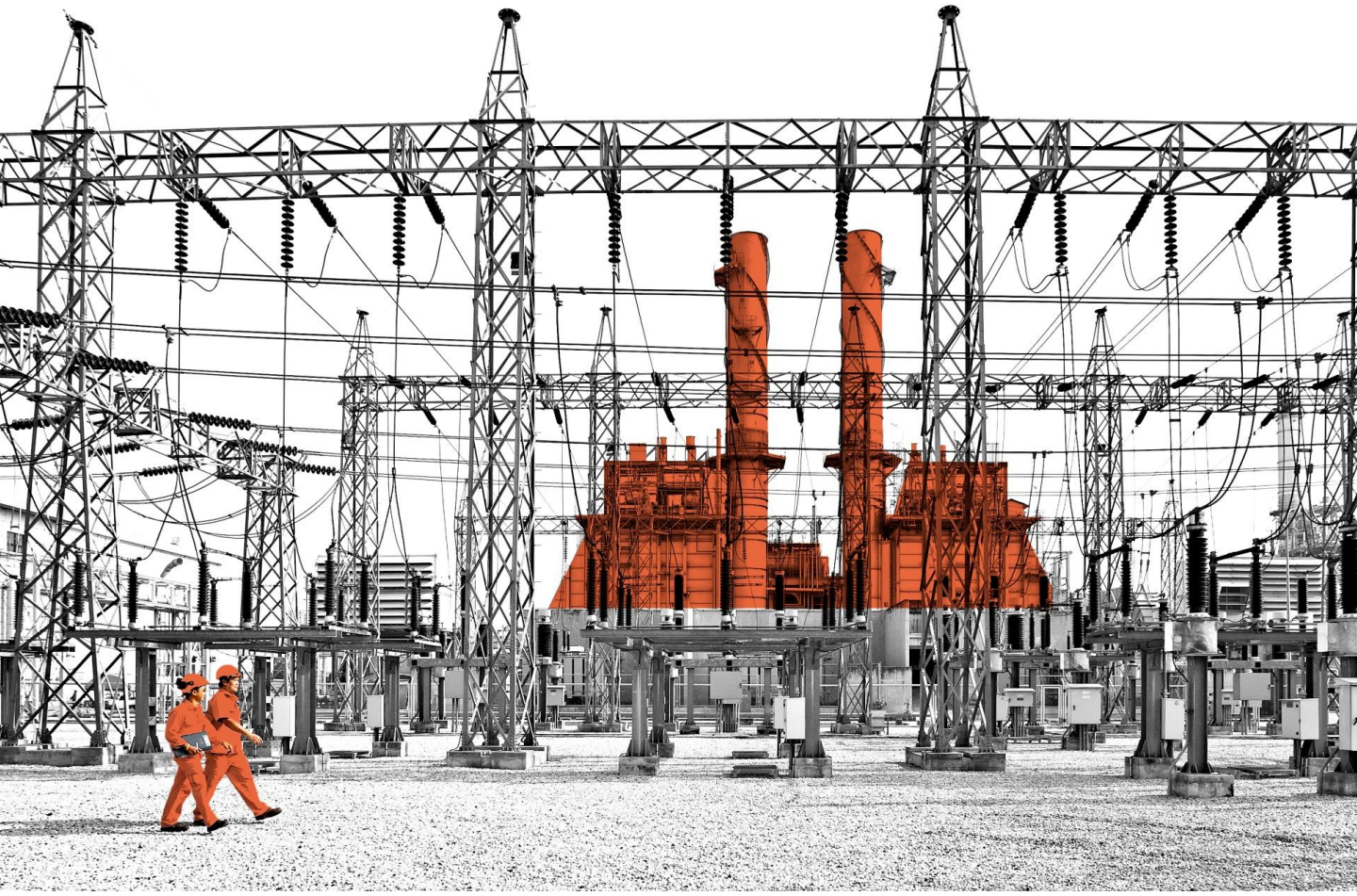
B.GRIMM
SINCE 1878

B.GRIMM POWER
EMPOWERING THE WORLD COMPASSIONATELY



คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานปี 2561
สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2561

ข้อมูลสรุป

เหตุการณ์สำคัญ

การเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการ ABPR5

หลังจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) ของโรงไฟฟ้า ABPR3 (กำลังการผลิตติดตั้ง 133 เมกะวัตต์) ในเดือน ก.พ. และโรงไฟฟ้า ABPR4 (กำลังการผลิตติดตั้ง 133 เมกะวัตต์) ในเดือน มิ.ย. โรงไฟฟ้า ABPR5 (กำลังการผลิตติดตั้ง 133 เมกะวัตต์) ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในเดือน ต.ค. 2561 ทำให้บริษัทมีกำลังการผลิตติดตั้งจาก 3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (SPP) ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2561 ที่ 399 เมกะวัตต์ ขายไฟให้ EGAT รวม 270 เมกะวัตต์ ตามสัญญาซื้อขายไฟระยะเวลา 25 ปี ทั้ง 3 โครงการดังกล่าวสามารถเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ตามกำหนดที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟ และมีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างอยู่ภายใต้งบประมาณที่ผู้ถือหุ้นอนุมัติ โดยปี 2562 นี้ นับเป็นปีแรกที่บริษัทจะรับรู้รายได้เต็มปีจากการดำเนินงานโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (SPP) ทั้ง 3 โครงการ

การเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร

ทั้ง 7 โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตรได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในเดือน ธ.ค. 2561 รวมกำลังการผลิตติดตั้ง 31 เมกะวัตต์ โดยขายไฟทั้งหมดให้ กฟภ และ กฟน ตามสัญญาซื้อขายไฟระยะเวลา 25 ปี โดยสามารถเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ตามกำหนดที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟ และมีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างอยู่ภายใต้งบประมาณที่ผู้ถือหุ้นอนุมัติ

การออกหุ้นกู้ของบริษัทและหุ้นกู้กรีนบอนด์ครั้งแรกในประเทศไทยที่ได้รับการรับรองโดย Climate Bonds Initiative

เดือน ต.ค. 2561 BGRIM ออกหุ้นกู้ชนิดระบุชื่อผู้ถือ ประเภทไม่ด้อยสิทธิ ไม่มีประกัน และมีผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ จำนวนรวม 9,700 ล้านบาท (“หุ้นกู้”) อันดับความน่าเชื่อถือที่ระดับ “A-” เสนอขายต่อบุคคลในวงจำกัด โดยมีนักลงทุนแสดงความจำนงลงทุนในหุ้นกู้ของบริษัทเกินกว่าที่บริษัทมีแผนเสนอขายถึง 2 เท่า ท่ามกลางสภาวะตลาดที่ท้าทาย โดยหุ้นกู้ดังกล่าวมีอายุระหว่าง 2-10 ปี และมี effective interest rate ที่ร้อยละ 4.18 ต่อปี

เดือน ธ.ค. 2561 BGRIM ออกหุ้นกู้กรีนบอนด์เป็นรายแรกในประเทศไทยที่ได้รับการรับรองโดย Climate Bonds Initiative จำนวน 5,000 ล้านบาท ประกอบด้วยหุ้นกู้อัตราดอกเบี้ยคงที่อายุ 5 ปี และ 7 ปี ซึ่งธนาคารพัฒนาเอเชีย (ADB) เป็นผู้ลงทุนแต่เพียงผู้เดียว หุ้นกู้ดังกล่าวมีการจัดทำแนวทางปฏิบัติในระดับสากล สอดคล้องกับมาตรฐานเกณฑ์การออกพันธบัตรอาเซียนกรีนบอนด์ (ASEAN Green Bond Standards) ที่ใช้เกณฑ์เดียวกันทั่วภูมิภาคอาเซียน ของสมาคมตลาดทุนระหว่างประเทศ (International Capital Market Association: ICMA) และได้รับการรับรองจาก Climate Bonds Initiative

บริษัทนำเงินที่ได้จากการออกหุ้นกู้ไปชำระคืนหนี้เงินกู้และหุ้นกู้เดิม เพื่อลดอัตราดอกเบี้ยและขยายเวลาการชำระเงิน

สมาคมตราสารหนี้ไทย (ThaiBMA)

วันที่ 21 ก.พ. 2562 บริษัทได้รับรางวัล Most Innovative Bond Deal จากสมาคมตราสารหนี้ไทย (ThaiBMA) ซึ่งนับเป็นครั้งแรกของการออกหุ้นกู้กรีนบอนด์ในประเทศไทยที่ได้รับการรับรองจาก Climate Bonds Initiative

การออกหุ้นกู้กรีนบอนด์ นับว่าเป็นต้นแบบสำหรับบริษัทในประเทศไทย และ CLMV ท่ามกลางการเพิ่มขึ้นของความต้องการลงทุนหุ้นกู้กรีนบอนด์ที่มีมาตรฐานระดับสากล

ความคืบหน้าของสัญญาให้บริการระยะยาวกับ Siemens

เดือน ต.ค. 2561 BGRIM ขยายสัญญาให้บริการระยะยาว (Long Term Services Agreement : LTSA) กับซีเมนส์ โดยมีเงื่อนไขเพิ่มเติมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้เครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซของซีเมนส์ ซึ่งมีสาระสำคัญตามด้านล่าง โดยเริ่มดำเนินการที่โครงการ ABP3 ในช่วงปลายปี 2561 เป็นโครงการแรก และมีแผนจะดำเนินการกับโครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่ใช้เครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซของซีเมนส์ในช่วงการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามแผนรอบถัดไป

1. Availability – เพื่อเพิ่มดัชนีความพร้อมของโรงไฟฟ้าหรือการลดจำนวนวันที่ใช้ในการซ่อมบำรุง
2. Efficiency – เพื่อลดอัตราการใช้เชื้อเพลิง (heat rate) ของเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซและเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของโรงไฟฟ้า
3. Digitalization – เพื่อคาดการณ์การถดถอยของประสิทธิภาพของเครื่องจักร (Degradation) ได้อย่างแม่นยำขึ้น เพื่อให้โรงไฟฟ้าสามารถขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าได้เต็มกำลังการผลิต จากการสำรองกำลังการผลิตเผื่อการถดถอยของประสิทธิภาพ (spinning reserve) ให้น้อยที่สุด

