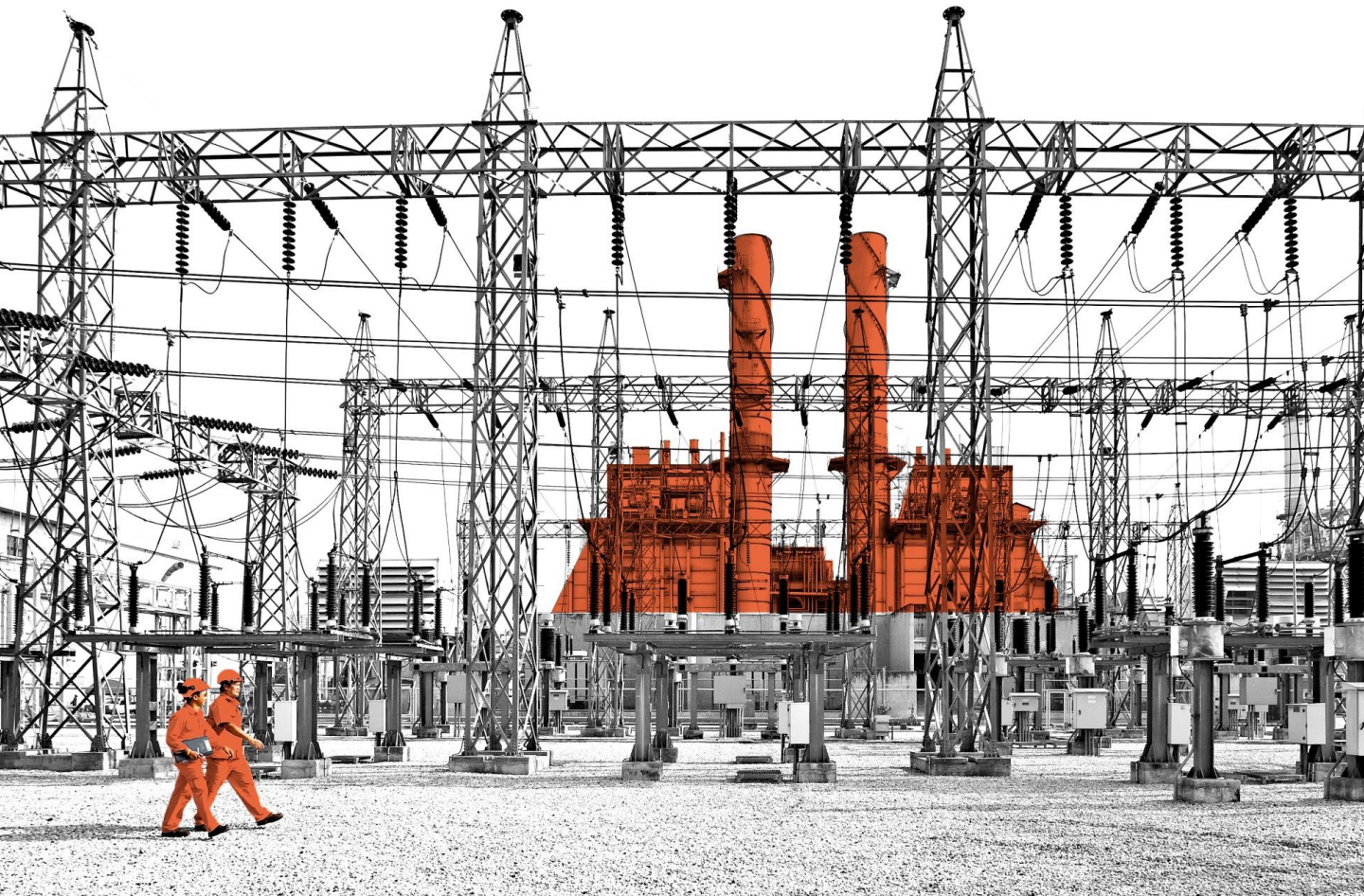




คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 2 ปี 2563

สิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2563

ข้อมูลสรุป



เหตุการณ์สำคัญ

รายงานกำไรสุทธิ Q2'2563 เติบโตร้อยละ 62.5 y-on-y แม้ว่าจะมีสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคโควิด-19

บี.กริม เพาเวอร์ รายงานผลการดำเนินงานที่โดดเด่นอย่างต่อเนื่อง โดย Q2'2563 มีกำไรสุทธิ-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่เติบโตจากช่วงเดียวกันของปีก่อน (y-on-y) ถึงร้อยละ 62.5 เป็น 1,017 ล้านบาท และกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (Normalized net profit หรือ NNP)-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เติบโตร้อยละ 17.2 y-on-y เป็น 674 ล้านบาท แม้สถานการณ์เศรษฐกิจจะชะลอตัวจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ก็ตาม โดยมีปัจจัยสำคัญมาจาก 1) การขยายกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่องสู่ 3,019 เมกะวัตต์ ณ กลางปี 2563, 2) การเพิ่มขึ้นของลูกค้าอุตสาหกรรมรายใหม่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) 25 เมกะวัตต์ ในปี 2562 และ 15 เมกะวัตต์ ในปี 1H'2563 และ 3) การปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง

สำหรับ 2H'2563 นอกจากการทยอยเชื่อมต่อเข้าระบบของลูกค้าอุตสาหกรรมรายใหม่แล้ว ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมรายเดิมเริ่มส่งสัญญาณฟื้นตัว โดยในเดือน ก.ค. ปริมาณการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 17.0 จากปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน ในช่วง Q2'2563 นอกจากนี้ แนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติยังเอื้อประโยชน์ต่อธุรกิจโรงไฟฟ้า SPP ของเรา โดยในเดือน ก.ค. ราคาก๊าซธรรมชาติลดลงร้อยละ 8% จากค่าเฉลี่ยช่วงนำหน้าใน Q2'2563 เป็น 241 บาทต่อล้าน BTU และมีแนวโน้มปรับลดลงต่อเนื่องในช่วงที่เหลือของปีตามประมาณการของ ปตท.

ใบอนุญาตประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (LNG Shipper License)

สำหรับ Q2'2563 บริษัท บี.กริม แอลเอ็นจี จำกัด (บริษัทย่อยที่บริษัทถือหุ้นร้อยละ 100.0) ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (LNG Shipper) จากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) จำนวน 650,000 ตันต่อปี ตั้งแต่ปี 2565 ซึ่งจะช่วยบริหารจัดการต้นทุนการผลิตไฟฟ้า จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 70.0 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของ บี.กริม เพาเวอร์

การลงนามสัญญาเช่าที่ดินสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าแบบผสมผสาน ในพื้นที่ท่าอากาศยานอู่ตะเภา

ในวันที่ 26 มิ.ย. 2563 บี.กริม เพาเวอร์ เข้าลงนามสัญญาเช่าที่ดินราชพัสดุกับสำนักงานคณะกรรมการนโยบายเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (สกพอ.) เพื่อใช้ในการประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า และนำเย็น ในพื้นที่ท่าอากาศยานอู่ตะเภา สำหรับดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าแบบผสมผสาน (Hybrid Power Plant) ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Co-Generation Power Plant) โดยใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV Solar Farm) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม 95 เมกะวัตต์พร้อมด้วยระบบกักเก็บพลังงานอัจฉริยะ (Energy Storage System-ESS) ขนาด 50 เมกะวัตต์ชั่วโมง ซึ่งได้ร่วมมือกับพันธมิตรทางธุรกิจ คือ LG Chem, KEPCO และ Energy China

การจ่ายเงินปันผลระหว่างกาล

สำหรับผลการดำเนินงานในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2563 บี.กริม เพาเวอร์ จะจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลที่ 0.15 บาทต่อหุ้น ให้แก่ ผู้ถือหุ้นที่ปรากฏรายชื่อ ณ วันกำหนดสิทธิผู้ถือหุ้น (Record Date) เพื่อสิทธิในการรับเงินปันผลระหว่างกาลในวันที่ 31 ส.ค. 2563 และกำหนดจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลในวันที่ 11 ก.ย. 2563

บี.กริม เพาเวอร์ มีนโยบายจ่ายเงินปันผลไม่น้อยกว่า ร้อยละ 40.0 ของ NNP ของงบการเงินรวมในแต่ละปี

โครงการระหว่างก่อสร้างอยู่ในกำหนดระยะเวลา

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Ray Power ในประเทศกัมพูชา ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 39 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 35.9 โดยมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือน ต.ค. 2563

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบ่อทอง วินด์ฟาร์ม 1&2 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 16 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 29.2 โดยมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ใน Q1'2564

รางวัลและประกาศเกียรติคุณ

ในเดือน มิ.ย. 2563 บี.กริม เพาเวอร์ ได้รับการคัดเลือกให้เป็นสมาชิก "FTSE4Good Indexes Series" ประกาศโดย FTSE Russell ซึ่งเป็นดัชนีที่สะท้อนว่าบริษัทมีการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และธรรมาภิบาลอย่างโดดเด่น ตามมาตรฐานชีวิตระดับสากล ซึ่งช่วยตอกย้ำให้เห็นว่า บี.กริม เพาเวอร์ เป็นองค์กรชั้นนำด้านพลังงานระดับโลกที่มีผลการดำเนินงานที่โดดเด่น ภายใต้แนวทางการพัฒนาที่ยั่งยืน ทั้งในด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และธรรมาภิบาล (ESG)

ในเดือน ก.ค. 2563 บี.กริม เพาเวอร์ ได้รับ 3 รางวัลจาก "Institutional Investor Corporate Awards 2020" จัดโดย Alpha Southeast Asia ประกอบด้วยรางวัล "Strongest Adherence to Corporate Governance", "Most Organized Investor Relations" และ "Most Consistent Dividend Policy"

บี.กริม บั่นหน้าใจ สู้ภัยโควิด-19

บี.กริม เพาเวอร์ ยืนเคียงข้างผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย เพื่อข้ามผ่านวิกฤตินี้ไปด้วยกัน ผ่านการสนับสนุน และร่วมบริจาครวมมูลค่ากว่า 50 ล้านบาท ผ่านหลายช่องทาง



ข้อมูลสรุป



ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	6M'62	6M'63	เปลี่ยน แปลง	Q2'62	Q1'63	Q2'63	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายและการให้บริการ	21,123	22,466	6.4%	10,866	11,223	11,243	3.5%	0.2%
EBITDA*	5,221	6,500	24.5%	2,808	3,278	3,221	14.7%	(1.7%)
กำไรสุทธิ	1,874	1,841	(1.8%)	1,038	159	1,682	62.0%	957.9%
กำไรสุทธิ - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,158	1,098	(5.2%)	626	81	1,017	62.5%	1,155.6%
กำไร / (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	425	(201)	n/a	245	(886)	685	179.6%	n/a
รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ	(151)	(219)	n/a	(119)	(113)	n/a	n/a	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน**	1,600	2,260	41.3%	913	1,158	1,102	20.7%	(4.8%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,018	1,356	33.2%	575	682	674	17.2%	(1.2%)
อัตรากำไร EBITDA (%)	24.7%	28.9%		25.8%	29.2%	28.6%		
อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (%)	7.6%	10.1%		8.4%	10.3%	9.8%		
สัดส่วนกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ (%)	63.6%	60.0%		63.0%	58.9%	61.2%		

