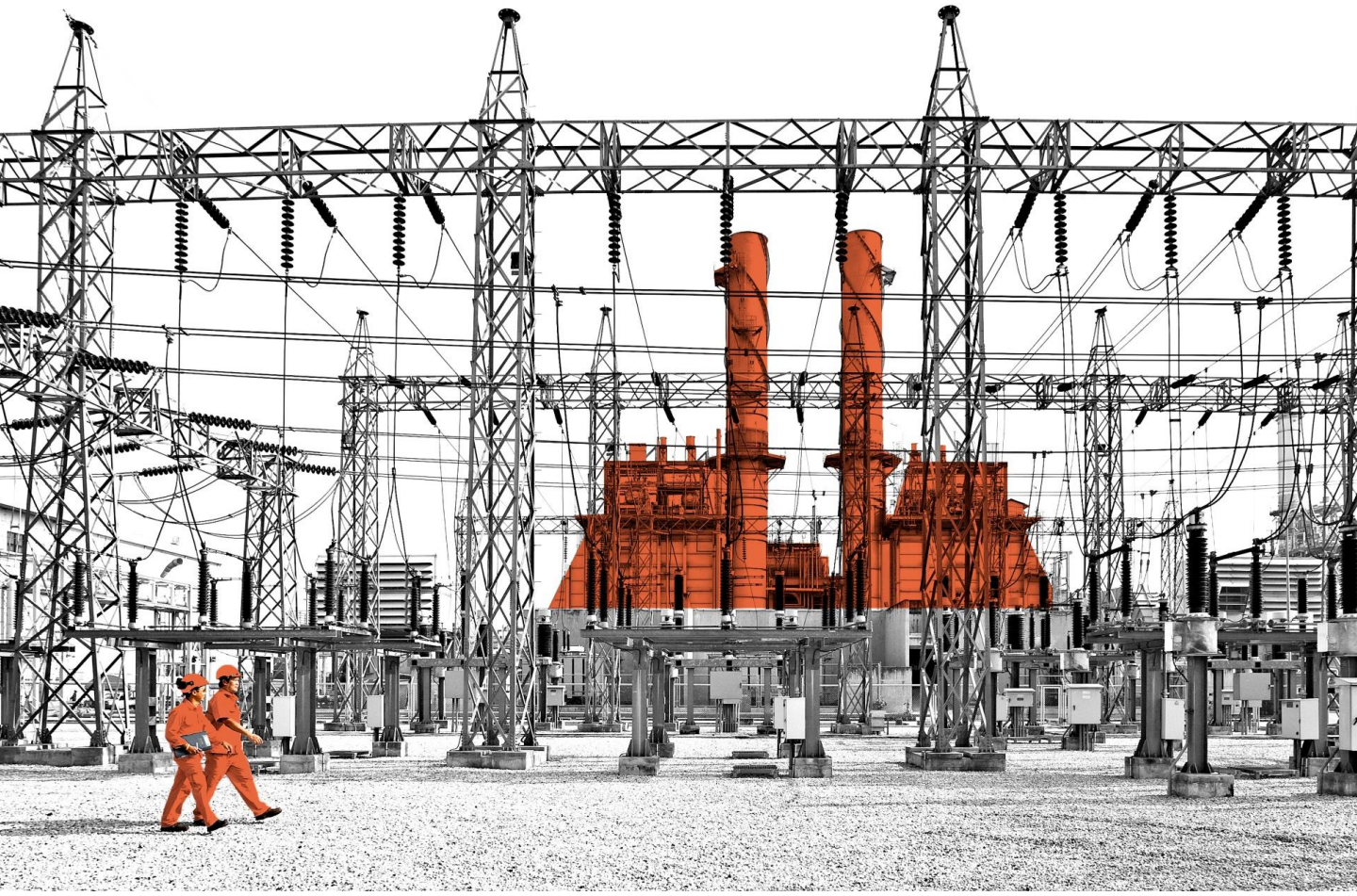
B.GRIMM
SINCE 1878

B.GRIMM POWER
EMPOWERING THE WORLD COMPASSIONATELY



คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 3 ปี 2561
สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2561