ทั้งหมดนี้ นำมาซึ่งการเพิ่มขึ้นของอัตรากำไรจากการดำเนินงานสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของบริษัท

โครงการระหว่างก่อสร้างอยู่ในกำหนดระยะเวลา

Nam Che โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ (Run of the river) กำลังการผลิตติดตั้ง 15 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 97.3 โดยมีการเปลี่ยนแปลงกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เล็กน้อย จากวันที่ 1 ธ.ค. 2561 เป็นช่วงครึ่งแรกของปี 2562 เนื่องจากทางรัฐบาลลาว ใช้เวลามากขึ้นในการตรวจและสำรวจโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำทุกโครงการ หลังจากเกิดเหตุการณ์อุทกภัยครั้งใหญ่จากสันเขื่อนดินย่อยของเขื่อนแห่งเกิดรอยร้าวและมีน้ำไหลสู่พื้นที่ท้ายน้ำเมื่อเดือน ก.ค. 2561

โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DTE1&2 (โครงการ Xuan Cau) กำลังการผลิตติดตั้ง 420 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใหญ่ที่สุดในภูมิภาคอาเซียน และโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Phu Yen TTP (โครงการ Phu Yen) กำลังการผลิตติดตั้ง 257 เมกะวัตต์ ในประเทศเวียดนาม มีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 60.7 และ 50.0 ตามลำดับ โดยทั้งสองโครงการมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือน มิ.ย. 2562

ข้อมูลสรุป

ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	2560	2561	% เปลี่ยนแปลง	Q3'2561	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
รายได้จากการขายและการให้บริการ	31,482	36,585	16.2%	9,691	9,933	2.5%
EBITDA	8,725	9,199	5.4%	2,410	2,202	-8.6%
กำไรสุทธิ	3,594	2,976	-17.2%	1,177	280	-76.2%
กำไรสุทธิ - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	2,127	1,863	-12.4%	795	130	-83.6%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน*	2,918	3,027	3.7%	745	381	-48.9%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,727	1,842	6.7%	423	220	-48.0%
อัตรากำไร EBITDA (%)	**27.7%**	**25.1%**		**24.9%**	**22.2%**	
อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (%)	**9.3%**	**8.3%**		**7.7%**	**3.8%**	
สัดส่วนกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ (%)	**59.2%**	**60.9%**		**56.8%**	**57.7%**	

หมายเหตุ:

*กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน = กำไรสุทธิ - กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น – รายได้ (รายจ่าย) ที่ไม่เกิดขึ้นประจำ

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- **รายได้จากการขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 16.2 y-on-y และร้อยละ 2.5 q-on-q** (36,585 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 9,933 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของรายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้า ABPR3, ABPR4 และ ABPR5 ในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 1 ก.พ., 1 มิ.ย. และ 1 ต.ค. 2561 ตามลำดับ

EBITDA

- **EBITDA เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.4 y-on-y เป็น 9,199 ล้านบาท** สำหรับปี 2561 เนื่องจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าใหม่ในปี 2561
- **EBITDA ลดลงร้อยละ 8.6 q-on-q เป็น 2,202 ล้านบาท** สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 เนื่องจากราคาขายต่อหน่วยให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทยคงที่จากการคงที่ของค่า Ft ขณะที่ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามสถานการณ์นี้ เป็นเพียงสถานการณ์ชั่วคราว จากที่ได้มีการปรับขึ้นค่า Ft ในเดือนม.ค. 2562 นอกจากนี้มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนในไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 มากกว่าไตรมาสที่ 3 ของปี 2561
- **อัตรากำไร EBITDA ลดลงมาที่ร้อยละ 25.1** สำหรับปี 2561 เนื่องจากสถานการณ์ชั่วคราวของการปรับขึ้นค่า Ft ล่าช้าหลังจากที่ต้นทุนค่าก๊าซปรับตัวขึ้น และ มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนในปี 2561 มากกว่า ปี 2560
- **อัตรากำไร EBITDA ลดลงมาที่ร้อยละ 22.2** สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 เนื่องจากราคาขายต่อหน่วยให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทยคงที่ชั่วคราว ขณะที่ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น และมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนในไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 มากกว่าไตรมาสที่ 3 ของปี 2561

