



คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 2 ปี 2562

สิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2562

ข้อมูลสรุป



เหตุการณ์สำคัญ

การเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเวียดนาม

โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DT1&2 (โครงการ Xuan Cau) กำลังการผลิตติดตั้ง 420 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใหญ่ที่สุดในภูมิภาคอาเซียน ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 3 มิ.ย. และ 13 มิ.ย. 2562 ตามลำดับ และโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Phu Yen TTP (โครงการ Phu Yen) กำลังการผลิตติดตั้ง 257 เมกะวัตต์ ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 10 มิ.ย. 2562 ทั้งสองโครงการสามารถเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ก่อนระยะเวลาที่กำหนด และมีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างอยู่ภายใต้งบประมาณ รัฐบาลได้ 183 ล้านบาทใน Q2'2562 ตามสัญญาซื้อขายไฟระยะเวลา 20 ปี กับการไฟฟ้าเวียดนาม (EVN) ด้วยอัตราซื้อไฟฟ้าที่ 9.35 เซนต์ต่อลลาร์สหรัฐต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DT1&2 และโครงการ Phu Yen TTP ไม่ได้รับผลกระทบจากปัญหาระบบสายส่งและการเชื่อมต่อ grid ในพื้นที่บริเวณตอนกลางของประเทศเวียดนาม เนื่องจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DT1&2 ตั้งอยู่ที่จังหวัด Tay Ninh ในภาคตะวันตกเฉียงใต้ (ซึ่งเป็นพื้นที่ที่ไม่มีปัญหาสายส่ง) และโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Phu Yen TTP ขายไฟฟ้าให้แก่ EVN ผ่านสายส่ง Tuy Hoa – Nha Trang 220kV ซึ่ง grid มีความพร้อมและเพียงพอที่จะรองรับการจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้น ทั้ง 2 โครงการสามารถจำหน่ายไฟฟ้าและรับรัฐบาลได้จาก EVN เป็นปกติตั้งแต่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์

ภายหลังการเปิดดำเนินการของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนดังกล่าว ทำให้สัดส่วนกำลังการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นเป็น 30% จาก 8% ในขณะที่สัดส่วนกำลังการผลิตจากโครงการในต่างประเทศเพิ่มขึ้นเป็น 25% จาก 2%

ความสำเร็จในการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ครั้งนี้ นับเป็นโครงการที่ 41 ตลอดระยะเวลาที่ผ่านมาที่บริษัทสามารถบริหารจัดการการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ตามระยะเวลาที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟ และภายใต้งบประมาณที่ได้อนุมัติ

Refinance เงินกู้โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เดือน พ.ค. 2562 โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในประเทศไทยโครงการ Solarwa และโครงการ TPS Commercial ได้ Refinance เงินกู้ยืม 2,200 ล้านบาท ไปยังสถาบันการเงินอีกแห่งหนึ่ง ระยะเวลา 14 ปี ซึ่งสามารถลดอัตราดอกเบี้ยลงได้ประมาณ 2.0% ต่อปี หรือราว 119 ล้านบาทตลอดอายุโครงการ นอกจากนี้ธุรกรรมดังกล่าวจะช่วยเพิ่มกระแสเงินสดประมาณ 84 ล้านบาท

โครงการ Solarwa และโครงการ TPS Commercial เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือน ธ.ค. 2558 กำลังการผลิตติดตั้ง 46.5 เมกะวัตต์ ด้วยอัตราซื้อไฟฟ้า FIT 5.66 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ขายไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 25 ปี กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในสปป. ลาว

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ Nam Che 1 (Run of the river) กำลังการผลิตติดตั้ง 15 เมกะวัตต์ ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 1 มิ.ย. 2562 ขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว (EDL) ตามสัญญาซื้อขายไฟระยะเวลา 25 ปี ด้วยอัตราซื้อไฟฟ้าที่ 6.5 เซนต์ต่อลลาร์สหรัฐต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยสามารถเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ตามกำหนดที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟ และมีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างอยู่ภายใต้งบประมาณที่ได้อนุมัติ

เดินหน้าเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า ABP5 ผ่านสัญญาให้บริการระยะยาวกับ Siemens

