในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐนั้นเป็นแนวทางการป้องกันความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (Natural hedge) เนื่องจากรายได้จาก EGAT ประมาณ 1 ใน 3 จะผันแปรตามสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ซึ่งเป็นไปตามสูตรการคำนวณรายได้ที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (โปรดพิจารณาส่วนที่ 2.2.8 หัวข้อ 8.2.8 (1) สัญญาเงินกู้ของบริษัทฯ)

เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน	ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558		ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
สกุลเงินบาท	14,214.8	71.5	18,867.4	65.5	29,658.6	66.6	32,790.3	68.2
สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ	5,935.6	29.8	10,327.1	35.8	15,427.1	34.6	15,861.6	33.0
หัก ค่าธรรมเนียมทางการเงินจ่ายล่วงหน้า	(258.0)	(1.3)	(380.4)	(1.3)	(531.3)	(1.2)	(565.5)	(1.2)
รวม	19,892.4	100.0	28,814.1	100.0	44,554.4	100.0	48,086.4	100.0

(2) ประเมินการหนี้สินค่าซื้อถนออุปกรณ์การผลิต

ประมาณการหนี้สินค่าซื้อถนออุปกรณ์การผลิตส่วนใหญ่เป็นประมาณการหนี้สินค่าซื้อถนออุปกรณ์การผลิตในโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีหนี้สินค่าซื้อถนออุปกรณ์การผลิต จำนวน 63.2 ล้านบาท 97.1 ล้านบาท 153.6 ล้านบาท และ 208.2 ล้านบาท ตามลำดับ

หนี้สินค่าซื้อถนออุปกรณ์การผลิต ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เพิ่มขึ้นร้อยละ 53.6 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2556 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเริ่มบันทึกประมาณการหนี้สินค่าซื้อถนออุปกรณ์การผลิตของโครงการโรงไฟฟ้า BPLC1 และ BPLC2 ที่บริษัทฯ เข้าซื้อกิจการในเดือนมิถุนายน 2557

หนี้สินค่าซื้อถนออุปกรณ์การผลิตของบริษัทฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เพิ่มขึ้นร้อยละ 58.2 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเริ่มบันทึกประมาณการหนี้สินค่าซื้อถนออุปกรณ์การผลิตของโครงการโรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างเสร็จและเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วในปี 2558 ซึ่งได้แก่โครงการโรงไฟฟ้า BIP1 และ ABP4

หนี้สินค่าซื้อถนออุปกรณ์การผลิต ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 เพิ่มขึ้นร้อยละ 35.6 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเริ่มบันทึกประมาณการหนี้สินค่าซื้อถนออุปกรณ์การผลิตของโครงการโรงไฟฟ้า BIP2 และ ABP5 ซึ่งก่อสร้างเสร็จและเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์แล้วในวันที่ 1 มกราคม 2559 และ 1 มิถุนายน 2559 ตามลำดับ

(3) ภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน

ภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงานส่วนใหญ่เป็นการสำรองผลประโยชน์หลังออกจากงาน โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน จำนวน 71.9 ล้านบาท 99.8 ล้านบาท 136.1 ล้านบาท และ 143.4 ล้านบาท ตามลำดับ

ภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 เพิ่มขึ้นร้อยละ 38.9 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2556

ภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เพิ่มขึ้นร้อยละ 36.3 เมื่อเทียบกับ

กับวันที่ 31 ธันวาคม 2557

ภาระผูกพันผลประโยชน์พนักงาน ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 เพิ่มขึ้นร้อยละ 15.3 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากบริษัท มีจำนวนพนักงานเพิ่มขึ้น ซึ่งสอดคล้องกับแผนการขยายกิจการและจำนวนโครงการโรงไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

(4) หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น

หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นของบริษัทฯ ประกอบด้วยหนี้สินจากสัญญาบริการบำรุงรักษาและซ่อมแซมเครื่องจักรที่เกี่ยวข้องกับโครงการโรงไฟฟ้า โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีหนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น จำนวน 260.2 ล้านบาท 219.3 ล้านบาท 277.7 ล้านบาท และ 353.4 ล้านบาท ตามลำดับ โดยหนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 ลดลงร้อยละ 15.7 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2556 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการทยอยชำระค่าบริการตามอายุสัญญาบริการบำรุงรักษาและซ่อมแซมเครื่องจักร ซึ่งเป็นไปตามปกติธุรกิจ และหนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 เพิ่มขึ้นร้อยละ 26.6 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเข้าทำสัญญาบริการบำรุงรักษาและซ่อมแซมเครื่องจักรสำหรับโครงการโรงไฟฟ้า ABP4 ในช่วงปลายปี 2557 และหนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นของบริษัทฯ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 เพิ่มขึ้นร้อยละ 27.3 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเข้าทำสัญญาบริการบำรุงรักษาและซ่อมแซมเครื่องจักรสำหรับโครงการโรงไฟฟ้า ABP5 ในเดือนมิถุนายน 2559