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.7 y-o-y / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.7 y-on-y** จาก 2,918 ล้านบาท สำหรับปี 2560 เป็น 3,027 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / จาก 1,727 ล้านบาท สำหรับปี 2560 เป็น 1,842 ล้านบาท สำหรับปี 2561 เนื่องจากการ COD ของโรงไฟฟ้าใหม่และการปรับลดลงของต้นทุนทางการเงิน จากการออกหุ้นกู้ในเดือนพ.ค. ต.ค. และ ธ.ค. 2561
- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงานลดลงร้อยละ 48.9 q-on-q / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ลดลงร้อยละ 48.0 q-on-q** จาก 745 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 เป็น 381 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 / จาก 423 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 เป็น 220 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) ความต้องการใช้ไฟของลูกค้าอุตสาหกรรมลดลงตามฤดูกาลในช่วงเทศกาลวันหยุด 2) ค่าใช้จ่ายที่สูงตามฤดูกาล 3) ต้นทุนก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.6 ขณะที่ราคาขายต่อหน่วยให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทยคงที่ (จากการคงที่ของค่า Ft) แต่อย่างไรก็ตามสถานการณ์นี้เป็นเพียงสถานการณ์ชั่วคราว จากที่ได้มีการปรับขึ้นค่า Ft ในเดือนม.ค. 2562 และ 4) การหยุดซ่อมบำรุงตามแผนที่มากขึ้นในไตรมาสที่ 4 ของปี 2561
- **อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงานลดลงร้อยละ 8.3** สำหรับปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.1 y-o-y ขณะที่ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทยเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 2.8 (จากการเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อยของค่า Ft) และ 2) มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนในปี 2561 มากกว่าปี 2560
- **อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงานลดลงร้อยละ 3.8** สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) ค่าใช้จ่ายที่สูงตามฤดูกาล 2) ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.6 ขณะที่ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยคงที่ชั่วคราว และ 3) มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนที่มากขึ้นในไตรมาสที่ 4 ของปี 2561

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

	2560	2561	% เปลี่ยนแปลง	Q3'2561	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
รายได้จากการขายไฟฟ้า						
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฟผ.	19,354	23,664	22.3%	6,283	6,652	5.9%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	9,394	10,040	6.9%	2,603	2,515	-3.4%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	1,189	1,183	-0.5%	312	309	-1.0%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฝภ.	65	298	358.5%	138	125	-9.4%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฟน.	0	2	n/a	0	2	n/a
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าลาว	107	107	0.0%	32	24	-25.0%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	**30,110**	**35,294**	**17.2%**	**9,370**	**9,626**	**2.7%**
รายได้จากการขายไอน้ำ	529	554	4.7%	143	146	2.1%
รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ	843	737	-12.6%	178	161	-9.6%
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการ	**31,482**	**36,585**	**16.2%**	**9,691**	**9,933**	**2.5%**

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 22.3 y-on-y และร้อยละ 5.9 q-on-q** (23,664 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 6,652 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561)
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 14.9 y-on-y และร้อยละ 2.3 q-on-q** (7,702 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับปี 2561 / 2,053 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า ABPR3, ABPR4 และ ABPR5 ในเดือน ก.พ., มิ.ย. และ ต.ค. 2561 ตามลำดับ
  - **ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อหน่วยเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.2 y-on-y และร้อยละ 3.5 q-on-q** (3.07 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับปี 2561 / 3.24 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งอ้างอิงตามราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นในปี 2561 และไตรมาสที่ 4 ของปี 2561

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.9 y-on-y และลดลงร้อยละ 3.4 q-on-q** (10,040 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 2,515 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561)
- **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.7 y-on-y** จาก 2,949 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับปี 2560 เป็น 3,057 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การเพิ่มขึ้นของลูกค้าใหม่ในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง โดยเฉพาะจากโรงไฟฟ้าใหม่ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2561 และ 2) การเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมรายเดิมในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี , นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง และนิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1
- **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยลดลงร้อยละ 3.3 q-on-q** จาก 789 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 เป็น 763 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 ซึ่งเป็นการลดลงตามฤดูกาล เนื่องจากมีช่วงวันหยุดยาวในไตรมาสที่ 4 ของลูกค้าอุตสาหกรรมญี่ปุ่น และลูกค้าอุตสาหกรรมหลายรายเร่งการผลิตในช่วงไตรมาสที่ 3 ของทุกปี แม้ว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1 และสวนอุตสาหกรรมบางกะดีจะเพิ่มขึ้น
- **ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.8 y-on-y และคงที่ q-on-q** (3.28 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับปี 2561 และ 3.30 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) ซึ่งเป็นไปตามการเปลี่ยนแปลงของค่า Ft ที่ประกาศโดย กกพ.

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามลดลงร้อยละ 0.5 y-on-y และร้อยละ 1.0 q-on-q** (1,183 ล้านบาทสำหรับปี 2561 / 309 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561)
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.4 y-on-y และคงที่ q-o-q** (500 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับปี 2561 / 130 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของลูกค้ารายเดิม
  - **ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามลดลงร้อยละ 3.7 y-on-y และร้อยละ 0.4 q-on-q** (2.37 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับปี 2561 / 2.38 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลดลงของราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ ซึ่งกลุ่มบริษัทฯ ขายไฟฟ้าในราคาที่เป็นส่วนเพิ่มจากราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ (cost plus margin)

รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 y-on-y และร้อยละ 2.1 q-on-q** (554 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 146 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561)
  - **ปริมาณไอน้ำที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยลดลงร้อยละ 2.1 y-on-y และร้อยละ 2.6 q-o-q** (500,980 ตัน สำหรับปี 2561 / 123,500 ตัน สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุมาจากความต้องการใช้ไอน้ำที่ลดลงของลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง และนิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง แม้ว่าความต้องการใช้ไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี จะเพิ่มขึ้น
  - **ราคาขายไอน้ำต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยมีอัตราเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.9 y-on-y และร้อยละ 5.2 q-on-q** (1,105.73 บาทต่อตัน สำหรับปี 2561 / 1,185.75 บาทต่อตัน สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) เนื่องจากราคาไอน้ำโดยทั่วไปถูกปรับให้สอดคล้องกับราคาของก๊าซธรรมชาติ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ.