หมายเหตุ:

*EBITDA = กำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีเงินได้, ค่าเสื่อมและค่าตัดจำหน่าย - รายได้ (รายจ่าย) ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน

**กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน = กำไรสุทธิ - กำไร / (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น - รายได้ (รายจ่าย) ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- รายได้จากการขายและการให้บริการ เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 3.5 สำหรับ Q2'2563 เป็น 11,243 ล้านบาท และร้อยละ 6.4 สำหรับ 6M'2563 เป็น 22,466 ล้านบาท แม้ว่าจะมีการระบาดของโรคโควิด-19 เนื่องจากรายได้ส่วนใหญ่ (มากกว่าร้อยละ 70) ไม่ได้รับผลกระทบจากสถานการณ์โควิด-19 ขณะเดียวกันมีการผลิตใหม่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง (เพิ่มขึ้น 820 เมกะวัตต์ ในปี 2562 จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ 4 โครงการและการซื้อโครงการ BPAM และเพิ่มขึ้นอีก 123 เมกะวัตต์ จากการซื้อโครงการ ATP ในเดือน มี.ค. 2563) และมีการขยายฐานลูกค้าอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง (โดยมีการเชื่อมเข้าระบบของลูกค้าอุตสาหกรรมรายใหม่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 25 เมกะวัตต์ ในปี 2562 และ 15 เมกะวัตต์ ในช่วง 6M'2563)

EBITDA

- EBITDA เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.7 สำหรับ Q2'2563 เป็น 3,221 ล้านบาท และร้อยละ 24.5 สำหรับ 6M'2563 เป็น 6,500 ล้านบาท เนื่องจากการเติบโตของกำลังการผลิตไฟฟ้า, การเพิ่มขึ้นของลูกค้าอุตสาหกรรมรายใหม่ และการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง
- อัตรากำไร EBITDA เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 28.9 สำหรับ Q2'2563 และร้อยละ 28.9 สำหรับ 6M'2563 จาก 1) ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (heat rate) ของโครงการโรงไฟฟ้า ABP5 และ BPVHA1 ที่ลดลงหลังจากการ upgrade เครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ ในเดือน ก.ค. 2562 และเดือน ก.พ. 2563 ตามลำดับ, 2) ผลการดำเนินงานของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่ให้อัตรากำไร EBITDA ที่สูง และ 3) ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยที่ลดลง y-on-y ร้อยละ 4.6 และร้อยละ 4.8 ตามลำดับ

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 20.7 สำหรับ Q2'2563 เป็น 1,102 ล้านบาท และร้อยละ 41.3 สำหรับ 6M'2563 เป็น 2,260 ล้านบาท
- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 17.2 สำหรับ Q2'2563 เป็น 674 ล้านบาท และร้อยละ 33.2 สำหรับ 6M'2563 เป็น 1,356 ล้านบาท จากการเติบโตของกำลังการผลิตไฟฟ้า, การขยายธุรกิจจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าใหม่ และการเข้าซื้อกิจการ, การปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า และการลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติ ดังกล่าวข้างต้น

กำไรสุทธิ

- สำหรับ Q2'2563 กำไรสุทธิอยู่ที่ 1,682 ล้านบาท ขณะที่กำไรสุทธิ-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ อยู่ที่ 1,017 ล้านบาท เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 62.5 จากสาเหตุดังกล่าวข้างต้น
- สำหรับ 6M'2563 กำไรสุทธิ-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ลดลง y-on-y ร้อยละ 5.2 จากผลกระทบจากค่าใช้จ่ายที่ไม่เป็นต้นทุนและไม่กระทบกระแสเงินสด; 1) ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จำนวน 201 ล้านบาท ซึ่งเป็นรายการที่ไม่ใช่เงินสดเกิดจากหนี้สินสุทธิและเจ้าหนี้ค้างจ่ายที่เป็นสกุลดอลลาร์สหรัฐ ขณะที่สกุลเงินบาทและต้องเวียดนาม่อนค่า เมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลาดังกล่าว และ 2) การคิดลดมูลค่าเจ้าหนี้ค่าก่อสร้าง ตามมาตรฐานบัญชี จำนวน 188 ล้านบาท

ผลประกอบการ

ทางการเงิน

โครงสร้างรายได้



	6M'62	6M'63	เปลี่ยน แปลง	Q2'62	Q1'63	Q2'63	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายไฟฟ้า								
กฟผ.	14,029	14,861	5.9%	7,117	7,095	7,766	9.1%	9.5%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	5,139	4,427	(13.9%)	2,580	2,555	1,872	(27.4%)	(26.7%)
ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	590	563	(4.6%)	321	294	270	(15.9%)	(8.2%)
กฟภ./ กฟน./ Rooftop	420	421	0.2%	214	211	210	(1.9%)	(0.5%)
การไฟฟ้าลาว	44	75	70.5%	38	23	52	36.8%	126.1%
การไฟฟ้าเวียดนาม	183	1,618	784.2%	183	793	825	350.8%	4.0%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	20,406	21,965	7.6%	10,453	10,970	10,995	5.2%	0.2%
รายได้จากการขายไอน้ำ	410	440	7.3%	218	240	200	(8.3%)	(16.7%)
รายได้จากการขาย Demineralized Water	15	22	46.7%	11	12	10	(9.1%)	(16.7%)
รายได้จากการขายและการให้บริการ	292*	39**	(86.6%)	184*	1	38**	(79.3%)	3,700.0%
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการ	21,123	22,466	6.4%	10,866	11,223	11,243	3.5%	0.2%

*รวมรายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน ซึ่งจะรับรู้ตามความคืบหน้าในการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ซึ่งจะหักล้างกับการบันทึกต้นทุนจากการก่อสร้างตามความคืบหน้าการก่อสร้าง ตามหลักการลงบัญชี TFRIC 12 - Concession Agreement

** รวมรายได้จากการให้บริการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนทุ่นลอยน้ำ ให้แก่ กฟผ.

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 9.1 สำหรับ Q2'2563 เป็น 7,766 ล้านบาท และร้อยละ 5.9 สำหรับ 6M'2563 เป็น 14,861 ล้านบาท
- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 16.3 สำหรับ Q2'2563 เป็น 2,557 กิกะวัตต์-ชั่วโมง และร้อยละ 11.5 สำหรับ 6M'2563 เป็น 4,822 กิกะวัตต์-ชั่วโมง โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเข้าซื้อโครงการ BPAM ในเดือน มี.ค. 2562 และโครงการ ATP ในเดือน มี.ค. 2563
- ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ลดลง y-on-y ร้อยละ 6.2 สำหรับ Q2'2563 เป็น 3.04 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และร้อยละ 4.9 สำหรับ 6M'2563 เป็น 3.08 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งอ้างอิงตามราคาก๊าซธรรมชาติที่ลดลง y-on-y ร้อยละ 4.6 และ 4.8 ตามลำดับ จากช่วงเดียวกันของปีก่อน

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- ผ่านจุดต่ำสุดใน Q2'2563 แล้ว ด้วยการฟื้นตัวในเดือน ก.ค. 2563 รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย ลดลง y-on-y ร้อยละ 27.4 สำหรับ Q2'2563 เป็น 1,872 ล้านบาท และร้อยละ 13.9 สำหรับ 6M'2563 เป็น 4,427 ล้านบาท
- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย ลดลง y-on-y ร้อยละ 28.0 สำหรับ Q2'2563 เป็น 563 กิกะวัตต์-ชั่วโมง และร้อยละ 14.3 สำหรับ 6M'2563 เป็น 1,336 กิกะวัตต์-ชั่วโมง จากสภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัวจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 อย่างไรก็ดี เราเห็นการฟื้นตัวอย่างมีนัยสำคัญในเดือน ก.ค. 2563 จากปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 17.0 จากปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน ในช่วง Q2'2563 ดังนั้น นอกจากนี้มีลูกค้าใหม่ที่มีแผนทยอยเชื่อมเข้าระบบในช่วง 2H'2563 ด้วย ขณะที่ลูกค้าอุตสาหกรรมหลายกลุ่ม เช่น กลุ่มบรรจุภัณฑ์ และกลุ่มต่อเรือ ยังคงเติบโตอย่างแข็งแกร่ง
- ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 0.6 สำหรับ Q2'2563 เป็น 3.32 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และคงที่ y-on-y สำหรับ 6M'2563 ที่ 3.31 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเป็นไปในแนวทางเดียวกันกับการเปลี่ยนแปลงของค่า Ft ที่ประกาศโดย กกพ.

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างรายได้

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม ลดลง y-on-y ร้อยละ 15.9 สำหรับ Q2'2563 เป็น 270 ล้านบาท และร้อยละ 4.6 สำหรับ 6M'2563 เป็น 563 ล้านบาท
- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม ลดลง y-on-y ร้อยละ 8.5 สำหรับ Q2'2563 เป็น 120 กิกะวัตต์-ชั่วโมง และร้อยละ 2.1 สำหรับ 6M'2563 เป็น 242 กิกะวัตต์-ชั่วโมง โดยมีสาเหตุหลักมาจากการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลง จากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19
- ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามลดลง y-on-y ร้อยละ 8.6 สำหรับ Q2'2563 เป็น 2.24 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และร้อยละ 2.5 สำหรับ 6M'2563 เป็น 2.33 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากจากรัฐบาลประกาศลดค่าไฟฟ้า ร้อยละ 10.0 ในช่วง 20 เม.ย. - 10 ก.ค. ซึ่งเป็นสาเหตุการลดลงของต้นทุนค่าไฟฟ้าที่บริษัทซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN ด้วย

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ./ กฟน./ Rooftop

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ./ กฟน./ Rooftop ลดลง y-on-y ร้อยละ 1.9 สำหรับ Q2'2563 เป็น 210 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจาก ค่าความเข้มแสงที่ลดลงของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ใน Q2'2563 เทียบกับ Q2'2562 และค่อนข้างคงที่ y-on-y สำหรับ 6M'2563 ที่ 420 ล้านบาท