16.7.3 ส่วนของผู้ถือหุ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ มีส่วนประกอบหลักได้แก่ ทุนที่ออกและเรียกชำระแล้ว กำไรสะสม องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2556 2557 และ 2558 และ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีส่วนของผู้ถือหุ้นรวมเป็นจำนวน 11,192.7 ล้านบาท 11,068.9 ล้านบาท 10,783.6 ล้านบาท และ 14,610.4 ล้านบาท ตามลำดับ โดยส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557 ลดลงร้อยละ 1.1 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2556 มีสาเหตุหลักจากการลดลงของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม หักลบกับกำไรสะสมที่เพิ่มขึ้นจากผลประกอบการที่ดีในปี 2557 และส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558 ลดลงร้อยละ 2.6 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2557 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการที่บริษัทฯ มีการจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลจำนวน 1,355.9 ล้านบาท จากผลการดำเนินงาน ปี 2558 หักลบกับการที่บริษัทฯ ได้เพิ่มทุนโดยการเสนอขายหุ้นให้กับผู้ถือหุ้นเดิม (Rights Offering) จำนวน 732.5 ล้านบาท ในเดือนกรกฎาคม 2558 และการเพิ่มขึ้นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม และส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 เพิ่มขึ้นร้อยละ 35.5 เมื่อเทียบกับวันที่ 31 ธันวาคม 2558 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก (1) บริษัทฯ ได้เรียกชำระค่าหุ้นเพิ่มเติม จำนวน 2,201.9 ล้านบาท เพื่อให้ผู้ถือหุ้นชำระค่าหุ้นให้เต็มมูลค่าตามมูลค่าที่ตราไว้ (2) กำไรสะสม (ส่วนที่ยังไม่ได้จัดสรร) ที่เพิ่มขึ้นจากผลประกอบการที่ดีงวด 6 เดือนแรก ปี 2559 หักลบกับการจ่ายเงินปันผลระหว่างกาล จำนวน 90.0 ล้านบาท และ (3) การเพิ่มขึ้นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 706.1 ล้านบาท

16.8 สภาพคล่อง และแหล่งเงินทุน

16.8.1 ภาพรวม

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 กลุ่มบริษัทฯ มีสินทรัพย์หมุนเวียนทั้งสิ้น 13,216.6 ล้านบาท โดย 5,432.5 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

เงินทุนส่วนใหญ่ของกลุ่มบริษัทฯ มีไว้ใช้สำหรับเรื่องดังต่อไปนี้

- การก่อสร้าง และการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่
- การบำรุงรักษา และการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า
- จัดหาเงินทุนหมุนเวียนที่ต้องการ
- การลงทุนที่มีความเป็นไปได้ในการเข้าซื้อกิจการใหม่
- ภาระผูกพันของหนี้ และ
- วัตถุประสงค์ทั่วไป

ความสามารถของกลุ่มบริษัทฯ ในการเข้าถึงแหล่งเงินทุนมีความสำคัญมากต่อกลยุทธ์ในการเติบโตของกลุ่มบริษัทฯ กลุ่มบริษัทฯ จัดหาเงินทุนเพื่อการดำเนินกิจการด้วยเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เช่น เงินสดจากการดำเนินงานของบริษัท เงินกู้ยืมภายใต้วงเงินสินเชื่อจากธนาคาร และสถาบันการเงินอื่น และเงินจากผู้ถือหุ้นที่เป็นหุ้นส่วนในบริษัทเจ้าของโครงการต่างๆ นอกจากนี้ ในเดือนกันยายน 2556 กลุ่มบริษัทฯ ยังจัดหาเงินทุนผ่านการเสนอขายหน่วยลงทุนของ ABPIF ให้แก่ประชาชนเป็นครั้งแรก และนำหน่วยลงทุนเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ บริษัทฯ เชื่อว่าวงเงินสินเชื่อ รวมถึงเงินสดที่ได้จากการประกอบกิจการของกลุ่มบริษัทฯ รวมถึงเงินบางส่วนที่จะได้รับจากการเสนอขายหุ้นของบริษัทฯ ทั้งในประเทศและต่างประเทศ ในครั้งนี้ จะเพียงพอในการจัดหาเงินทุนหมุนเวียน โดยบริษัทฯ คาดว่าแหล่งเงินทุนเหล่านี้จะยังคงเป็นแหล่งเงินสดหลักในระยะกลางของบริษัทฯ ต่อไป อย่างไรก็ตาม เศรษฐกิจในภูมิภาค และของโลกในภาพรวมยังคงสามารถเปลี่ยนแปลงได้ง่าย และอาจเกิดผลกระทบต่อสภาพคล่อง และวงเงินสินเชื่อที่มีอยู่

บริษัทฯ ทำการสรุปผลข้อกำหนดด้านการหาเงินทุนเป็นระยะๆ โดยมุ่งเน้นถึง กระแสเงินสดสุทธิจากกิจกรรมด้านการดำเนินงาน ความคืบหน้าของโรงไฟฟ้าต่างๆ ของกลุ่มบริษัทฯ ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และการพัฒนา โอกาสในการเข้าซื้อกิจการ และสถานะของตลาด โดยบริษัทฯ คาดว่าจะมีการใช้จ่ายด้านเงินทุนที่มีนัยสำคัญสำหรับรอบระยะเวลาสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559 และในปีถัดๆ ไป เนื่องจากบริษัทฯ มีโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง อยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการ และขยายการดำเนินงานออกไปอีก (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมในส่วนที่ 2.4.16 หัวข้อ 16.9 รายจ่ายฝ่ายทุน)