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 358.5 y-on-y และลดลงร้อยละ 9.4 q-on-q** (298 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 125 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรวมงบการเงินของ BGYSP หลังจากถือหุ้นเพิ่มจากร้อยละ 49 เป็นร้อยละ 100 ในไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 อย่างไรก็ตามรายได้ในไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 ลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า เนื่องจากราคาขายไฟต่อหน่วยลดลงหลังจากที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายในรอบ 1 ปี เกิน ร้อยละ 16 Capacity Factor

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาวในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวคงที่ y-o-y และลดลงร้อยละ 25.0 q-on-q** (107 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 24 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการหยุดซ่อมบำรุงในระหว่างไตรมาสที่ 3 - ไตรมาสที่ 4 ของปี 2561

รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ

- **รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการลดลงร้อยละ 12.6 y-on-y และร้อยละ 9.6** (737 ล้านบาท สำหรับปี 2560 / 161 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกรายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทานซึ่งจะรับรู้ตามความคืบหน้าในการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ XXHP และ Nam Che ในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

ตารางที่ 1: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ขาย

	2560	2561	% เปลี่ยนแปลง	Q3'2561	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	GWh	GWh	y-on-y	GWh	GWh	q-on-q
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.	**6,706**	**7,702**	**14.9%**	**2,006**	**2,053**	**2.3%**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย						
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	1,551	1,610	3.8%	419	395	-5.8%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	345	372	7.9%	98	98	-0.4%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	688	697	1.2%	176	172	-2.1%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	221	236	7.1%	62	63	1.4%
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี	145	143	-1.3%	34	35	4.3%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	**2,949**	**3,057**	**3.7%**	**789**	**763**	**-3.3%**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	**483**	**500**	**3.4%**	**131**	**130**	**-0.6%**

	2560	2561	% เปลี่ยนแปลง	Q3'2561	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ตัน	ตัน	y-on-y	ตัน	ตัน	q-on-q
ปริมาณไอน้ำที่ขาย						
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	132,244	144,118	9.0%	37,177	38,482	3.5%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	164,450	141,770	-13.8%	36,959	33,666	-8.9%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	214,979	215,092	0.1%	52,688	51,352	-2.5%
ปริมาณไอน้ำที่ขาย	**511,673**	**500,980**	**-2.1%**	**126,824**	**123,500**	**-2.6%**

ตารางที่ 2: ราคาขายต่อหน่วย

	หน่วย	2560	2561	% เปลี่ยนแปลง	Q3'2561	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
				y-on-y			q-on-q
ราคาไฟฟ้า - กฟผ.	บาทต่อ KWh	2.89	3.07	6.2%	3.13	3.24	3.5%
ราคาขายไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อ KWh	3.19	3.28	2.8%	3.30	3.30	0.0%
ราคาขายไฟฟ้า-ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	บาทต่อ KWh	2.46	2.37	-3.7%	2.39	2.38	-0.4%
ราคาขายไอน้ำ - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อตัน	1,034.45	1,105.73	6.9%	1,126.70	1,185.75	5.2%
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย	บาทต่อล้าน BTU	235.27	259.00	10.1%	266.45	278.60	4.6%

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างต้นทุน

	2560	2561	% เปลี่ยนแปลง	Q3'2561	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
ต้นทุนขายและการให้บริการ						
ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ	18,128	22,139	22.1%	5,906	6,221	5.3%
ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม	1,061	1,061	0.0%	280	278	-0.7%
ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา	1,761	2,127	20.8%	558	666	19.4%
ต้นทุนอื่น	1,193	1,195	0.2%	296	289	-2.4%
รวมต้นทุนขายและการให้บริการ	**22,144**	**26,522**	**19.8%**	**7,040**	**7,454**	**5.9%**
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A)	1,104	1,278	15.8%	314	411	30.9%
ค่าเสื่อมราคา (Depreciation)	2,758	3,341	21.1%	876	956	9.1%
ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	**26,006**	**31,141**	**19.7%**	**8,230**	**8,821**	**7.2%**

ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- **ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 22.1 y-on-y และร้อยละ 5.3 q-on-q** (22,139 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 6,221 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และการเพิ่มขึ้นของราคาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอ้างอิงกับกับราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของก๊าซธรรมชาติทั้งหมดของ ปตท.

ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

- **ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN คงที่ y-on-y และลดลงร้อยละ 0.7 q-on-q** (1,061 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 278 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของรายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- **ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นร้อยละ 20.8 y-on-y และร้อยละ 19.4 q-on-q** (2,127 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 666 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาของโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2561 ดังกล่าวข้างต้น

ต้นทุนอื่นของการขายและการให้บริการ

- **ต้นทุนอื่นของการขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.2 y-on-y** จาก 1,193 ล้านบาท สำหรับปี 2560 เป็น 1,195 ล้านบาท สำหรับปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนอื่น (อาทิ น้ำ, ไฟฟ้าสำรอง) จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าดังกล่าวข้างต้น
- **ต้นทุนอื่นของการขายและการให้บริการลดลงร้อยละ 2.4 q-on-q** จาก 296 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 เป็น 289 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกต้นทุนจากการก่อสร้างตามความคืบหน้าการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ Nam Che