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาวเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 36.8 สำหรับ Q2'2563 เป็น 52 ล้านบาท และร้อยละ 70.5 สำหรับ 6M'2563 เป็น 75 ล้านบาท เนื่องจาก 1) การเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ Nam Che 1 เมื่อวันที่ 1 มิ.ย. 2562 และ 2) การเพิ่มขึ้นของปริมาณน้ำ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 350.8 สำหรับ Q2'2563 เป็น 825 ล้านบาท และร้อยละ 784.2 สำหรับ 6M'2563 เป็น 1,618 ล้านบาท จากการเปิดดำเนินการของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเวียดนาม เมื่อเดือน มิ.ย. 2562

รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยลดลง y-on-y ร้อยละ 8.3 สำหรับ Q2'2563 เป็น 200 ล้านบาท แต่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 7.3 สำหรับ 6M'2563 เป็น 440 ล้านบาท
- ปริมาณไอน้ำที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยลดลง y-on-y ร้อยละ 7.3 สำหรับ Q2'2563 เป็น 189,258 ตัน โดยมีสาเหตุจากการชะลอตัวของเศรษฐกิจจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 แต่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 12.5 สำหรับ 6M'2563 เป็น 415,761 ตัน จากการรวมลูกค้าไอน้ำอุตสาหกรรมของโครงการ BPAM ในนิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด) และโครงการ ATP ในจังหวัดอ่างทอง ภายหลังจากการเข้าซื้อโครงการในเดือน มี.ค. 2562 และมี.ค. 2563 ตามลำดับ
- ราคาขายไอน้ำต่อหน่วยให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย ลดลง y-on-y ร้อยละ 0.9 สำหรับ Q2'2563 เป็น 1,057.01 บาทต่อตัน และร้อยละ 4.8 สำหรับ 6M'2563 เป็น 1,057.34 บาทต่อตัน จาก 1) การลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งราคาไอน้ำโดยทั่วไปจะถูกปรับให้สอดคล้องกับราคาของก๊าซธรรมชาติ และ 2) การรวมรายได้จากการขายไอน้ำของ BPAM (ซึ่งมีราคาขายต่อหน่วยน้อยกว่าโครงการอื่น) ตั้งแต่เดือน มี.ค. 2562 เป็นต้นมา

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างรายได้

ตารางที่ 1: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ขาย

	6M'62	6M'63	เปลี่ยน แปลง	Q2'62	Q1'63	Q2'63	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	GWh	GWh	y-on-y	GWh	GWh	GWh	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้กฟผ.	4,326	4,822	11.5%	2,199	2,265	2,557	16.3%	12.9%
<u>ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย</u>								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	792	608	(23.3%)	397	367	241	(39.3%)	(34.4%)
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	229	234	2.0%	123	134	100	(18.7%)	(25.5%)
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	338	307	(9.0%)	166	173	134	(18.8%)	(22.2%)
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	114	106	(7.3%)	57	55	50	(11.1%)	(8.8%)
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี	76	75	(1.3%)	38	40	35	(7.8%)	(14.0%)
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	9	6	(27.2%)	3	3	3	4.0%	3.3%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	1,558	1,336	(14.3%)	783	772	563	(28.0%)	(27.0%)
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	247	242	(2.1%)	131	122	120	(8.5%)	(1.2%)

	6M'62	6M'63	เปลี่ยน แปลง	Q2'62	Q1'63	Q2'63	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ตัน	ตัน	y-on-y	ตัน	ตัน	ตัน	y-on-y	q-on-q
<u>ปริมาณไอน้ำที่ขาย</u>								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	74,818	58,688	(21.6%)	37,341	33,598	25,090	(32.8%)	(25.3%)
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	69,320	50,973	(26.5%)	35,674	30,678	20,295	(43.1%)	(33.8%)
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	107,724	93,056	(13.6%)	51,479	54,167	38,889	(24.5%)	(28.2%)
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	117,644	209,217	77.8%	79,761	107,201	102,015	27.9%	(4.8%)
จังหวัดอ่างทอง	-	3,828	n/a	-	859	2,969	n/a	245.6%
ปริมาณไอน้ำที่ขาย	369,505	415,761	12.5%	204,254	226,503	189,258	(7.3%)	(16.4%)

ตารางที่ 2: ราคาขายต่อหน่วย

	หน่วย	6M'62	6M'63	เปลี่ยน แปลง	Q2'62	Q1'63	Q2'63	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
				y-on-y				y-on-y	q-on-q
ราคาขายไฟฟ้า - กฟผ.	บาทต่อ kWh	3.24	3.08	(4.9%)	3.24	3.13	3.04	(6.2%)	(2.9%)
ราคาขายไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อ kWh	3.30	3.31	0.3%	3.30	3.31	3.32	0.6%	0.3%
ราคาขายไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	บาทต่อ kWh	2.39	2.33	(2.5%)	2.45	2.42	2.24	(8.6%)	(7.4%)
ราคาขายไอน้ำ - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อดัน	1,110.13	1,057.34	(4.8%)	1,067.02	1,057.62	1,057.01	(0.9%)	(0.1%)
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย	บาทต่อล้าน BTU	278.20	264.71	(4.8%)	275.08	267.06	262.41	(4.6%)	(1.7%)