หลังจากโรงไฟฟ้า ABP3 ได้เข้าทำสัญญาให้บริการระยะยาวเพิ่มเติม (Long Term Services Agreement : LTSA) กับซีเมนส์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงานของเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ [เพื่อให้อัตราการใช้เชื้อเพลิง (heat rate) ลดลง, ลดจำนวนวันที่ใช้ในการซ่อมบำรุงหลัก (หรือเพิ่มวันดำเนินงาน) 5-10 วัน และเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าราว 7 เมกะวัตต์ต่อโครงการ] ในช่วงเดือน ธ.ค. 2561 - ม.ค. 2562 นั้น ใน Q2'2562 ได้แสดงผลการเพิ่มประสิทธิภาพได้ตามเกณฑ์ทั้งสิ้น

เพื่อเร่งขยายผลประโยชน์จากการปรับปรุงประสิทธิภาพนี้ ABP5 จะดำเนินการ upgrade เครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซตามสัญญาดังกล่าว กับซีเมนส์ในช่วง Q3'2562 นี้

ความคืบหน้าการพัฒนาโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม

บริษัทมีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 5 โครงการที่เข้าเกณฑ์การสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนโรงไฟฟ้าโรงไฟฟ้าเดิมที่ให้โครงการ SPP ที่จะหมดอายุสัญญาในระหว่างปี 2560-2568 สามารถสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 25 ปี

โครงการทั้ง 5 โครงการอยู่ระหว่างการพัฒนา โดยมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2565 ซึ่งจะมีการนำเทคโนโลยีใหม่ที่มีประสิทธิภาพมาใช้ เพื่อให้มั่นใจว่าบริษัทจะสามารถให้บริการด้วยคุณภาพที่สูงแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง

BGRIM ได้รับรางวัล Green Financing of the Year จากนิตยสาร The Asset

วันที่ 24 มิ.ย. 2562 บริษัทได้รับรางวัล Green Financing of the Year จากงาน The Asset Triple A Asia Infrastructure Award 2019 จัดโดยนิตยสาร The Asset ณ ประเทศสิงคโปร์ สำหรับความสำเร็จในการออกหุ้นกู้ “กรีนบอนด์” มูลค่า 5,000 ล้านบาท ซึ่งถือเป็นหุ้นกู้รายแรกของประเทศไทยที่รับรองโดย Climate Bonds Initiative

BGRIM ติดอันดับหุ้นยั่งยืน ESG 100 ต่อเนื่อง 2 ปีซ้อน

บริษัทได้รับมอบประกาศนียบัตร ESG 100 ต่อเนื่องเป็นปีที่ 2 ซึ่งเป็น 1 ใน 100 ของบริษัทจดทะเบียนที่มีการดำเนินงานโดดเด่นด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และธรรมาภิบาล (Environmental, Social, and Governance - ESG) ในกลุ่มทรัพยากร (Resource)

การได้รับคัดเลือกในครั้งนี้ แสดงให้เห็นว่าบริษัทมีความมุ่งมั่นและให้ความสำคัญกับเรื่องธรรมาภิบาลในการดำเนินธุรกิจ ทั้งในด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ควบคู่ไปกับการคำนึงถึงประโยชน์ของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย เพื่อให้เราก้าวเป็นบริษัทพลังงานชั้นนำระดับสากลที่มีฐานการเติบโตที่แข็งแกร่งและยั่งยืน

โครงการระหว่างก่อสร้างมีความคืบหน้าตามแผน

โครงการโรงไฟฟ้าขยะอุตสาหกรรม Interchem กำลังการผลิตติดตั้ง 4.8 เมกะวัตต์ ปัจจุบันมีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 50.7 ซึ่งอยู่ระหว่างการทดสอบและทำระบบสายดินโดยมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือน ธ.ค. 2562

ข้อมูลสรุป



ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	6M'61	6M'62	เปลี่ยน	Q2'61	Q1'62	Q2'62	เปลี่ยน	เปลี่ยน
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายและการให้บริการ	16,961	21,123	24.5%	8,805	10,257	10,866	23.4%	5.9%
EBITDA*	4,587	5,221	13.8%	2,369	2,413	2,808	18.5%	16.4%
กำไรสุทธิ	1,519	1,874	23.4%	316	835	1,038	228.5%	24.3%
กำไรสุทธิ - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	938	1,158	23.5%	215	532	626	191.2%	17.7%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน**	1,901	1,573	-17.3%	1,071	687	886	-17.3%	29.0%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,200	1,000	-16.7%	688	443	557	-19.0%	25.7%
อัตรากำไร EBITDA (%)	27.0%	24.7%		26.9%	23.5%	25.8%		
อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (%)	11.2%	7.4%		12.2%	6.7%	8.2%		
สัดส่วนกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ (%)	63.1%	63.6%		64.2%	64.5%	62.9%		