16.8.2 ข้อกำหนดห้ามการกระจายเงินสด

กลุ่มบริษัทฯ มักจะได้รับแหล่งเงินทุนในระดับโครงการสำหรับโรงไฟฟ้า โดยสัญญาการจัดหาเงินทุนสำหรับโครงการ (project finance agreement) เหล่านี้ ประกอบด้วยข้อสัญญาทางการเงิน และข้อห้ามต่างๆ ซึ่งจำกัดความสามารถของบริษัทเจ้าของโครงการที่จะจ่ายเงินปันผลให้แก่บริษัทฯ เว้นแต่จะเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด ซึ่งรวมถึง ความเสร็จสมบูรณ์ของโครงการที่เกี่ยวข้อง การปฏิบัติตามอัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ ณ วันที่ทำการคำนวณ และการปฏิบัติตามกำหนดเวลาชำระเงินตามสัญญาการจัดหาเงินทุน (financing agreement) หากบริษัทเจ้าของโครงการที่เกี่ยวข้องไม่สามารถดำเนินการตามข้อกำหนดทางการเงินได้ บริษัทเจ้าของโครงการก็อาจจะไม่สามารถจ่ายเงินปันผลให้แก่บริษัทฯ ได้ และการไม่สามารถปฏิบัติตามข้อสัญญาดังกล่าวอาจส่งผลให้เกิดการผิดนัดชำระหนี้ ซึ่งหากไม่มีการแก้ไข หรือผ่อนผันโดยผู้ให้กู้ อาจทำให้ผู้ให้กู้มีสิทธิเรียกเงินคืน และเพิ่มภาระหนี้สินดังกล่าวทั้งหมด หรือบังคับประโยชน์จากหลักประกัน ซึ่งจะเกิดผลในทางลบที่มีนัยสำคัญต่อธุรกิจ ผลการดำเนินงาน สถานะทางการเงิน และโอกาสทางธุรกิจของบริษัทฯ

16.8.3 กระแสเงินสด

ตารางดังต่อไปนี้ระบุข้อมูลที่เลือกไว้จากงบการเงินรวมในส่วนของกระแสเงินสดสำหรับรอบระยะเวลาที่ระบุ

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม			งวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน	
	2556	2557	2558	2558	2559
	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)
เงินสดสุทธิที่ได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน					
ดำเนินงาน	1,493.8	2,600.8	4,444.7	688.6	3,123.8
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(6,775.1)	(12,880.2)	(12,865.1)	(6,517.2)	(7,726.5)
เงินสดสุทธิที่ได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน	9,419.6	10,567.1	7,709.7	4,517.8	4,949.6
เงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด	1,351.4	5,496.5	5,784.4	5,784.4	5,084.5
เงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสดสิ้นงวด	5,496.5	5,784.4	5,084.5	4,473.1	5,432.5

(1) เงินสดสุทธิที่ได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิที่ได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน 3,123.8 ล้านบาท ส่วนใหญ่มาจาก (1) กำไรสุทธิก่อนภาษีเงินได้ 1,886.9 ล้านบาท (2) หักรายการปรับปรุงค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายทรัพย์สิน โรงงานและอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตนจำนวน 1,195.5 ล้านบาท และดอกเบี้ยจ่าย 988.7 ล้านบาท โดยหักลบกับส่วนปรับปรุงรายการการแปลงค่าสกุลเงินที่ยังไม่รับรู้ทางบัญชีจำนวน 344.7 ล้านบาท และการลดลงของลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นจำนวน

359.7 ล้านบาท

ในปี 2558 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน 4,444.7 ล้านบาท ส่วนใหญ่เกิดจาก (1) กำไรสุทธิก่อนภาษีเงินได้ 556.9 ล้านบาท (2) การปรับปรุงรายการค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายทรัพย์สิน โรงงานและอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน จำนวน 1,875.7 ล้านบาท และดอกเบี้ยจ่าย 1,406.9 ล้านบาท และผลขาดทุนจากการแปลงค่าสกุลเงินที่ยังไม่รับรู้ทางบัญชี 923.5 ล้านบาท และ (3) การเพิ่มขึ้นของเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่นจำนวน 891.8 ล้านบาท โดยหักกลับกับ (ก) ส่วนปรับปรุงรายการรายได้ค่าก่อสร้างภายใต้สัญญาสัมปทาน 1,085.3 ล้านบาท และ (ข) สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นซึ่งลดลงจำนวน 284.6 ล้านบาท

ในปี 2557 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน 2,600.8 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เกิดจาก (1) กำไรสุทธิก่อนภาษีเงินได้ 985.6 ล้านบาท (2) การปรับปรุงรายการค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายทรัพย์สิน โรงงานและอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน จำนวน 1,401.7 ล้านบาท และดอกเบี้ยจ่าย 1,081.8 ล้านบาท และ (3) การเพิ่มขึ้นของหนี้สินหมุนเวียนอื่น 378.4 ล้านบาท โดยหักกลับกับ (ก) เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ซึ่งลดลงจำนวน 1,075.6 ล้านบาท และ (ข) ลูกหนี้การค้าหรือลูกหนี้อื่น ซึ่งลดลงจำนวน 269.0 ล้านบาท

ในปี 2556 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน 1,493.8 ล้านบาท ส่วนใหญ่เกิดจาก (1) กำไรสุทธิก่อนภาษีเงินได้ 300.9 ล้านบาท (2) การปรับปรุงรายการค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายทรัพย์สิน โรงงานและอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน จำนวน 1,006.7 ล้านบาท และดอกเบี้ยจ่าย 664.8 ล้านบาท และ (3) การเพิ่มขึ้นของเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น 667.0 ล้านบาท และหนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น 260.2 ล้านบาท โดยหักกลับกับลูกหนี้การค้า และลูกหนี้อื่น ซึ่งลดลงจำนวน 1,156.6 ล้านบาท

(2) เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน 7,726.5 ล้านบาท ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วย (1) เงินซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ 4,723.0 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เกี่ยวข้องกับโครงการโรงไฟฟ้า ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และอยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการ และ (2) เงินซื้อสินทรัพย์ไม่มีตัวตน ซึ่งเกี่ยวข้องกับสิทธิในการใช้ที่ดินเพื่อติดตั้งสถานีควบคุมไฟฟ้า ระบบสายส่งไฟฟ้า และเสาไฟฟ้า สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และพัฒนา และ (3) เงินค่ามัดจำจำนวน 2,340.9 ล้านบาท เพื่อการซื้อเงินลงทุนในกิจการร่วมค้า 32.4 ล้านบาท คือ BGYS และ BGSENA โดยหักกลับกับส่วนที่ลดลงของเงินลงทุนระยะสั้น 300.0 ล้านบาท