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างต้นทุน

	6M'62	6M'63	เปลี่ยน แปลง	Q2'62	Q1'63	Q2'63	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนขายและการให้บริการ								
ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ	13,078	13,144	0.5%	6,575	6,545	6,599	0.4%	0.8%
ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม	537	516	(3.9%)	291	271	245	(15.8%)	(9.6%)
ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา	1,252	1,273	1.7%	629	636	637	1.3%	0.2%
ต้นทุนอื่น	567*	360	(36.5%)	329*	165	195	(40.7%)	18.2%
รวมต้นทุนขายและการให้บริการ (ไม่รวม ค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่าย)	15,435	15,292	(0.9%)	7,824	7,617	7,676	(1.9%)	0.8%
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A)	720	896	24.4%	392	447	449	14.5%	0.4%
ค่าเสื่อมราคา - COGS	2,020	2,651	31.2%	1,073	1,294	1,357	26.5%	4.9%
ค่าเสื่อมราคา - SG&A	44	66	50.0%	23	29	37	60.9%	27.6%
ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	18,219	18,905	3.8%	9,312	9,387	9,519	2.2%	1.4%

*รวมต้นทุนค่าก่อสร้าง ซึ่งจะรับรู้ตามความคืบหน้าในการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ซึ่งจะหักล้างกับรายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน ซึ่งจะรับรู้ตามความคืบหน้าในการก่อสร้าง ตามหลักการลงบัญชี TFRIC 12 - Concession Agreement

ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 0.4 สำหรับ Q2'2563 เป็น 6,599 ล้านบาท และร้อยละ 0.5 สำหรับ 6M'2563 เป็น 13,144 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยลดลง y-on-y ร้อยละ 4.6 และร้อยละ 4.8 สำหรับ Q2'2563 และ 6M'2563 ตามลำดับ ซึ่งราคาก๊าซธรรมชาติจะอ้างอิงกับกับราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของก๊าซธรรมชาติทั้งหมดของ ปตท.

ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

- ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN ลดลง y-on-y ร้อยละ 15.8 สำหรับ Q2'2563 เป็น 245 ล้านบาท และร้อยละ 3.9 สำหรับ 6M'2563 เป็น 516 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากมาตรการลดค่าไฟฟ้าของรัฐบาลในช่วงการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ซึ่งสอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 1.3 สำหรับ Q2'2563 เป็น 637 ล้านบาท และร้อยละ 1.7 สำหรับ 6M'2563 เป็น 1,273 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการขยายธุรกิจจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าและการเข้าซื้อกิจการ ดังกล่าวข้างต้น

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

- ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.5 สำหรับ Q2'2563 เป็น 449 ล้านบาท และร้อยละ 24.4 สำหรับ 6M'2563 เป็น 896 ล้านบาท โดยสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ และการเข้าซื้อกิจการ ดังกล่าวข้างต้น

ผลประกอบการ ทางการเงิน



รายการอื่นๆ

	6M'62	6M'63	เปลี่ยน แปลง	Q2'62	Q1'63	Q2'63	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้อื่น	117	169	44.4%	69	92	76	10.1%	(17.4%)
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วม และการร่วมค้า	51	54	5.9%	20	27	27	35.0%	0.0%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตรา แลกเปลี่ยน	(15)	(11)	n/a	(26)	(213)	202	n/a	n/a

รายได้อื่น ๆ

- รายได้อื่น ๆ เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 10.1 สำหรับ Q2'2563 เป็น 76 ล้านบาท และร้อยละ 44.4 สำหรับ 6M'2563 เป็น 169 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของดอกเบี้ยรับ

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วม และการร่วมค้า

- ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 35.0 สำหรับ Q2'2563 เป็น 27 ล้านบาท และร้อยละ 5.9 สำหรับ 6M'2563 เป็น 54 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากส่วนแบ่งกำไรที่เพิ่มขึ้นจากบริษัทร่วม BGSENA เนื่องจากในเดือนพ.ค. 2562 มีการบันทึกค่าใช้จ่ายในการ Refinance

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

- บริษัทบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 202 ล้านบาท สำหรับ Q2'2563 โดยมีสาเหตุหลักมาจากยอดหนี้ค่าก่อสร้างในสกุลดอลลาร์สหรัฐของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในเวียดนาม เมื่อสกุลเงินดองเวียดนามแข็งค่าเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ในช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่บันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 11 ล้านบาท สำหรับ 6M'2563 จากสกุลเงินดองเวียดนามอ่อนค่าเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ในช่วงเวลาดังกล่าว

ผลประกอบการ ทางการเงิน



ต้นทุนทางการเงิน และรายได้/ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

	6M'62	6M'63	เปลี่ยน แปลง	Q2'62	Q1'63	Q2'63	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนทางการเงิน								
ดอกเบี้ยจ่าย	1,325	1,379	4.1%	673	700	679	0.9%	(3.0%)
ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF	104	65	(37.5%)	49	40	26	(46.9%)	(35.0%)
ดอกเบี้ยจ่ายจากเจ้าหนี้ค่าก่อสร้างที่ครบกำหนดชำระเกินกว่าหนึ่งปี	27	188	596.3%	27	98	90	233.3%	(8.2%)
ขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	(446)	184	n/a	(277)	673	(489)	76.5%	n/a
ต้นทุนทางการเงินอื่น	61	41	(32.8%)	45	20	21	(53.3%)	5.0%
รวมต้นทุนทางการเงิน	1,071	1,857	73.4%	517	1,531	327	(36.8%)	(78.6%)
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้								
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	109	113	3.7%	68	72	41	(39.7%)	(43.1%)
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	2	(39)	n/a	(6)	(18)	(21)	250.0%	16.7%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้	111	74	(33.3%)	62	54	20	(67.7%)	(63.0%)