ข้อมูลสรุป

เหตุการณ์สำคัญ

การออกหุ้นกู้ของบริษัท

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

บริษัทนำเงินที่ได้จากการออกหุ้นกู้ไปชำระคืนหนี้เงินกู้เดิมของบริษัท, หนี้หุ้นกู้ของบริษัทและหนี้เงินกู้ในระดับโครงการ เพื่อลดอัตราดอกเบี้ยและขยายเวลาการชำระเงิน

ความสำเร็จในการซื้อหุ้นโครงการ BGYSP

บริษัทซื้อหุ้นโครงการ BGYSP สำเร็จ เมื่อเดือน ก.ค. 2561 โดยบันทึกกำไรจากการซื้อหุ้นในครั้งนี้ จำนวน 276 ล้านบาท ซึ่งจะถูกตัดจำหน่ายปีละ 12 ล้านบาท ตลอดระยะเวลาของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

บริษัทเริ่มรวมงบการเงินของ BGYSP ตั้งแต่ไตรมาส 3 ปี 2561 หลังจากซื้อหุ้นเพิ่มร้อยละ 51 จากบริษัท ยันฮี โซล่า เพาเวอร์ จำกัด สำเร็จ ทำให้บริษัทถือหุ้นร้อยละ 100 ใน BGYSP ซึ่งเป็นเจ้าของและดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในพื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย กำลังการผลิตรวม 59.7 เมกะวัตต์ มีอัตราการรับซื้อไฟฟ้าที่ 5.66 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 25 ปี

BGRIM ได้รับคัดเลือกให้อยู่ในรายชื่อหุ้นยั่งยืน (THSI) ประจำปี 2561

ในเดือนต.ค. 2561 ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยประกาศ BGRIM อยู่ในรายชื่อหุ้นยั่งยืน (Thailand Sustainability Investment : THSI) ประจำปี 2561

การได้รับคัดเลือกในครั้งนี้ นับเป็นอีกก้าวสำคัญของบริษัทในการเป็นบริษัทพลังงานชั้นนำระดับสากลที่มีความโดดเด่น และดำเนินธุรกิจตามแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนทั้งในด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และเศรษฐกิจซึ่งรวมถึงบรรษัทภิบาล เราหวังเป็นอย่างยิ่งว่าผู้ถือหุ้นและนักลงทุนทุกท่านจะคอยสนับสนุนและเติบโตไปพร้อมกับเรา

การเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการ ABPR5

ABPR5 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 1 ต.ค. 2561 ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (SPP) โครงการที่ 3 ในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้(ระยอง) ที่มีกำหนดการ COD ในปี 2561 โดย ABPR5 นับเป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โครงการที่ 5 ในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ระยอง) ABPR5 มีกำลังการผลิตติดตั้ง 133 เมกะวัตต์ ขายไฟให้ EGAT 90 เมกะวัตต์ ตามสัญญาซื้อขายไฟระยะเวลา 25 ปี โดยสามารถเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ตามกำหนดที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟ และมีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างอยู่ภายใต้งบประมาณที่ผู้ถือหุ้นอนุมัติ

ความสำเร็จในการ COD ครั้งนี้ นับเป็นโครงการที่ 28 ตลอดระยะเวลา 7 ปีที่บริษัทบริหารจัดการการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ตามระยะเวลาที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟ และภายใต้งบประมาณที่วางไว้

ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 โครงการ ในประเทศเวียดนาม กำลังการผลิตรวม 677 เมกะวัตต์

วันที่ 5 ก.ย. 2561 บริษัท Dau Tieng Tay Ninh Energy Joint Stock Company ซึ่งบริษัทถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 55% ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กับการไฟฟ้าเวียดนาม (EVN) เพื่อพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใหญ่ที่สุดในอาเซียน กำลังการผลิตติดตั้ง 420 เมกะวัตต์

วันที่ 10 ต.ค. 2561 บริษัท Phu Yen TTP Joint Stock Company ซึ่งบริษัทถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 80% ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าเวียดนาม (EVN) เพื่อพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ กำลังการผลิตติดตั้ง 257 เมกะวัตต์