ในปี 2558 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน 12,865.1 ล้านบาท ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วย (1) เงินซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ 9,901.5 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เกี่ยวข้องกับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และอยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการ ในปี 2558 (2) เงินซื้อสินทรัพย์ไม่มีตัวตน 1,156.2 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เกี่ยวข้องกับสิทธิในการใช้ที่ดินสำหรับการติดตั้ง สถานีย่อยระบบส่งพลังงานไฟฟ้า และเสาไฟฟ้า สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และอยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการ ในปี 2558, (3) เงินลงทุนในกิจการร่วมค้า 932.7 ล้านบาท คือ BGYS และ

BGSENA (4) เงินจ่ายล่วงหน้าจำนวน 371.0 ล้านบาท ให้แก่หุ้นส่วนเพื่อความร่วมมือในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในประเทศลาว และ (5) เงินลงทุนระยะสั้นให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน 535.0 ล้านบาท ได้แก่ (ก) เงินกู้ยืมจำนวน 272 ล้านบาท ที่บริษัท ให้แก่ยันฮีโซลาร์ซึ่งเป็นเงื่อนไขของบันทึกความเข้าใจที่บริษัท เข้าทำกับยันฮีโซลาร์ และ (ข) เงินกู้ยืมจำนวน 263 ล้านบาท ให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันในกลุ่มบริษัท นอกเหนือจากบริษัท โดยหักลบกับรายรับ 630.0 ล้านบาท ที่เกี่ยวข้องกับการชำระคืนเงินกู้ยืมโดยกิจการที่เกี่ยวข้องกันรายดังกล่าว

ในปี 2557 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน 12,880.2 ล้านบาท ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วย (1) เงินซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ 7,026.3 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เกี่ยวข้องกับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และอยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการ ในปี 2557 (2) เงินจำนวน 3,574.9 ล้านบาท สำหรับเข้าซื้อกิจการ BPLC1 และ BPLC2 ในเดือนมิถุนายน 2557 (3) เงินซื้อสินทรัพย์ไม่มีตัวตน 499.6 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เกี่ยวข้องกับสิทธิในการใช้ที่ดินสำหรับการติดตั้งสถานีย่อยระบบส่งพลังไฟฟ้า และเสาไฟฟ้า สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และอยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการ ในปี 2557 และ (4) เงินลงทุนระยะสั้นให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน 393.6 ล้านบาท ที่เกี่ยวข้องกับการเงินกู้ยืมที่ให้แก่บริษัทอื่นในกลุ่ม บี.กริม ที่อยู่นอกกลุ่มบริษัทฯ

ในปี 2556 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน 6,775.1 ล้านบาท ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วย (1) เงินสดที่มีภาระผูกพัน 777.1 ล้านบาท ซึ่งฝากไว้ในบัญชีเงินสำรองประเภทมีดอกเบี้ย (interest-bearing reserve account) เพื่อเป็นหลักประกันการชำระหนี้ของ ABP1 และ ABP2 ในการโอนสิทธิในการรับรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้า ABP1 และ ABP2 ให้แก่ ABPIF ในทุกๆ 6 เดือนตลอดอายุสัญญา (2) เงินซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ 5,232.6 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เกี่ยวข้องกับ โครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และพัฒนา ในปี 2556 และ (3) เงินซื้อสินทรัพย์ไม่มีตัวตน 761.0 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เกี่ยวข้องกับสิทธิในการใช้ที่ดินสำหรับการติดตั้งสถานีย่อย ระบบส่งพลังไฟฟ้า และเสาไฟฟ้า สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และพัฒนา ในปี 2556

(3) เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน 4,949.6 ล้านบาท ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วย เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน 5,130.4 ล้านบาท และรายรับจากการออกหุ้นสามัญ 2,201.9 ล้านบาท และ 430.8 ล้านบาท สำหรับทุนจดทะเบียนชำระแล้วของบริษัทย่อย โดยหักลบบางส่วนกับการชำระเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน 1,204.3 ล้านบาท การลดทุนที่เกี่ยวข้องกับการซื้อคืนหน่วยลงทุนใน ABPIF 144.6 ล้านบาท เงินปันผลที่จ่ายให้แก่ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมในบริษัทย่อย 338.9 ล้านบาท และดอกเบี้ยที่ชำระให้แก่สถาบันการเงิน 1,031.3 ล้านบาท

ในปี 2558 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน 7,709.7 ล้านบาท ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วย เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน 16,345.7 ล้านบาท และเงินสดรับจากการออกหุ้นสามัญ 732.5 ล้านบาท และ 777.9 ล้านบาท จากการเพิ่มทุนจดทะเบียนชำระแล้วของบริษัทย่อย โดยหักลบกับการชำระเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน 5,143.2 ล้านบาท ค่าธรรมเนียมในการจัดหาเงินกู้ยืมمرتดบังบัญชี 240.2 ล้านบาท

การลงทุนที่เกี่ยวข้องกับการซื้อคืนหน่วยลงทุนใน ABPIF 281.5 ล้านบาท เงินปันผลที่จ่ายให้แก่ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมในบริษัทย่อย 887.5 ล้านบาท และดอกเบี้ยที่ชำระให้แก่สถาบันการเงิน 2,238.1 ล้านบาท

ในปี 2557 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน 10,567.1 ล้านบาท ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วย เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน 14,536.5 ล้านบาท โดยหักลบกับการชำระเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน 2,045.2 ล้านบาท ค่าธรรมเนียมในการจัดหาเงินกู้ยืมมรดกตัดบัญชี 76.3 ล้านบาท การลงทุนที่เกี่ยวข้องกับการซื้อคืนหน่วยลงทุนใน ABPIF 561.9 ล้านบาท เงินปันผลที่จ่ายให้แก่ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมในบริษัทย่อย 590.4 ล้านบาท และดอกเบี้ยที่ชำระให้แก่สถาบันการเงิน 769.3 ล้านบาท