ต้นทุนทางการเงิน

- ต้นทุนทางการเงินลดลง **y-on-y** ร้อยละ 36.8 สำหรับ Q2'2563 เป็น 1,531 ล้านบาท และเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ 73.4 สำหรับ 6M'2563 เป็น 1,857 ล้านบาทโดยมีสาเหตุหลักมาจาก
 - ดอกเบี้ยจ่ายจากเงินกู้ยืม เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 0.9 สำหรับ Q2'2563 เป็น 679 ล้านบาท และร้อยละ 4.1 สำหรับ 6M'2563 เป็น 1,379 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกดอกเบี้ยจ่ายของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ Nam Che 1 หลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในเดือน มิ.ย. 2562 และการเข้าซื้อโครงการ BPAM และ ATP ในเดือน มี.ค. 2562 และ มี.ค. 2563 ตามลำดับ;
 - ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF ลดลง y-on-y ร้อยละ 46.9 สำหรับ Q2'2563 เป็น 26 ล้านบาท และร้อยละ 37.5 สำหรับ 6M'2563 เป็น 65 ล้านบาท ตามกำหนดการเงินนำส่งจาก ABP1 และ ABP2 โดยการนำส่งเงินจาก ABP1 ให้แก่ ABPIF ได้สิ้นสุดลงตามสัญญา ตั้งแต่วันที่ 17 ก.ย. 2562;
 - ดอกเบี้ยจ่ายจากเจ้าหนี้ค่าก่อสร้างที่ครบกำหนดชำระเกินกว่าหนึ่งปี เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 233.3 สำหรับ Q2'2563 เป็น 90 ล้านบาท และร้อยละ 596.3 สำหรับ 6M'2563 เป็น 188 ล้านบาท ซึ่งเป็นรายการที่ไม่ใช่เงินสดจากการคิดลดมูลค่าเจ้าหนี้ค่าก่อสร้างของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในประเทศเวียดนาม ตามมาตรฐานบัญชี;

- ผลกำไร หรือ ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม คือรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด เกิดจากเงินกู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐ และการแปลงค่าหรืออ่อนค่าของสกุลเงินบาท เทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ในช่วงเวลาดังกล่าว ตามลำดับ โดยบริษัทบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 489 ล้านบาท สำหรับ Q2'2563 จากการที่สกุลเงินบาทแข็งค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ในช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่บันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 184 ล้านบาท สำหรับ 6M'2563 จากการที่สกุลเงินบาทอ่อนค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ในช่วงเวลา 6 เดือนที่ผ่านมา

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

- ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง **y-on-y** ร้อยละ 67.7 สำหรับ Q2'2563 เป็น 20 ล้านบาท และร้อยละ 33.3 สำหรับ 6M'2563 เป็น 74 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกรายได้ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีและการลดลงของกำไรก่อนภาษีเงินได้ สำหรับ Q2'2563

ผลประกอบการ ทางการเงิน



กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

	6M'62	6M'63	เปลี่ยน แปลง	Q2'62	Q1'63	Q2'63	เปลี่ยน แปลง	เปลี่ยน แปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
กำไรสุทธิ - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,158	1,098	(5.2%)	626	81	1,017	62.5%	1,155.6%
กำไรสุทธิ	1,874	1,841	(1.8%)	1,038	159	1,682	62.0%	957.9%
ลบ/บวก กำไร/(ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	425	(201)	n/a	245	(886)	685	179.6%	n/a
บวก รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ	151	219	45.0%	119	113	105	(11.8%)	(7.1%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	1,600	2,260	41.3%	913	1,158	1,102	20.7%	(4.8%)
ลบ ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	582	904	55.3%	338	476	428	26.6%	(10.1%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,018	1,356	33.2%	575	682	674	17.2%	(1.2%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	0.39	0.52	33.2%	0.22	0.26	0.26	17.2%	(1.2%)
จำนวนหุ้นที่ใช้ในการคำนวณ (ล้านหุ้น)	2,607	2,607		2,607	2,607	2,607		

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ สำหรับ Q2'2563 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 20.7 / ร้อยละ 17.2 เป็น 1,102 ล้านบาท / 674 ล้านบาท เนื่องจาก 1) การขยายธุรกิจจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าและการเข้าซื้อกิจการ ดังกล่าวข้างต้น, 2) การเพิ่มขึ้นของลูกค้าอุตสาหกรรมรายใหม่, 3) การปรับปรุงประสิทธิภาพโครงการโรงไฟฟ้า ABP5 และ BPWHA1 หลังจากการ upgrade เครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ และ 4) การลดลง y-on-y ร้อยละ 4.6 ของราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วย

โดยมีการปรับปรุงรายการกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน สำหรับ Q2'2563 จากรายการดังนี้

- รายการที่ไม่ใช่เงินสดจากการบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จำนวน 685 ล้านบาท จากหนี้และเจ้าหนี้ค้างจ่ายที่เป็นสกุลดอลลาร์สหรัฐ ขณะที่สกุลเงินท้องถิ่น (บาทไทยและดองเวียดนาม) แข็งค่า เมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลาดังกล่าว; และ
- รายจ่ายอื่นที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน จำนวน 105 ล้านบาท โดยมีสาเหตุมาจาก 1) รายการที่ไม่ใช่เงินสดจำนวน 90 ล้านบาท จากการคิดลดเจ้าหนี้ค่าก่อสร้างตามมาตรฐานบัญชี และ 2) ค่าใช้จ่ายสำหรับพนักงานของบริษัทเพื่อให้ทำงานอยู่ร่วมกับองค์กรที่จัดสรรให้ในช่วง IPO จำนวน 15 ล้านบาท

- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ สำหรับ 6M'2563 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 41.3 / ร้อยละ 33.2 เป็น 2,260 ล้านบาท / 1,356 ล้านบาท

โดยมีการปรับปรุงรายการกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน สำหรับ 6M'2563 จากรายการดังนี้

- รายการที่ไม่ใช่เงินสดจากการบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จำนวน 201 ล้านบาท จากหนี้และเจ้าหนี้ค้างจ่ายที่เป็นสกุลดอลลาร์สหรัฐ ขณะที่สกุลเงินท้องถิ่น (บาทไทยและดองเวียดนาม) อ่อนค่า เมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลาดังกล่าว; และ
- รายจ่ายอื่นที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน จำนวน 219 ล้านบาท โดยมีสาเหตุมาจาก 1) รายการที่ไม่ใช่เงินสดจำนวน 188 ล้านบาท จากการคิดลดเจ้าหนี้ค่าก่อสร้างตามมาตรฐานบัญชี และ 2) ค่าใช้จ่ายสำหรับพนักงานของบริษัทเพื่อให้ทำงานอยู่ร่วมกับองค์กรที่จัดสรรให้ในช่วง IPO จำนวน 31 ล้านบาท

กำไรสุทธิ

- กำไรสุทธิ-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 62.5 สำหรับ Q2'2563 เป็น 1,017 ล้านบาท จากสาเหตุดังกล่าวข้างต้น ขณะที่ลดลง y-on-y ร้อยละ 5.2 สำหรับ 6M'2563 เป็น 1,098 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายที่ไม่เป็นต้นทุนและไม่กระทบกระแสเงินสด ได้แก่: 1) ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จำนวน 201 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากหนี้สินสุทธิและเจ้าหนี้ค้างจ่ายที่เป็นสกุลดอลลาร์สหรัฐ และ 2) การคิดลดมูลค่าเจ้าหนี้ค่าก่อสร้าง ตามมาตรฐานบัญชี จำนวน 188 ล้านบาท

สถานะ ทางการเงิน



งบแสดงสถานะการเงิน

	31 ธ.ค. 62	30 มิ.ย. 63	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	
เงินสด, รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนชั่วคราว	23,271	20,451	(12.1%)
รวมสินทรัพย์	121,693	126,167	3.7%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	60,387	61,552	1.9%
รวมหนี้สิน	83,016	89,391	7.7%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	38,677	36,776	(4.9%)
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น - บริษัทใหญ่	28,144	26,746	(5.0%)
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	1.0	1.1	

การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเงินทุน

- สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.7 จาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2562 เป็น 126,167 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2563 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการขยายโครงการลงทุนทั้งในและต่างประเทศ
- หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9 จาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2562 เป็น 61,552 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2563 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรวมหนี้สิน หลังการเข้าซื้อโครงการ ATP ในเดือน มี.ค. 2563
- ส่วนของผู้ถือหุ้นลดลงร้อยละ 4.9 จาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2562 เป็น 36,776 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2563 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของอนุพันธ์ทางการเงินในองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น ตามมาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 9 - TFRS9
- อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น จาก 1.0 เท่า ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2562 เป็น 1.1 เท่า ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2563

โครงการโรงไฟฟ้า ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง



(ความคืบหน้าในการก่อสร้าง ณ ปัจจุบัน)



Ray Power Project	
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานแสงอาทิตย์
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	39 เมกะวัตต์
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	100.0%
SCOD	ต.ค. 2563
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	30 เมกะวัตต์ / 20 ปี
% ความคืบหน้า	35.9%



Bo Thong 1&2 Projects	
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานลม
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	16 เมกะวัตต์
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	92.2%
SCOD	Q1'2564
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	16 เมกะวัตต์ / 25 ปี
% ความคืบหน้า	29.2%

คำนิยาม & ชื่อโครงการ



คำนิยาม

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

ชื่อโครงการ

ABPIF	กองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้า อมตะ บี.กริม เพาเวอร์	Bo Thong 1&2	โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบ่อทอง วินด์ฟาร์ม 1&2
ABP1	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1 จำกัด	BPAM	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (เอไออี-เอ็มทีพี) จำกัด (ชื่อเดิม โกลว์ เอสพีพี 1)
ABP2	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จำกัด	BPLC1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 1 จำกัด
ABP3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด	BPLC2	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 2 จำกัด
ABP4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 จำกัด	BPWHA1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ดับบลิวเอชเอ) 1 จำกัด
ABP5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5 จำกัด	DT	Dau Tieng Ninh Energy Solar Plant Project (Xuan Cau)
ABPR1	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด	Nam Che1	Nam Che 1 Hydro Power Project
ABPR2	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด	Phu Yen TTP	Phu Yen TTP Solar Plant Project (Phu Yen)
ABPR3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3 จำกัด	PIC	Progress Interchem
ABPR4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4 จำกัด	Ray Power	Ray Power Supply Company Limited
ABPR5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5 จำกัด	Solar WVO & CO-OP	โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร
ATP	บริษัท อย่างทอง เพาเวอร์ จำกัด	XXHP	Xenamnoy 2 and Xekatam 1 Hydro Power Project
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		

CONTACT US:

Investor Relations

Email: IR@BGrimmPower.com

Tel: +66 (0) 2710 3528

Solaya Na Songkhla

Email: Solaya.N@BGrimmPower.com

Gunnlapat Wichutarat

Email: Gunnlapat.W@BGrimmPower.com

Thunruethai Makaraphan

Email: Thunruethai.M@BGrimmPower.com

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.