ทั้งสองโครงการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 20 ปี โดยมีอัตราขายไฟฟ้า 9.35 เซนต์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ภายใต้เงื่อนไขที่ทั้งสองโครงการจะต้องเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ภายในวันที่ 30 มิ.ย. 2562 เมื่อรวมกำลังการผลิตติดตั้งทั้งสองโครงการดังกล่าว บริษัทจะเป็นผู้พัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใหญ่ที่สุดในประเทศเวียดนาม ด้วยกำลังการผลิตรวม 677 เมกะวัตต์

โครงการระหว่างก่อสร้างอยู่ในกำหนดระยะเวลา

โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร กำลังการผลิตติดตั้ง 31 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 82.8 มีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์และเริ่มบันทึกรายได้ภายใน 30 ธ.ค. 2561

Nam Che โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ (Run of the river) กำลังการผลิตติดตั้ง 15 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 92.6 โดยมีการเปลี่ยนแปลงกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เล็กน้อย จากวันที่ 1 ธ.ค. 2561 เป็นไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เนื่องจากทางรัฐบาลลาว ใช้เวลาในการตรวจและสำรวจโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำทุกโครงการ หลังจากเกิดเหตุการณ์อุทกภัยครั้งใหญ่จากสันเขื่อนดินย่อยของเขื่อนแห่งเกิดรอยร้าวและมีน้ำไหลสู่พื้นที่ท้ายน้ำเมื่อเดือน ก.ค. 2561

โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DTE1&2 (โครงการ Xuan Cau) กำลังการผลิตติดตั้ง 420 เมกะวัตต์ และโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Hoa Hoi (โครงการ Phu Yen) กำลังการผลิตติดตั้ง 257 เมกะวัตต์ ในประเทศเวียดนาม มีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 29.5% และ 5.0% ตามลำดับ โดยทั้งสองโครงการมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือน มิ.ย. 2562

ข้อมูลสรุป

B.GRIMM SINCE 1878

ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	9M'2560	9M'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q2'2561	Q3'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
รายได้จากการขายและการให้บริการ	23,720	26,652	12.4%	8,805	9,691	10.1%
EBITDA	6,626	6,997	5.6%	2,369	2,410	1.7%
กำไรสุทธิ	2,823	2,696	-4.5%	316	1,177	272.5%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน*	2,346	2,646	12.8%	1,071	745	-30.4%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,393	1,622	16.4%	688	423	-38.5%
อัตรากำไร EBITDA (%)	**27.9%**	**26.3%**		**26.9%**	**24.9%**	
อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (%)	**9.9%**	**9.9%**		**12.2%**	**7.7%**	
สัดส่วนกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ (%)	**59.4%**	**61.3%**		**64.2%**	**56.8%**	

หมายเหตุ:

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

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- รายได้จากการขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.4 y-on-y และร้อยละ 10.1 q-on-q (26,652 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 9,691 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของรายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้า ABPR3 และ ABPR4 ในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ระยอง) ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 1 ก.พ. และ 1 มิ.ย. 2561 ตามลำดับ ทำให้ในช่วงไตรมาสที่ 3 ทั้งสองโครงการเปิดดำเนินการเต็มจำนวน 3 เดือน และจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของลูกค้าเดิม

EBITDA

- **EBITDA เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6 y-on-y และร้อยละ 1.7 q-on-q** (6,997 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 2,410 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) เนื่องจากการเปิดดำเนินการของโรงไฟฟ้าโรงใหม่
- **อัตรากำไร EBITDA ลดลงมาที่ร้อยละ 26.3** สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 เนื่องจากมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนในงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 มากกว่างวด 9 เดือนแรกของปี 2560
- **อัตรากำไร EBITDA ลดลงเล็กน้อยมาที่ร้อยละ 24.9** สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 เนื่องจากราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทยลดลง จากการคงที่ของค่า Ft ขณะที่ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น และมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนในไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 มากกว่าไตรมาสที่ 2 ของปี 2561

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

กำไรสุทธิจากการดำเนินงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.8 y-on-y จาก 2,346 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2560 เป็น 2,646 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของรายได้ และการปรับลดลงของต้นทุนทางการเงิน จากการออกหุ้นกู้เพื่อชำระหนี้เงินกู้โครงการ(Refinancing) ในเดือน เม.ย. 2560 และการจ่ายคืนหนี้เงินกู้ของบริษัทในเดือน ก.ย. 2560