ในปี 2556 บริษัทฯ มีเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน 9,419.6 ล้านบาท ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วย เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน 11,755.1 ล้านบาท เงินทุนจำนวน 4,411.8 ล้านบาท ที่ได้รับจากการขายหน่วยลงทุนใน ABPIF โดยหักลบกับการชำระเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน 5,398.6 ล้านบาท เงินที่เข้าซื้อส่วนได้เสียเพิ่มเติมในบริษัทย่อยจากส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม 180.0 ล้านบาท ค่าธรรมเนียมในการจัดหาเงินกู้ยืมมรดกตัดบัญชี 326.6 ล้านบาท ดอกเบี้ยที่ชำระให้แก่สถาบันการเงิน 838.7 ล้านบาท และการชำระต้นเงินต้นของสัญญาเช่าทางการเงินสำหรับการซื้อกังหันก๊าซโดย ABP1 สำหรับการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ครั้งต่อไป 59.8 ล้านบาท

16.9 รายจ่ายฝ่ายทุน

กลุ่มบริษัทฯ มีรายจ่ายฝ่ายทุนซึ่งประกอบด้วยการซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ และการซื้อสินทรัพย์ไม่มีตัวตน จำนวน 5,993.6 ล้านบาท 7,525.9 ล้านบาท 11,057.7 ล้านบาท และ 5,415.7 ล้านบาท ในปี 2556 2557 2558 และงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ตามลำดับ

สำหรับต้นทุนประมาณการของโครงการโรงไฟฟ้าทั้งหมดที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างจำนวน 24,881.0 ล้านบาท นั้น บริษัทฯ คาดว่าจะได้รับเงินทุนดังกล่าวจากสัญญาเงินกู้เพื่อพัฒนาโครงการที่ได้ตกลงแล้วจำนวนประมาณ 18,573.0 ล้านบาท และส่วนที่เหลือจะมาจากเงินที่ได้รับจากการกู้ยืมเงินกับบริษัทฯ การเสนอขายหุ้นของบริษัทฯ ทั้งในประเทศและต่างประเทศในครั้งนี้ เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด และเงินสดที่ได้จากการประกอบกิจการของกลุ่มบริษัทฯ และเงินที่ได้รับจากหุ้นส่วนในบริษัทร่วมทุน (joint venture partners) ของกลุ่มบริษัทฯ นอกจากนี้ บริษัทฯ อาจจะมีมองหาการขยายธุรกิจเพิ่มเติมโดยการเข้าซื้อโครงการโรงไฟฟ้าที่ดำเนินงานแล้ว การลงทุนในธุรกิจอื่น หรือร่วมทุนกับบุคคลภายนอกซึ่งจะต้องใช้รายจ่ายฝ่ายทุนเพิ่มเติมในอนาคต

รายจ่ายฝ่ายทุนที่เกิดขึ้นจริงของกลุ่มบริษัทฯ อาจมีความแตกต่างจากจำนวนที่กำหนดไว้ข้างต้นเนื่องจากปัจจัยต่างๆ หลายประการ ซึ่งรวมถึง กระแสเงินสดในอนาคต ผลการดำเนินงาน และสถานะทางการเงิน การเปลี่ยนแปลงทางเศรษฐกิจของประเทศไทย และ/หรือ ประเทศลาว การหาผู้จำหน่ายสินค้าหรือการจัดหาเงินทุนอื่นภายใต้ข้อกำหนดที่บริษัทฯ ยอมรับได้ ปัญหาทางเทคนิค หรือปัญหาอื่นในการได้มาหรือการติดตั้งอุปกรณ์ การเปลี่ยนแปลงด้านสภาพแวดล้อมของกฎระเบียบในประเทศไทย และ/หรือ ประเทศลาว การเปลี่ยนแปลงในแผนธุรกิจ และกลยุทธ์ของบริษัทฯ และกรณีบริษัทฯ ตัดสินใจที่จะดำเนินการตามโอกาสในการลงทุนใหม่

16.10 ภาระผูกพัน และหน้าที่ตามสัญญา

ตารางดังต่อไปนี้เป็นการสรุปภาระผูกพัน และหน้าที่ตามสัญญาจนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2558 ซึ่งไม่รวมถึง (1) ภาระผูกพัน และหน้าที่ตามสัญญาภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ทำกับ กฟผ. สัญญาซื้อขายก๊าซที่ทำกับ ปตท. หนังสือค้ำประกันเพื่อเป็นหลักประกันการชำระเงินกู้สำหรับบริษัทเจ้าของโครงการที่เกี่ยวข้องกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. และ กฟภ. สัญญาซื้อขายน้ำฉบับที่ทำกับคู่สัญญาที่เกี่ยวข้อง สินทรัพย์ที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้า และสัญญาเช่าที่ดินในประเทศเวียดนาม สัญญาดำเนินงานและบำรุงรักษา (O&M) ที่ทำกับกิจการที่เกี่ยวข้องกันเพื่อดำเนินงาน และบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า สัญญาให้การช่วยเหลือระยะยาว (Long-term Support Agreement) สำหรับกังหันก๊าซ การจัดการด้านสัญญาให้การช่วยเหลือระยะยาว สัญญาระหว่าง ABPIF และ ABP1 และ ABP2 โดยที่ ABP1 และ ABP2 ตกลงที่จะโอนสิทธิในการรับรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้า ABP1 และ ABP2 ให้แก่ ABPIF ในทุกๆ 6 เดือนตลอดอายุสัญญา รวมถึงสัญญาก่อสร้าง สัญญาจัดหา และสัญญาการให้คำปรึกษา และ (2) ภาระผูกพันที่เป็นรายจ่ายฝ่ายทุนที่เกี่ยวกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และการซื้อเครื่องจักร และอุปกรณ์ซึ่งยังไม่ได้ถูกรับรู้ทางบัญชี (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับภาระผูกพันและหน้าที่ในหมายเหตุ 37 ของงบการเงินรวม)