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

- **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารเพิ่มขึ้นร้อยละ 15.8 y-on-y และร้อยละ 30.9 q-on-q** (1,278 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 411 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ดังกล่าวข้างต้น ขณะที่ค่าใช้จ่ายตามฤดูกาลที่สูงในไตรมาสที่ 4

ผลประกอบการทางการเงิน

รายการที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการ

	2560	2561	% เปลี่ยนแปลง	Q3'2561	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
รายได้อื่น	187	460	146.0%	308	72	-76.6%
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	256	182	-28.9%	29	49	69.0%
กำไร(ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	(38)	(6)	-84.2%	(14)	8	-157.1%

รายได้อื่น ๆ

- **รายได้อื่น ๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 146 y-on-y** จาก 187 ล้านบาท สำหรับปี 2560 เป็น 460 ล้านบาท สำหรับปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรจากการซื้อกิจการ (BGYSP) 276 ล้านบาท ซึ่งจะถูกตัดจำหน่ายปีละ 12 ล้านบาท ตลอดระยะเวลาของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
- **รายได้อื่น ๆ ลดลงร้อยละ 76.6 q-on-q** จาก 308 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 เป็น 72 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรจากการซื้อกิจการ (BGYSP) 276 ล้านบาท ในไตรมาสที่ 3 ของปี 2561

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

- **ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าลดลงร้อยละ 28.9 y-on-y** จาก 256 ล้านบาท สำหรับปี 2560 เป็น 182 ล้านบาท สำหรับปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การเปลี่ยนแปลงวิธีการลงบัญชีสำหรับส่วนแบ่งรายได้ของโครงการ BGYSP จากวิธีส่วนได้เสีย (Equity Method) มาเป็นการรวมงบการเงิน (Consolidation Method) หลังจากถือหุ้นเพิ่มจากร้อยละ 49 เป็นร้อยละ 100 ในไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 และ 2) ส่วนแบ่งกำไรที่ลดลงจากบริษัทร่วม ABPIF
- **ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 69.0 q-on-q** จาก 29 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 เป็น 49 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากส่วนแบ่งกำไรที่เพิ่มขึ้นจากบริษัทร่วม ABPIF

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

- **บริษัทฯ บันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 6 ล้านบาท สำหรับปี 2561 และกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 8 ล้านบาท ไตรมาสที่ 4 ของปี 2561** โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกขาดทุนและกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงจากเจ้าหนี้การค้า

ผลประกอบการทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงิน และรายได้/ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

	2560	2561	% เปลี่ยนแปลง	Q3'2561	Q4'2561	2560
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
ต้นทุนทางการเงิน						
ดอกเบี้ยจ่าย	2,291	2,424	5.8%	632	673	6.5%
ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF	546	343	-37.2%	63	144	128.6%
ขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	(1,113)	81	-107.3%	(180)	13	-107.2%
ต้นทุนทางการเงินอื่น	328	79	-75.9%	21	86	309.5%
รวมต้นทุนทางการเงิน	**2,053**	**2,928**	**42.6%**	**536**	**917**	**71.1%**
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้						
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	230	225	-2.2%	58	29	-50.0%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	5	(47)	-1040.0%	12	17	41.7%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้	**235**	**177**	**-24.7%**	**71**	**46**	**-35.2%**

ต้นทุนทางการเงิน

- **ต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้นร้อยละ 42.6 y-on-y และเพิ่มขึ้นร้อยละ 71.1 q-on-q** (2,928 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 917 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจาก
  - ดอกเบี้ยจ่ายจากการกู้ยืม y-on-y: เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.8 y-on-y จาก 2,291 ล้านบาท สำหรับปี 2560 เป็น 2,424 ล้านบาท สำหรับปี 2561 มีสาเหตุมาจากการบันทึกดอกเบี้ยจ่ายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการ ABPR3, ABPR4 และ ABPR5 ในปี 2561;
  - ดอกเบี้ยจ่ายจากการกู้ยืม q-on-q: เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.5 q-on-q จาก 632 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 เป็น 673 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 มีสาเหตุมาจากการบันทึกดอกเบี้ยจ่าย หลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการ ABPR5 ในเดือนต.ค. ของปี 2561;
  - ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF: ลดลงร้อยละ 37.2 y-on-y จาก 546 ล้านบาท สำหรับปี 2560 เป็น 343 ล้านบาท สำหรับปี 2561 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 128.6 q-on-q จาก 63 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 เป็น 144 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 ตามเงินนำส่งจากผลประกอบการของ ABP1 และ ABP2;
  - ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม y-o-y: จากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 1,113 ล้านบาท สำหรับปี 2560 เป็นขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 81 ล้านบาท สำหรับปี 2561 โดยมีสาเหตุมาจากการแข็งค่าขึ้นร้อยละ 8.8 ของสกุลเงินบาทเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงปี 2560 แต่มีการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเพียงร้อยละ 0.7 ในช่วงปี 2561; และ
  - ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม q-o-q: จากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 180 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 เป็นขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 13 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุมาจากการอ่อนค่าของสกุลเงินบาทเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ณ วันสิ้นงวด