หมายเหตุ:

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

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

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- รายได้จากการขายและการให้บริการ เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน (y-on-y) ร้อยละ 23.4 สำหรับ Q2'2562 เป็น 10,866 ล้านบาท และร้อยละ 24.5 สำหรับ 6M'2562 เป็น 21,123 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) กำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น 989 เมกะวัตต์ ในระหว่าง Q2'2561 - Q2'2562 จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ 12 โครงการ (โครงการ SPP 2 โครงการ, โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย 7 โครงการ, โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำในลาว 1 โครงการ และโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในเวียดนาม 2 โครงการ), 2) การซื้อหุ้นโครงการ BGYP เพิ่มร้อยละ 51 ในเดือน ก.ค. 2561 และการเข้าซื้อโครงการ SPP1 124 เมกะวัตต์ ในเดือน มี.ค. 2562 และ 3) การเพิ่มขึ้นของราคาขายไฟฟ้าและโอนค่าต่อหน่วย

EBITDA

- EBITDA เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 13.8 สำหรับ Q2'2562 เป็น 2,808 ล้านบาท และร้อยละ 13.8 สำหรับ 6M'2562 เป็น 5,221 ล้านบาท เนื่องจากการขยายธุรกิจจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าใหม่ และการเข้าซื้อกิจการ ดังกล่าวข้างต้น
- อัตรากำไร EBITDA เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า (q-on-q) มาที่ร้อยละ 25.8 สำหรับ Q2'2562 เนื่องจาก 1) การลดลงร้อยละ 2.4 q-o-q ของราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย ขณะที่ค่า Ft คงที่ 2) ไม่มีแผนการหยุดซ่อมบำรุง และ 3) การเปิดดำเนินการของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ประเทศเวียดนาม ซึ่งให้อัตรากำไร EBITDA ที่สูง
- แม้ว่าจะปรับลดลงเล็กน้อย y-on-y จากการเพิ่มขึ้นของราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ร้อยละ 13.8 สำหรับ 6M'2562 และร้อยละ 9.4 สำหรับ Q2'2562 ในขณะที่การปรับขึ้นของค่า Ft ที่ค่อนข้างต่ำ

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ สำหรับ Q2'2562 เพิ่มขึ้น q-on-q ร้อยละ 23.4 / ร้อยละ 25.7 เป็น 835 ล้านบาท / 532 ล้านบาท เนื่องจาก 1) การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าใหม่ น้ำแฉก และโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในประเทศเวียดนาม, 2) การรับซื้อหุ้นดำเนินงานเต็มไตรมาสของโครงการ SPP1, 3) ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยลดลงร้อยละ 2.4 ขณะที่ค่า Ft คงที่ และ 4) ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (heat rate) ของ ABP3 ที่ลดลงหลังจากการ upgrade เครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ แม้ว่าจะได้รับผลกระทบชั่วคราวจากการปรับปรุงสายส่งของ กฟผ.
- อย่างไรก็ดี ลดลงร้อยละ 17.3 / ร้อยละ 19.0 y-on-y มีสาเหตุหลักมาจาก 1) ผลกระทบลบสุทธิ 111 ล้านบาทจากปัจจัยภายนอก [ประกอบไปด้วย 1.1) ผลกระทบลบจำนวน 71 ล้านบาท จากราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.4 y-on-y ขณะที่ราคาขายไฟ-ลูกค้าอุตสาหกรรม เพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 0.9 และ 1.2) ผลกระทบลบชั่วคราว 40 ล้านบาท จากการปรับปรุงสายส่ง 500 kV ของ กฟผ. ที่สถานีย่อยหนองโชค-ปลวกแดง ระหว่างวันที่ 15 พ.ค. - 30 มิ.ย. (ซึ่งจะไม่ส่งผลกระทบต่ออย่างมีนัยสำคัญต่อผลประกอบการปี 2562 เนื่องจาก กฟผ. จะรับซื้อไฟเพื่อชดเชยในช่วงครึ่งปีหลัง)] และ 2) รายการที่ไม่เกิดขึ้นประจำจำนวน 125 ล้านบาท (จากการบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง จากการ refinance เงินกู้โครงการ BIP ในเดือน พ.ค. 2561) โดยปัจจัยเหล่านี้ได้รับการชดเชยเพียงบางส่วนจาก การสร้างกำไร 105 ล้านบาท จากการเปิดดำเนินการของโรงไฟฟ้าใหม่และการลดต้นทุนทางการเงิน
- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ สำหรับ 6M'2562 ลดลงร้อยละ 17.3 / ร้อยละ 16.7 y-on-y เป็น 1,874 ล้านบาท / 1,000 ล้านบาท จากปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้น