(ล้านบาท)	ทั้งหมด	ไม่เกินกว่าหนึ่งปี	เกินกว่าหนึ่งปี แต่ไม่เกินห้าปี	เกินกว่าห้าปี
งบการเงินรวม				
เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน ⁽¹⁾	45,085.7	1,971.4	17,368.3	25,746.0
ข้อผูกมัดตามสัญญาเช่าดำเนินงาน	298.8	51.9	62.5	184.4
ภาระผูกพันตามสัญญาทั้งหมด	45,384.5	2,023.3	17,430.8	25,930.4

(1) รวมค่าธรรมเนียมในการจัดหาเงินกู้ยืมรอตตัญชี จำนวน 531.3 ล้านบาท

ความสามารถในการจัดหาเงินทุนที่เพียงพอเพื่อให้เป็นไปตามภาระผูกพันตามสัญญา และข้อกำหนดเกี่ยวกับยอดหนี้ทั้งหมดที่ต้องชำระนั้น อาจถูกจำกัดโดยสถานะทางการเงิน และผลการดำเนินงาน และสภาพคล่องของตลาดการเงินในประเทศ และระหว่างประเทศ

16.11 การจัดทำรายการนอกงบดุล (Off-Balance Sheet Arrangements)

บริษัทฯ มีการเข้าทำตราสารอนุพันธ์เพื่อลดความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ย และอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ โดยรายการดังกล่าวไม่ได้ถูกบันทึกอยู่ในงบการเงินของบริษัทฯ ในวันเข้าทำรายการ หากแต่จะรับรู้กำไรขาดทุนในวันที่มีการชำระเงิน รายละเอียดของตราสารอนุพันธ์ดังกล่าวได้ถูกเปิดเผยไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงิน

16.12 ภาษี

อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลที่ใช้บังคับแก่บริษัทไทยโดยทั่วไปอยู่ที่อัตราร้อยละ 20.0 โครงการโรงไฟฟ้าที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุนจาก BOI จะได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีดังต่อไปนี้

- การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นเวลา 8 ปี นับแต่วันเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของ

โครงการโรงไฟฟ้าซึ่งประกอบกิจการผลิตกระแสไฟฟ้า

- การลดหย่อนอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลร้อยละ 50 จากอัตราภาษีปกติที่เรียกเก็บจากกำไรสุทธิที่ได้รับจากกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุน (กิจการผลิตไฟฟ้า หรือกิจการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ) เป็นเวลา 5 ปี นับแต่วันสิ้นสุดการได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลตามที่ระบุข้างต้น ทั้งนี้ โครงการโรงไฟฟ้า ABP1 ABP2 ABP3 ABP4 ABP5 Solarwa TPS BGYSB BOWIN BIP1 และ BIP2 ไม่ได้ได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีอากรดังกล่าว
- การยกเว้นภาษีศุลกากรที่เรียกเก็บจากเครื่องจักรซึ่งใช้ในการดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า และ
- การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลที่เรียกเก็บจากเงินปันผลที่ได้รับจากกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุน ตลอดระยะเวลาที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุน

16.13 ขาดทุนทางภาษียกมา

รายการขาดทุนทางภาษียกมา ส่วนใหญ่ประกอบด้วยขาดทุนทางภาษี 117.7 ล้านบาท 841.5 ล้านบาท 948.8 ล้านบาท และ 948.7 ล้านบาท สำหรับปี 2556 2557 2558 และงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 ตามลำดับ ทั้งนี้ ภายใต้กฎหมายภาษีอากรของประเทศไทยนั้น ผลขาดทุนสุทธิเป็นผลมาจากการประกอบธุรกิจตามปกติยกมาไม่เกิน 5 ปี ก่อนรอบระยะเวลาบัญชีปีปัจจุบันมาเป็นรายจ่ายในการคำนวณกำไรสุทธิได้

16.4 ปัจจัยและอิทธิพลหลักที่อาจมีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานและฐานะทางการเงินในอนาคต

16.14.1 ความเสี่ยงทางการเงิน

กิจกรรมของกลุ่มบริษัท มีความเสี่ยงทางการเงินที่หลากหลายได้แก่ ความเสี่ยงจากตลาด (รวมถึงความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ ความเสี่ยงด้านมูลค่ายุติธรรมอันเกิดจากการเปลี่ยนแปลงในอัตราดอกเบี้ย ความเสี่ยงด้านกระแสเงินสดอันเกิดจากการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ย และความเสี่ยงด้านราคา) ความเสี่ยงด้านการให้สินเชื่อ และความเสี่ยงด้านสภาพคล่อง แผนการจัดการความเสี่ยงโดยรวมของกลุ่มบริษัท จึงมุ่งเน้นความผันผวนของตลาดการเงินและแสวงหาวิธีการลดผลกระทบที่ทำให้เสียหายต่อผลการดำเนินงานทางการเงินของกลุ่มบริษัท ให้เหลือน้อยที่สุดเท่าที่เป็นไปได้