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลงร้อยละ 24.7 y-on-y และลดลงร้อยละ 35.2 q-on-q** (177 ล้านบาท สำหรับปี 2561 / 46 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของ 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกรายได้จากภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีและการลดลงของกำไรก่อนภาษีเงินได้ ตามลำดับ

ผลประกอบการทางการเงิน

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

	2560	2561	% เปลี่ยนแปลง	Q3'2561	Q4'2561	2560
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
กำไรสำหรับงวด	3,594	2,976	-17.2%	1,177	280	-76.2%
บวก (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	(1,049)	46	-104.4%	(184)	13	-107.1%
บวก กำไรจากการซื้อกิจการ (BGYSP)	0	(276)	n/a	(276)	0	n/a
บวก รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ	373	281	-24.7%	28	88	214.3%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	**2,918**	**3,027**	**3.7%**	**745**	**381**	**-48.9%**
ลบ ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	1,191	1,184	-0.6%	322	161	-50.0%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**1,727**	**1,842**	**6.7%**	**423**	**220**	**-48.0%**
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	*0.7*	*0.7*	*6.7%*	*0.2*	*0.1*	*-48.0%*
จำนวนหุ้นที่ใช้ในการคำนวณ (ล้านหุ้น)	*2,607*	*2,607*		*2,607*	*2,607*	

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงานงบการเงินรวม / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.7 / ร้อยละ 6.7 y-on-y** (จาก 2,918 ล้านบาทสำหรับปี 2560 เป็น 3,027 ล้านบาท สำหรับกำไรสุทธิจากการดำเนินงานงบการเงินรวมปี 2561 / จาก 1,727 ล้านบาทสำหรับปี 2560 เป็น 1,842 ล้านบาทสำหรับกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ปี 2561) โดยมีการปรับปรุงรายการหลังกำไรสุทธิดังนี้
  - **ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง** จำนวน 46 ล้านบาท;
  - **กำไรจากการรวมธุรกิจ** จำนวน 276 ล้านบาท; และ
  - **รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ** จำนวน 281 ล้านบาท โดยมีสาเหตุมาจากค่าใช้จ่ายในการออกหุ้นกู้ของโครงการโรงไฟฟ้า BIP1 และ BIP2 และหุ้นกู้กรีนบอนด์และค่าธรรมเนียมในการนำเงินไปชำระคืนหนี้เงินกู้จำนวน 170 ล้านบาท, ค่าใช้จ่ายสำหรับพนักงานของบริษัทเพื่อให้ทำงานอยู่ร่วมกับองค์กรที่จัดสรรให้ในช่วง IPO จำนวน 63 ล้านบาท และการตัดจำหน่ายวัสดุสำรองคลัง จำนวน 50 ล้านบาท
- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงานงบการเงินรวม / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ลดลงร้อยละ 48.9/ ร้อยละ 48.0 q-on-q** (จาก 745 ล้านบาทสำหรับไตรมาส 3 ปี 2561 เป็น 381 ล้านบาท สำหรับกำไรสุทธิจากการดำเนินงานงบการเงินรวมไตรมาส 4 ปี 2561 / จาก 423 ล้านบาทสำหรับไตรมาส 3 ปี 2561 เป็น 220 ล้านบาทสำหรับกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ไตรมาส 4 ปี 2561) โดยมีการปรับปรุงรายการหลังกำไรสุทธิดังนี้
  - **ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง** จำนวน 13 ล้านบาท;
  - **รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ จำนวน 88 ล้านบาท** โดยมีสาเหตุมาจากค่าใช้จ่ายในการ ออกหุ้นกู้กรีนบอนด์และค่าธรรมเนียมในการนำเงินไปชำระคืนหนี้เงินกู้จำนวน 60 ล้านบาท, ค่าใช้จ่ายสำหรับพนักงานของบริษัทเพื่อให้ทำงานอยู่ร่วมกับองค์กรที่จัดสรรให้ในช่วง IPO จำนวน 16 ล้านบาท และการตัดจำหน่ายวัสดุสำรองคลัง จำนวน 12 ล้านบาท

สถานะ ทางการเงิน

งบแสดงสถานะการเงิน

	31 ธ.ค. 60	30 ธ.ค. 61	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	%
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	18,209	12,560	-31.0%
รวมสินทรัพย์	89,241	100,636	12.8%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	53,856	58,173	8.0%
รวมหนี้สิน	63,497	72,897	14.8%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	25,744	27,739	7.7%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น - บริษัทใหญ่	18,653	19,253	3.2%
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	***1.4***	***1.6***	

การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเงินทุน

- **สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.8** จาก 89,241 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2560 เป็น 100,636 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน
- **หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.0** จาก 53,856 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2560 เป็น 58,173 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการกู้ยืมเงินสำหรับพัฒนาโครงการที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้าง
- **ส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.7** จาก 25,744 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2560 เป็น 27,739 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2561โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสะสมจากผลประกอบการในช่วงที่ผ่านมา
- **อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น** จาก 1.4 เท่า ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2560 เป็น 1.6 เท่า ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2561

โครงการโรงไฟฟ้า
ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

(ณ วันที่ 31 มกราคม 2562)