ผลประกอบการ

ทางการเงิน



โครงสร้างรายได้

	6M'61	6M'62	เปลี่ยนแปลง	Q2'61	Q1'62	Q2'62	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายไฟฟ้า								
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฟผ.	10,729	14,029	30.8%	5,697	6,912	7,117	24.9%	3.0%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	4,922	5,139	4.4%	2,472	2,559	2,580	4.4%	0.8%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	561	590	5.2%	300	269	321	7.0%	19.3%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฝก.	35	355	914.3%	17	174	181	964.7%	4.0%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฟน.	0	65	n/a	0	32	33	n/a	3.1%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวง	51	44	-13.7%	43	6	38	-11.6%	533.3%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าเวียดนาม	0	183	n/a	0	0	183	n/a	n/a
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	16,298	20,406	25.2%	8,529	9,952	10,453	22.6%	5.0%
รายได้จากการขายไอน้ำ	265	410	54.7%	128	192	218	70.3%	13.5%
รายได้จากการขาย Demineralized Water	0	15	n/a	0	4	11	n/a	175.0%
รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ	398	292	-26.6%	148	109	184	24.3%	68.8%
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการ	16,961	21,123	24.5%	8,805	10,257	10,866	23.4%	5.9%

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ **24.9** สำหรับ **Q2'2562** เป็น 7,117 ล้านบาท และร้อยละ **30.8** สำหรับ **6M'2562** เป็น 14,029 ล้านบาท
- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ **16.1** สำหรับ **Q2'2562** เป็น 2,199 กิกะวัตต์-ชั่วโมง และร้อยละ **18.7** สำหรับ **6M'2562** เป็น 4,326 กิกะวัตต์-ชั่วโมง โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า ABPR4 และ ABPR5 ในเดือน มี.ย. และ ต.ค. 2561 ตามลำดับ และการเพิ่มขึ้นของหน่วยขายจากการซื้อ SPP1 ในเดือน มี.ค. 2562
- ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อหน่วย เพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ **7.6** สำหรับ **Q2'2562** และร้อยละ **10.2** สำหรับ **6M'2562** เป็น 3.24 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งอ้างอิงตามราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นในช่วงที่ผ่านมา

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ **4.4** สำหรับ **Q2'2562** และ **6M'2562** เป็น 2,580 ล้านบาท และเป็น 5,139 ล้านบาทตามลำดับ
- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ **3.4** สำหรับ **Q2'2562** เป็น 783 กิกะวัตต์-ชั่วโมง และร้อยละ **3.5** สำหรับ **6M'2562** เป็น 1,558 กิกะวัตต์-ชั่วโมง โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การเพิ่มขึ้นของลูกค้านิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง โดยเฉพาะจากโรงไฟฟ้าใหม่ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2561 2) การรวมลูกค้าอุตสาหกรรมของ SPP1 ในนิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด) และ 3) การเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมรายเดิมในนิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1 และสวนอุตสาหกรรมบางกะดี
- ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ **0.9** สำหรับ **Q2'2562** และ **6M'2562** เป็น 3.30 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเป็นไปตามการเปลี่ยนแปลงของค่า Ft ที่ประกาศโดย กฟผ.