16.14.2 ความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยน

เนื่องจากกลุ่มบริษัท ดำเนินงานระหว่างประเทศ โดยมีการซื้ออะไหล่ และอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ เยนญี่ปุ่น ยูโร และ โครนาสวีเดน นอกจากนี้ ยังเกิดต้นทุนในจำนวนที่เป็นนัยสำคัญ ซึ่งเกี่ยวกับการบำรุงรักษาเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ และโครนาสวีเดน บริษัทจึงมีความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศซึ่งเกิดจากสกุลเงินที่หลากหลาย โดยมีสกุลเงินหลักเป็นเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐ ทั้งนี้ความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนเกิดขึ้นจากรายการธุรกรรมในอนาคต การรับรู้รายการของสินทรัพย์และ

หนี้สิน และเงินลงทุนสุทธิในหน่วยงานต่างประเทศ บริษัทฯ ใช้สัญญาอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าและสัญญาแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศเพื่อป้องกันความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ

16.14.3 ความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ย

ความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ย คือ ความเสี่ยงจากความเคลื่อนไหวของอัตราดอกเบี้ยในตลาดในอนาคต ซึ่งจะมีผลกระทบต่อผลการดำเนินงาน และกระแสเงินสด โดยเงินลงทุนของบริษัทส่วนใหญ่ได้มาในรูปแบบสินเชื่อกับสถาบันการเงิน ซึ่งจะมีอัตราดอกเบี้ยที่อ้างอิงกับ LIBOR MLR หรือ THBFIX ดังนั้น บริษัทฯ จึงมีความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ย ทั้งนี้ ภาระหนี้สินรวมเกือบทั้งหมดของกลุ่มบริษัทฯ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2559 ตกอยู่ภายใต้อัตราดอกเบี้ยลอยตัว ดังนั้น หากอัตราดอกเบี้ยของเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ก็อาจกระทบต่อต้นทุน และกำไรทางการเงินได้ ในเรื่องนี้ กลุ่มบริษัทฯ ใช้สัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยเพื่อจัดการกับผลกระทบต่อกลุ่มบริษัทฯ จากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยสำหรับรายการเฉพาะ และป้องกันความเสี่ยงจากการชำระดอกเบี้ยในอนาคตโดยแปลงอัตราลอยตัวของเงินกู้ยืมให้เป็นอัตราคงที่

16.14.4 ความเสี่ยงด้านการให้สินเชื่อ

ความเสี่ยงด้านการให้สินเชื่อ เกิดจากการที่คู่สัญญาไม่สามารถดำเนินการตามข้อกำหนดของตราสารทางการเงิน ส่งผลให้บริษัทฯ เกิดผลขาดทุนทางการเงิน โดยกลุ่มบริษัทฯ ได้วางนโยบายจำกัดรายการที่จะเกิดกับสถาบันการเงินใดสถาบันการเงินหนึ่งเพื่อลดความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้น และจะนำเงินส่วนเกินไปลงทุนเฉพาะการลงทุนที่มีความเสี่ยงต่ำ จากประสบการณ์ในอดีตกลุ่มบริษัทฯ ไม่เคยเกิดการสูญเสียจากบัญชีดังกล่าว และสำหรับรายการลูกหนี้การค้า กลุ่มบริษัทฯ ขายไฟฟ้าให้กับรัฐวิสาหกิจ และลูกค้าอุตสาหกรรมตามข้อกำหนดและเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และสัญญาซื้อขายไอน้ำระยะยาว แม้ว่า กลุ่มบริษัทฯ จะต้องคำนึงถึงกับความเสี่ยงที่มีนัยสำคัญจากการผิดนัดชำระหนี้ในส่วนนี้ เมื่อพิจารณาสัดส่วนร้อยละของการขายให้แก่ กฟผ. แล้วนั้น บริษัทฯ ไม่คิดว่าจะเกิดผลขาดทุนจากการผิดนัดชำระหนี้ที่มีนัยสำคัญ

16.14.5 ความเสี่ยงด้านสภาพคล่อง

ความเสี่ยงด้านสภาพคล่อง คือ ความเสี่ยงที่บริษัทอาจไม่มีเงินสดเพียงพอสำหรับใช้จ่าย ในกรณีที่มีความจำเป็นต้องใช้เงินในระยะสั้น ดังนั้น จำนวนเงินสดที่มีอย่างเพียงพอและเงินลงทุนในหลักทรัพย์ที่มีตลาดรองรับย่อมแสดงถึงการจัดการความเสี่ยงของสภาพคล่องอย่างรอบคอบ ความสามารถในการหาแหล่งเงินทุนแสดงให้เห็นได้จากการที่มีวงเงินกู้ยืมที่ได้มีการตกลงไว้แล้วอย่างเพียงพอ กลุ่มบริษัทฯ ได้ตั้งเป้าหมายว่าจะใช้ความยืดหยุ่นในการระดมเงินทุนโดยการรักษาวงเงินสินเชื่อที่ตกลงไว้ให้เพียงพอที่จะหามาได้เนื่องจากลักษณะธรรมชาติของธุรกิจที่เป็นฐานของกลุ่มบริษัทมีพลวัตเปลี่ยนแปลงได้

16.15 การบัญชีที่ประกาศใช้ในปัจจุบัน

สภาวิชาชีพบัญชี ในพระบรมราชูปถัมภ์ ได้ออกหนังสือแจ้งเพื่อบังคับใช้มาตรฐานการบัญชี (accounting standards) มาตรฐานการรายงานทางการเงิน (financial reporting standards) การตีความ

มาตรฐานการบัญชี (accounting standard interpretations) และการตีความมาตรฐานการรายงานทางการเงิน (financial reporting standard interpretations) มีผลเมื่อวันที่ 1 มกราคม 2559 เพื่อให้ มาตรฐานการรายงานทางการเงินไทย (TFRS หรือ ทีเอฟอาร์เอส) สอดคล้องกับ มาตรฐานการรายงานทางการเงินระหว่างประเทศ (IFRS หรือ ไอเอฟอาร์เอส) โดยมาตรฐาน และการตีความเหล่านี้เกี่ยวข้องกับบริษัท แต่ยังไม่ถูกนำมาใช้