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงานลดลงร้อยละ 30.4 q-on-q** จาก 1,071 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 2 ของปี 2561 เป็น 745 สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทยลดลง จากการคงที่ของค่า Ft ขณะที่ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น และการเพิ่มขึ้นของต้นทุนทางการเงิน จากบันทึกดอกเบี้ยจ่ายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของการโครงการ ABPR4 ในเดือน มิ.ย. 2561
- **อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงานคงที่ที่ร้อยละ 9.9** สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 และ **ลดลงมาที่ร้อยละ 7.7** สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทยลดลง จากการคงที่ของค่า Ft ขณะที่ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น และการเพิ่มขึ้นของต้นทุนทางการเงิน จากบันทึกดอกเบี้ยจ่ายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของการโครงการ ABPR4 ในเดือน มิ.ย. 2561
- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน –ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ จำนวน 1,622ล้านบาท** สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 **และ 423 ล้านบาท** สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 หรือคิดเป็นร้อยละ 61.3 และ 56.8 ของกำไรสุทธิจากการดำเนินงานตามลำดับ

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

	9M'2560	9M'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q2'2561	Q3'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
รายได้จากการขายไฟฟ้า						
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฟผ.	14,641	17,012	16.2%	5,697	6,283	10.3%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	7,006	7,525	7.4%	2,472	2,603	5.3%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	889	874	-1.7%	300	312	4.0%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฝภ.	50	173	246.0%	17	138	711.8%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าลาว	59	84	42.4%	43	32	-25.6%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	**22,644**	**25,668**	**13.4%**	**8,529**	**9,370**	**9.9%**
รายได้จากการขายไอน้ำ	397	408	2.8%	128	143	11.7%
รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ	678	576	-15.0%	148	178	20.3%
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการ	**23,720**	**26,652**	**12.4%**	**8,805**	**9,691**	**10.1%**

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 16.2 y-on-y และร้อยละ 10.3 q-on-q** (17,012 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 6,283 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561)
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.2 y-on-y และร้อยละ 7.0 q-on-q** (5,670 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 2,027 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า ABPR3 และ ABPR4 ที่กล่าวมาข้างต้น
  - **ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อหน่วยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.4 y-on-y และร้อยละ 3.0 q-on-q** (3.00 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 3.10 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งอ้างอิงตามราคาก๊าซธรรมชาติ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.4 y-on-y และร้อยละ 5.3 q-on-q** (7,525 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 2,603 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561)
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.4 y-on-y** จาก 2,219 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2560 เป็น 2,295 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การเพิ่มขึ้นของลูกค้าใหม่ในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ระยอง) และ 2) การเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมรายเดิมในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ชลบุรี), นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง และนิคมอุตสาหกรรมเหมราช
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.2 q-on-q** จาก 757 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 2 ของปี 2561 เป็น 789 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การเพิ่มขึ้นของลูกค้าใหม่ในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ระยอง) และ 2) การเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมรายเดิมในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ชลบุรี), นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ระยอง), นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง และนิคมอุตสาหกรรมเหมราช
  - **ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8 y-on-y และร้อยละ 0.9 q-on-q** (3.28 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 และ 3.30 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) ซึ่งเป็นไปตามการเปลี่ยนแปลงของค่า Ft ที่ประกาศโดย กกพ.

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามลดลงร้อยละ 1.7 y-on-y และเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.0 q-on-q** (874 ล้านบาทสำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 312 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561)
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.2 y-on-y และร้อยละ 3.0 q-o-q** (370 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 131 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของลูกค้ารายเดิม
  - **ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามลดลงร้อยละ 4.8 y-on-y และเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.3 q-on-q** (2.36 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 2.39 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลดลงหรือเพิ่มขึ้นของราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ ซึ่งกลุ่มบริษัทฯ ขายไฟฟ้าในราคาที่เป็นส่วนเพิ่มจากราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ (cost plus margin)

รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.8 y-on-y และร้อยละ 11.7 q-on-q** (408 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 143 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561)
  - **ปริมาณไอน้ำที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยลดลงร้อยละ 1.5 y-on-y** จาก 383,415 ตัน สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2560 เป็น 377,480 ตัน สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 โดยมีสาเหตุมาจากความต้องการใช้ไอน้ำที่ลดลงของลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ระยอง) แม้ว่าความต้องการใช้ไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ชลบุรี) และนิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบังจะเพิ่มขึ้น
  - **ปริมาณไอน้ำที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.0 q-on-q** จาก 118,568 ตัน สำหรับไตรมาสที่ 2 ของปี 2561 เป็น 126,824 ตัน สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุมาจากความต้องการใช้ไอน้ำที่เพิ่มขึ้นของลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ชลบุรี) และนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ระยอง)
  - **ราคาขายไอน้ำต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยมีอัตราเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.3 y-on-y และร้อยละ 4.5 q-on-q** (1,079.55 บาทต่อตัน สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 1,126.70 บาทต่อตัน สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) เนื่องจากราคาไอน้ำโดยทั่วไปถูกปรับให้สอดคล้องกับราคาของก๊าซธรรมชาติ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาวในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวเพิ่มขึ้นร้อยละ 42.4 y-o-y และลดลงร้อยละ 25.6 q-on-q** (84 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 32 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการหยุดซ่อมบำรุงในไตรมาสที่ 3 ของปี 2561

รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ

- **รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการลดลงร้อยละ 15.0 y-on-y** จาก 678 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2560 เป็น 576 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกรายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน ซึ่งจะรับรู้ตามความคืบหน้าในการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ XXHP และ Nam Che ในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว
- **รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 20.3 q-on-q** จาก 148 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 2 ของปี 2561 เป็น 178 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกรายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน ซึ่งจะรับรู้ตามความคืบหน้าในการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ Nam Che ในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

ตารางที่ 1: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ขาย

	9M'2560	9M'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q2'2561	Q3'2561	% เปลี่ยนแปลง
	GWh	GWh	y-on-y	GWh	GWh	q-on-q
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.	**5,052**	**5,670**	**12.2%**	**1,894**	**2,027**	**7.0%**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย						
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ชลบุรี)	1,168	1,215	4.0%	403	419	4.0%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ระยอง)	259	274	5.7%	90	98	9.3%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	516	524	1.6%	173	176	1.5%
นิคมอุตสาหกรรมเหมราช	165	174	5.0%	54	62	14.5%
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี	111	108	-2.4%	37	34	-8.9%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	**2,219**	**2,295**	**3.4%**	**757**	**789**	**4.2%**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	**358**	**370**	**3.2%**	**127**	**131**	**3.0%**

	9M'2560	9M'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q2'2561	Q3'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ตัน	ตัน	y-on-y	ตัน	ตัน	q-on-q
ปริมาณไอน้ำที่ขาย						
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ชลบุรี)	98,956	105,636	6.7%	33,742	37,177	10.2%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ (ระยอง)	122,704	108,104	-11.9%	32,227	36,959	14.7%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	161,754	163,740	1.2%	52,599	52,688	0.2%
ปริมาณไอน้ำที่ขาย	**383,415**	**377,480**	**-1.5%**	**118,568**	**126,824**	**7.0%**

ตารางที่ 2: ราคาขายต่อหน่วย

	หน่วย	9M'2560	9M'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q2'2561	Q3'2561	% เปลี่ยนแปลง
				y-on-y			q-on-q
ราคาไฟฟ้า - กฟผ.	บาทต่อ KWh	2.90	3.00	3.4%	3.01	3.10	3.0%
ราคาขายไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อ KWh	3.16	3.28	3.8%	3.27	3.30	0.9%
ราคาขายไฟฟ้า-ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	บาทต่อ KWh	2.48	2.36	-4.8%	2.36	2.39	1.3%
ราคาขายไอน้ำ - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อตัน	1,035.43	1,079.55	4.3%	1,078.14	1,126.70	4.5%
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย	บาทต่อล้าน BTU	236.59	252.07	6.5%	250.98	266.45	6.2%