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างรายได้

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ 7.0 สำหรับ Q2'2562 เป็น 321 ล้านบาท และร้อยละ 5.2 สำหรับ 6M'2562 เป็น 590 ล้านบาท
- ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ 3.3 สำหรับ Q2'2562 และ 6M'2562 เป็น 131 กิกะวัตต์-ชั่วโมง และ 247 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ตามลำดับ โดยมีสาเหตุหลักมาจากการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของลูกค้ารายเดิม
- ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ 3.8 สำหรับ Q2'2562 เป็น 2.45 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และร้อยละ 1.7 สำหรับ 6M'2562 เป็น 2.39 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ ซึ่งกลุ่มบริษัท ขายไฟฟ้าในราคาที่เป็นส่วนเพิ่มจากราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ (cost plus margin)

รายได้จากการขายไอ้ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- รายได้จากการขายไอ้ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ 70.3 สำหรับ Q2'2562 เป็น 218 ล้านบาท และร้อยละ 54.7 สำหรับ 6M'2562 เป็น 410 ล้านบาท
- ปริมาณไอ้ที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ 78.6 สำหรับ Q2'2562 เป็น 211,779 ตัน และร้อยละ 50.4 สำหรับ 6M'2562 เป็น 377,030 ตัน โดยมีสาเหตุมาจากการรวมลูกค้าไอ้อุตสาหกรรมของ SPP1 ในนิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอตะวันออก (มาบตาพุด) และมีความต้องการใช้ไอ้ที่เพิ่มขึ้นของลูกค้าอุตสาหกรรมรายเดิม
- ราคาขายไอ้ต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยสำหรับ Q2'2562 มีอัตราลดลงร้อยละ 4.5 **y-on-y** เป็น 1,029.11 บาทต่อตัน จากการรวมรายได้จากการขายไอ้ของ SPP1 (ซึ่งมีราคาขายต่อหน่วยน้อยกว่าโครงการอื่น) ตั้งแต่เดือน มี.ค.2562 เป็นต้นมา ขณะที่ 6M'2562 เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.1 **y-on-y** เป็น 1,087.98 บาทต่อตัน โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.8 **y-on-y** ของราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย แม้จะมีการรวมรายได้จากการขายไอ้ของ SPP1 แล้วก็ตาม

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ 964.7 สำหรับ Q2'2562 เป็น 181 ล้านบาท และร้อยละ 914.3 สำหรับ 6M'2562 เป็น 355 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การรวมงบการเงินของ BGYSP หลังจากถือหุ้นเพิ่มจากร้อยละ 49 เป็นร้อยละ 100 ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 และ 2) รายได้จากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร กำลังการผลิตติดตั้ง 10.8 เมกะวัตต์ ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือน ธ.ค. 2561

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟน.

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟน. สำหรับ Q2'2562 อยู่ที่ 33 ล้านบาท และสำหรับ 6M'2562 อยู่ที่ 65 ล้าน จากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร กำลังการผลิตติดตั้ง 20.0 เมกะวัตต์ ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปลายเดือน ธ.ค. 2561

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนามสำหรับ Q2'2562 และ 6M'2562 อยู่ที่ 183 ล้านบาท จากการเปิดดำเนินการของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเวียดนาม กำลังการผลิตติดตั้ง 677 เมกะวัตต์ ได้แก่โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Dau Tieng 1 และ Dau Tieng 2 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ เมื่อวันที่ 3 มิ.ย. และ 13 มิ.ย. 2562 ตามลำดับ และโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Phu Yen TTP ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ เมื่อวันที่ 10 มิ.ย. 2562

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาวลดลง **y-on-y** ร้อยละ 11.6 สำหรับ Q2'2562 เป็น 38 ล้านบาท และร้อยละ 13.7 สำหรับ 6M'2562 เป็น 44 ล้านบาท เนื่องจากการลดลงของปริมาณน้ำ

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ สำหรับ Q2'2562 เพิ่มขึ้นร้อยละ 24.3 **y-on-y** เป็น 184 ล้านบาท และสำหรับ 6M'2562 ลดลงร้อยละ 26.6 **y-on-y** เป็น 292 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกรายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน ซึ่งจะรับรู้ตามความคืบหน้าในการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ Nam Che1 ในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ตามหลักการลงบัญชี TFRIC 12 - Concession Agreement