ฝ่ายบริหารของบริษัทฯ ยังคงประเมินผลกระทบต่อการเงินรวมของบริษัทฯ กรณีหากต้องบังคับใช้ มาตรฐานการบัญชี มาตรฐานการรายงานทางการเงิน และการตีความมาตรฐานการรายงานทางการเงิน ข้างต้น และยังมีข้อสรุปถึงผลกระทบที่ครบถ้วนของการแก้ไขเหล่านี้ (โปรดพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติม เกี่ยวกับผลของการแก้ไขต่อการเงินรวมในหมายเหตุ 2.2 ของงบการเงินรวมของบริษัทฯ)

16.16 อัตราส่วนทางการเงินอื่น

16.16.1 อัตราส่วนสภาพคล่อง

อัตราส่วนสภาพคล่องและอัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็วของบริษัทฯ มีค่าเฉลี่ยมากกว่าหนึ่งเท่าในปี 2556 2557 2558 และในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีการเปลี่ยนแปลงไปในทิศทางเดียวกันคือในปี 2557 2558 และในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 อัตราส่วนทั้งสองลดลงเมื่อเทียบกับปี 2556 เนื่องจากในปี 2557 บริษัทฯ มีเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินที่กู้ยืมมาเพื่อซื้อกิจการ BPLC1 และ BPLC2 ในปี 2558 บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายค้างจ่ายซึ่งเกิดจากค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า และในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีส่วนของเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ในปี 2556 บริษัทฯ มีอัตราส่วนทั้งสองในระดับที่สูงเนื่องจากกลุ่มบริษัทฯ ได้รับเงินสดจากการออกและเสนอขายหน่วยลงทุนใน ABPIF ในเดือนกันยายน 2556

อัตราส่วนสภาพคล่องและอัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็วของบริษัทฯ มีค่าเฉลี่ยมากกว่าหนึ่งเท่าในปี 2556 2557 2558 และในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 โดยมีการเปลี่ยนแปลงไปในทิศทางเดียวกันคือในปี 2557 2558 และในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 อัตราส่วนทั้งสองลดลงเมื่อเทียบกับปี 2556 เนื่องจากในปี 2557 บริษัทฯ มีเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินที่กู้ยืมมาเพื่อซื้อกิจการ BPLC1 และ BPLC2 ในปี 2558 บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายค้างจ่ายซึ่งเกิดจากค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า และในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีส่วนของเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ในปี 2556 บริษัทฯ มีอัตราส่วนทั้งสองในระดับที่สูงเนื่องจากกลุ่มบริษัทฯ ได้รับเงินสดจากการออกและเสนอขายหน่วยลงทุนใน ABPIF ในเดือนกันยายน 2556

16.16.2 อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไร

อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไรที่สำคัญได้แก่ อัตรากำไรขั้นต้น อัตรากำไรจากการดำเนินงาน และอัตรากำไรสุทธิ ในปี 2556 2557 2558 และในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 อัตรากำไรขั้นต้นและอัตรากำไรจากการดำเนินงานของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยมีสาเหตุมาจากการที่โครงการโรงไฟฟ้าใหม่หลายโครงการซึ่งรวมถึงโครงการโรงไฟฟ้า ABPR1 และ ABPR2 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิง

พาณิชย์ในปี 2556 BIP1 และ ABP4 ในปี 2558 และ BIP2 ในปี 2559 มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าและอัตราค่าไถ่สูงกว่าโครงการโรงไฟฟ้าเก่า ทั้งนี้ ด้วยเหตุผลเดียวกัน อัตราค่าไถ่สุทธิของบริษัทฯ ได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นต่อเนื่องยกเว้นในปี 2558 เนื่องจากในปีดังกล่าว อัตราแลกเปลี่ยนระหว่างเงินบาทและดอลลาร์สหรัฐมีความผันผวนมาก ซึ่งส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของบริษัทฯ ในลักษณะผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น ทำให้อัตราค่าไถ่สุทธิปรับตัวลดลงในปี 2558 ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 อัตราค่าไถ่สุทธิของบริษัทฯ ปรับตัวเพิ่มขึ้นมาก โดยส่วนหนึ่งเกิดจากเหตุผลทางธุรกิจที่ได้กล่าวข้างต้น แต่ส่วนหนึ่งเป็นเพราะมีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นประกอบด้วย

16.16.3 อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน

ในระหว่างปี 2556 2557 และ 2558 บริษัทฯ มีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นและอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง โดยมีสาเหตุมาจากการที่บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนเป็นจำนวนมากจากการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า BIP1 BIP2 ABP4 ABP5 BOWIN และ XXHP และการเข้าซื้อกิจการ BPLC1 และ BPLC2 ในปี 2557 โดยจัดหาแหล่งเงินทุนส่วนใหญ่มาจากการกู้ยืมเงิน และมีการจ่ายปันผลพิเศษจากกำไรสะสมในปี 2558 อย่างไรก็ดี อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ยได้เพิ่มขึ้นในช่วงเวลาดังกล่าวเนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ ซึ่งรวมถึง ABPR1 และ ABPR2 ในปี 2556 และ BIP1 และ ABP4 ในปี 2558 เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์และสร้างกระแสเงินสดจากการดำเนินงาน

ในงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2559 บริษัทฯ มีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นและอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นลดลง โดยมีสาเหตุหลักมาจากการชำระค่าหุ้นเพิ่มเติมเป็นจำนวนเงินรวม 2,201.9 ล้านบาท ในไตรมาส 2 ปี 2559