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างต้นทุน

	9M'2560	9M'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q2'2561	Q3'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
ต้นทุนขายและการให้บริการ						
ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ	13,723	15,918	16.0%	5,283	5,906	11.8%
ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม	793	784	-1.1%	269	280	4.1%
ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา	1,247	1,461	17.2%	463	558	20.5%
ต้นทุนอื่น	911	906	-0.5%	260	296	13.8%
รวมต้นทุนขายและการให้บริการ	**16,674**	**19,068**	**14.4%**	**6,275**	**7,040**	**12.2%**
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A)	709	867	22.3%	285	314	10.2%
ค่าเสื่อมราคา (Depreciation)	2,100	2,385	13.6%	783	876	11.9%
ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	**19,483**	**22,320**	**14.6%**	**7,343**	**8,230**	**12.1%**

ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- **ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 16.0 y-on-y และร้อยละ 11.8 q-on-q** (15,918 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 5,906 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และการเพิ่มขึ้นของราคาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอ้างอิงกับกับราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของก๊าซธรรมชาติทั้งหมดของ ปตท.

ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

- **ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN ลดลงร้อยละ 1.1 y-on-y และเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.1 q-on-q** (784 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 280 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของรายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- **ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นร้อยละ 17.2 y-on-y และร้อยละ 20.5 q-on-q** (1,461 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 558 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาของโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ดังกล่าวข้างต้น

ต้นทุนอื่นของการขายและการให้บริการ

- **ต้นทุนอื่นของการขายและการให้บริการลดลงร้อยละ 0.5 y-on-y** จาก 911 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2560 เป็น 906 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกต้นทุนจากการก่อสร้างตามความคืบหน้าการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ XXHP และ Nam Che
- **ต้นทุนอื่นของการขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.8 q-on-q** จาก 260 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 2 ของปี 2561 เป็น 296 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกต้นทุนจากการก่อสร้างตามความคืบหน้าการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ Nam Che

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

- **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารเพิ่มขึ้นร้อยละ 22.3 y-on-y และร้อยละ 10.2 q-on-q** (867 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 314 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ดังกล่าวข้างต้น

ผลประกอบการทางการเงิน

รายการที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการ

	9M'2560	9M'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q2'2561	Q3'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
รายได้อื่น	75	387	416.0%	58	308	431.0%
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	173	133	-23.1%	53	29	-45.3%
กำไร(ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	-28	-14	-50.0%	94	-14	-114.9%

รายได้อื่น ๆ

- **รายได้อื่น ๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 416 y-on-y และร้อยละ 431.0 q-on-q** (387 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 308 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรจากการซื้อกิจการ (BGYSP) 276 ล้านบาท ซึ่งจะถูกตัดจำหน่ายปีละ 12 ล้านบาท ตลอดระยะเวลาของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

- **ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าลดลงร้อยละ 23.1 y-on-y และร้อยละ 45.3 q-on-q (**133 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 29 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การเปลี่ยนแปลงวิธีการลงบัญชีสำหรับส่วนแบ่งรายได้ของโครงการ BGYSP จากวิธีส่วนได้เสีย (Equity Method) มาเป็นการรวมงบการเงิน (Consolidation Method) หลังจากการถือหุ้นเพิ่มจากร้อยละ 49 เป็นร้อยละ 100 ในไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 และ 2) ส่วนแบ่งกำไรที่ลดลงจากบริษัทร่วม ABPIF และบริษัทร่วมค้า BGSENA

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

- **บริษัทฯ บันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 14 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 และไตรมาสที่ 3 ของปี 2561** โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงจากเจ้าหนี้การค้า

ผลประกอบการทางการเงิน

B.GRIMM SINCE 1878

ต้นทุนทางการเงิน และรายได้/ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

	9M'2560	9M'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q2'2561	Q3'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
ต้นทุนทางการเงิน						
ดอกเบี้ยจ่าย	1,767	1,751	-0.9%	587	632	7.7%
ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF	263	199	-24.3%	68	63	-7.4%
ขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	-898	68	-107.6%	713	-180	-125.2%
ต้นทุนทางการเงินอื่น	299	-7	-102.3%	-39	21	-153.8%
รวมต้นทุนทางการเงิน	**1,431**	**2,011**	**40.5%**	**1,329**	**536**	**-59.7%**
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้						
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	213	196	-8.0%	50	58	16.0%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	-9	-64	611.1%	-28	12	-142.9%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้	**204**	**131**	**-35.8%**	**21**	**71**	**238.1%**