Nam Che (สปป. ลาว)	
ประเภทเชื้อเพลิง	น้ำ
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	15 MW
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	72.0%
SCOD	ครึ่งแรกของปี 2562
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	15.0 MW / 25 ปี
% ความคืบหน้า	97.3%

Dau Tieng 1 and Dau Tieng 2 Solar Plants Project (Xuan Cau Project; เวียดนาม)	
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานแสงอาทิตย์
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	420 MW dc
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	55.0%
SCOD	30 มิ.ย. 2562
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	350 MW ac / 20 ปี
% ความคืบหน้า	60.7%

Hoa Hoi Solar Plant Project Solar Plants Project (Phu Yen Project; เวียดนาม)	
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานแสงอาทิตย์
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	257 MW dc
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	80.0%
SCOD	30 มิ.ย. 2562
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	214 MW ac / 20 ปี
% ความคืบหน้า	50.0%

คำนิยาม & ชื่อโครงการ

คำนิยาม

ADB	ธนาคารพัฒนาเอเชีย (Asian Development Bank)
COD	วันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date)
EBITDA	กำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา
EDL	การไฟฟ้าลาว
EPC	การดำเนินงานงานด้านวิศวกรรม จัดหาอุปกรณ์และก่อสร้าง
EVN	การไฟฟ้าแห่งประเทศเวียดนาม
FX	อัตราแลกเปลี่ยน
IPO	การเสนอขายหุ้นสามัญให้แก่ประชาชนเป็นการทั่วไปครั้งแรก
IU	ลูกค้าอุตสาหกรรม
JV	บริษัทร่วมทุน
KWh / GWh	กิโลวัตต์-ชั่วโมง / กิกะวัตต์-ชั่วโมง
mmBtu	ล้านบีทียู (หน่วยที่ใช้อ้างอิงการใช้ก๊าซธรรมชาติ)
NNP	กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน
O&M	การปฏิบัติการและบำรุงรักษา
Q-o-Q	เปรียบเทียบกับไตรมาสที่ผ่านมา
SG&A	ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร
Y-o-Y	เปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงกับปีที่ผ่านมา
กกพ.	คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
กฟน.	การไฟฟ้านครหลวง
กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
กฟภ.	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ปตท.	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ชื่อโครงการ

ABPIF	กองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้า อมตะ บี.กริม เพาเวอร์
ABP1	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1 จำกัด
ABP2	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จำกัด
ABP3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด
ABP4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 จำกัด
ABP5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5 จำกัด
ABPR1	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด
ABPR2	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด
ABPR3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3 จำกัด
ABPR4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4 จำกัด
ABPR5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5 จำกัด
BGPSK	บริษัท บี.กริม โซลาร์ เพาเวอร์ (สระแก้ว) 1 จำกัด
BGSENA	บริษัท บี.กริม เสนา โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด
BGYSP	บริษัท บี.กริม ยันฮี โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด
BIP1	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 1 จำกัด
BIP2	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 2 จำกัด
BPLC1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 1 จำกัด
BPLC2	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 2 จำกัด
BPWHA1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ดับบลิวเอชเอ) 1 จำกัด
Nam Che	Nam Che 1 Hydro Power Project
XXHP	Xenamnoy 2 and Xekatam 1 Hydro Power Project
Interchem	Progress Interchem
Solar WVO	โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร
DTE	Dau Tieng Ninh Energy Solar Plant Project (Xuan Cau)
Phu Yen TTP	Phu Yen TTP Solar Plant Projcet (Phu Yen)

B.GRIMM
SINCE 1878

B.GRIMM POWER
EMPOWERING THE WORLD COMPASSIONATELY

CONTACT US:

Solaya Na Songkhla
Email: Solaya.N@BGrimmPower.com
Tel: +66 (0) 2710 3157

Gunnlapat Wichutarat
Email: Gunnlapat.W@BGrimmPower.com
Tel: +66 (0) 2710 3570

Thunruethai Makaraphan
Email: Thunruethai.m@BGrimmPower.com
Tel: +66 (0) 2710 3087

Dr. Gerhard Link Building,
5 Krungthepkreetha Road, Huamark,
Bangkapi, Bangkok 10240, Thailand
Tel. +66 (0) 2710 3400
Fax. +66 (0) 2379 4245

Disclaimer

None of the Company makes any representation or warranty, express or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this document or otherwise made available nor as to the reasonableness of any assumption contained herein or therein, and any liability therein (including in respect of any direct, indirect or consequential loss or damage) is expressly disclaimed. Nothing contained herein or therein is, or shall be relied upon as, a promise or representation, whether as to the past or the future and no reliance, in whole or in part, should be placed on the fairness, accuracy, completeness or correctness of the information contained herein. Further, nothing in this document should be construed as constituting legal, business, tax or financial advice.

This material contains “forward-looking” statements that relate to future events, which are, by their nature, subject to significant risks and uncertainties. These forward-looking statements reflect our current views with respect to future events and are not a guarantee of future performance. Actual results may differ materially from information contained in these forward-looking statements as a result of a number of factors. We do not undertake to update our forward-looking statements to reflect future events or circumstances.

The information in these materials is provided as at the date of this document and is subject to change without notice.