ต้นทุนทางการเงิน

- **ต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้นร้อยละ 40.5 y-on-y และลดลงร้อยละ 59.7 q-on-q** (2,011 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 536 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561) โดยมีสาเหตุหลักมาจาก
  - ดอกเบี้ยจ่ายจากการกู้ยืม y-on-y: ลดลงร้อยละ 0.9 y-on-y จาก 1,767 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2560 เป็น 1,751 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 มีสาเหตุมาจากการออกหุ้นกู้เพื่อชำระหนี้เงินกู้โครงการ (Refinancing) ในเดือนเม.ย. 2560 และเดือน พ.ค. 2561 และจ่ายคืนหนี้เงินกู้ของบริษัทในเดือน ก.ย. 2560;
  - ดอกเบี้ยจ่ายจากการกู้ยืม q-on-q: เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.7 q-on-q จาก 587 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 2 ของปี 2561 เป็น 632 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 มีสาเหตุมาจากการบันทึกดอกเบี้ยจ่าย หลังจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการ ABPR4 ในเดือน มิ.ย. 2561;
  - ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF: ลดลงร้อยละ 24.3 y-on-y จาก 263 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2560 เป็น 199 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 และลดลงร้อยละ 7.4 q-on-q จาก 68 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 2 ของปี 2561 เป็น 63 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 ตามเงินนำส่งจากผลประกอบการของ ABP1 และ ABP2;
  - ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม y-o-y: จากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 898 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2560 เป็นขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 68 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 โดยมีสาเหตุมาจากการแข็งค่าขึ้นร้อยละ 6.9 ของสกุลเงินบาทเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในงวด 9 เดือนแรกของปี 2560 แต่มีการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเพียงร้อยละ 0.8 ในงวด 9 เดือนแรกของปี 2561; และ
  - ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืมq-o-q:จากขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 713 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 2 ของปี 2561 เป็นกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 180 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุมาจากการแข็งค่าของสกุลเงินบาทเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ณ วันสิ้นงวด

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลงร้อยละ 35.8 y-on-y** จาก 240 ล้านบาทสำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2560 เป็น 131 ล้านบาทสำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกรายได้จากภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี
- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นร้อยละ 238.1 q-on-q** จาก 21 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 2 ของปี 2561 เป็น 71 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรก่อนภาษีเงินได้ และภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี

ผลประกอบการทางการเงิน

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

	9M'2560	9M'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q2'2561	Q3'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
กำไรสำหรับงวด	2,823	2,696	-4.5%	316	1,177	272.5%
บวก (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	-826	33	-104.0%	616	-184	-129.9%
บวก กำไรจากการซื้อกิจการ (BGYSP)	0	-276	n/a	0	-276	n/a
บวก รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ	350	193	-44.9%	139	28	-79.9%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	**2,346**	**2,646**	**12.8%**	**1,071**	**745**	**-30.4%**
ลบ ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	953	1,024	7.5%	383	322	-15.9%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**1,393**	**1,622**	**16.4%**	**688**	**423**	**-38.5%**
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	*0.5*	*0.6*	*16.4%*	*0.3*	*0.2*	*-38.5%*
จำนวนหุ้นที่ใช้ในการคำนวณ (ล้านหุ้น)	*2,607*	*2,607*		*2,607*	*2,607*	

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.8 y-on-y และลดลง ร้อยละ 30.4 q-on-q** (2,646 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 / 745 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561)
  - **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน y-on-y:** เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.8 y-on-y จาก 2,346 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2560 เป็น 2,646 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 โดยการเปลี่ยนแปลงของกำไรสุทธิจากการดำเนินงานมีสาเหตุหลักมาจาก:
    - **ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง** จำนวน 33 ล้านบาท;
    - **กำไรจากการรวมธุรกิจ** จำนวน 276 ล้านบาท; และ
    - **รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ** จำนวน 193 ล้านบาท โดยมีสาเหตุมาจากค่าใช้จ่ายในการออกหุ้นกู้ของโครงการโรงไฟฟ้า BIP1 และ BIP2 และนำเงินไปชำระคืนหนี้เงินกู้จำนวน 111 ล้านบาท, ค่าใช้จ่ายสำหรับพนักงานของบริษัทเพื่อให้ทำงานอยู่ร่วมกับองค์กรที่จัดสรรให้ในช่วง IPO จำนวน 47 ล้านบาท และการตัดจำหน่ายวัสดุสำรองคลัง จำนวน 35 ล้านบาท
  - **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน q-on-q:** ลดลงร้อยละ 30.4 q-on-q จาก 1,071 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 2 ของปี 2561 เป็น 745 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 โดยการเปลี่ยนแปลงของกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน มีสาเหตุหลักมาจาก:
    - **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง** จำนวน 184 ล้านบาท;
    - **กำไรจากการรวมธุรกิจ** จำนวน 276 ล้านบาท; และ
    - **รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ จำนวน 28 ล้านบาท** โดยมีสาเหตุมาจากค่าใช้จ่ายสำหรับพนักงานของบริษัทเพื่อให้ทำงานอยู่ร่วมกับองค์กรที่จัดสรรให้ในช่วง IPO จำนวน 16 ล้านบาท และการตัดจำหน่ายวัสดุสำรองคลัง จำนวน 12 ล้านบาท
- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ จำนวน 1,622 ล้านบาท สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 และ 423 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561** หรือคิดเป็นร้อยละ 61.3 และร้อยละ 56.8 ของกำไรสุทธิจากการดำเนินงานตามลำดับ

สถานะ ทางการเงิน

งบแสดงสถานะการเงิน

	31 ธ.ค. 60	30 ก.ย. 61	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	%
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	18,209	12,979	-28.7%
รวมสินทรัพย์	89,241	94,020	5.4%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	53,856	55,774	3.6%
รวมหนี้สิน	63,497	66,295	4.4%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	25,744	27,725	7.7%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น - บริษัทใหญ่	18,653	19,107	2.4%
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	***1.4***	***1.5***	

การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเงินทุน

- **สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.4** จาก 89,241 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2560 เป็น 94,020 ล้านบาท ณ วันที่ 30 ก.ย. 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน
- **หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.6** จาก 53,856 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2560 เป็น 55,774 ล้านบาท ณ วันที่ 30 ก.ย. 2561โดยมีสาเหตุหลักมาจากการกู้ยืมเงิน สำหรับพัฒนาโครงการที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้าง
- **ส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.7** จาก 25,744 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2560 เป็น 27,725 ล้านบาท ณ วันที่ 30 ก.ย. 2561โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสะสมจากผลประกอบการในช่วงที่ผ่านมา
- **อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น** จาก 1.4 เท่า ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2560 เป็น 1.5 เท่า ณ วันที่ 30 ก.ย. 2561

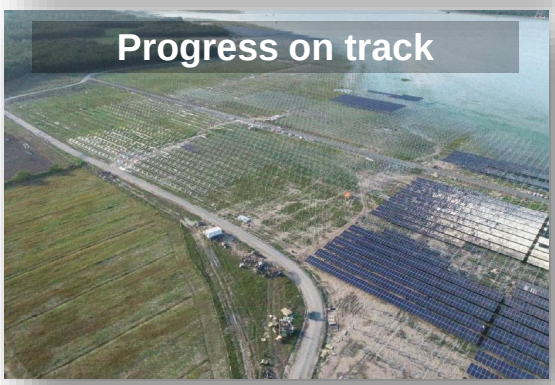
โครงการโรงไฟฟ้า
ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

B.GRIMM SINCE 1878

(ณ วันที่ 29 ตุลาคม 2561)

โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร	
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานแสงอาทิตย์
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	31 MW (รวม 7 โรงไฟฟ้า)
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	100.0%
SCOD	30 ธ.ค. 2561
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	31 MW / 25 ปี
% ความคืบหน้า	82.8%

Nam Che (สปป. ลาว)	
ประเภทเชื้อเพลิง	น้ำ
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	15 MW
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	72.0%
SCOD	ไตรมาส 1 ปี 2562
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	15.0 MW / 25 ปี
% ความคืบหน้า	92.6%



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	29.5%

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	5.0%

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.	สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
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
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

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.