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างรายได้

ตารางที่ 1: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ขาย

	6M'61	6M'62	เปลี่ยนแปลง	Q2'61	Q1'62	Q2'62	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	GWh	GWh	y-on-y	GWh	GWh	GWh	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.	3,644	4,326	18.7%	1,894	2,127	2,199	16.1%	3.4%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	796	792	-0.5%	403	395	397	-1.5%	0.4%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	175	229	30.6%	90	106	123	36.4%	15.5%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	349	338	-3.1%	173	172	166	-4.4%	-3.9%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	112	114	1.9%	54	57	57	5.3%	-0.9%
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี	74	76	2.7%	37	38	38	2.2%	-2.0%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	0	9	n/a	0	6	3	n/a	-44.8%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	1,506	1,558	3.5%	757	775	783	3.4%	1.0%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	239	247	3.3%	127	116	131	3.3%	13.6%

	6M'61	6M'62	เปลี่ยนแปลง	Q2'61	Q1'62	Q2'62	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ตัน	ตัน	y-on-y	ตัน	ตัน	ตัน	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไอน้ำที่ขาย								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	68,459	74,818	9.3%	33,742	37,477	37,341	10.7%	-0.4%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	71,145	69,320	-2.6%	32,227	33,646	35,674	10.7%	6.0%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	111,052	115,249	3.8%	52,599	56,245	59,004	12.2%	4.9%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	0	117,644	n/a	0	37,883	79,761	n/a	110.5%
ปริมาณไอน้ำที่ขาย	250,655	377,030	50.4%	118,568	165,250	211,779	78.6%	28.2%

ตารางที่ 2: ราคาขายต่อหน่วย

	หน่วย	6M'61	6M'62	เปลี่ยนแปลง	Q2'61	Q1'62	Q2'62	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
				y-on-y				y-on-y	q-on-q
ราคาไฟฟ้า - กฟผ.	บาทต่อ kWh	2.94	3.24	10.2%	3.01	3.25	3.24	7.6%	-0.3%
ราคาขายไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อ kWh	3.27	3.30	0.9%	3.27	3.30	3.30	0.9%	0.0%
ราคาขายไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	บาทต่อ kWh	2.35	2.39	1.7%	2.36	2.32	2.45	3.8%	5.6%
ราคาขายไอน้ำ - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อตัน	1,055.70	1,087.98	3.1%	1,078.14	1,163.43	1,029.11	-4.5%	-11.5%
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย	บาทต่อล้าน BTU	244.28	277.98	13.8%	250.98	281.42	274.66	9.4%	-2.4%

ผลประกอบการ

ทางการเงิน



โครงสร้างต้นทุน

	6M'61	6M'62	เปลี่ยนแปลง	Q2'61	Q1'62	Q2'62	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนขายและการให้บริการ								
ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ	10,011	13,078	30.6%	5,283	6,503	6,575	24.5%	1.1%
ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม	504	537	6.5%	269	246	291	8.2%	18.3%
ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา	903	1,252	38.6%	463	623	629	35.9%	1.0%
ต้นทุนอื่น	610	567	-7.0%	260	239	329	26.5%	37.7%
รวมต้นทุนขายและการให้บริการ (ไม่รวม ค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่าย)	12,028	15,435	28.3%	6,275	7,611	7,824	24.7%	2.8%
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A)	553	720	30.2%	285	328	392	37.5%	19.5%
ค่าเสื่อมราคา - COGS	1,424	2,020	41.9%	740	947	1,073	45.0%	13.3%
ค่าเสื่อมราคา - SG&A	85	44	-48.2%	43	21	23	-46.5%	9.5%
ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	14,090	18,219	29.3%	7,343	8,907	9,312	26.8%	4.5%

ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ 24.5 สำหรับ Q2'2562 เป็น 6,575 ล้านบาท และร้อยละ 30.6 สำหรับ 6M'2562 เป็น 13,078 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและการเพิ่มขึ้นของราคาค่าก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอ้างอิงกับกับราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของก๊าซธรรมชาติทั้งหมดของ ปตท.

ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

- ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN เพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ 8.2 สำหรับ Q2'2562 เป็น 291 ล้านบาท และร้อยละ 6.5 สำหรับ 6M'2562 เป็น 537 ล้านบาท สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของรายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ 35.9 สำหรับ Q2'2562 เป็น 629 ล้านบาท และร้อยละ 38.6 สำหรับ 6M'2562 เป็น 1,252 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า ABPR4, ABPR5 โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร, โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Dau Tieng 1 และ Dau Tieng 2, Phu Yen TTP และ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ Nam Che 1

ต้นทุนอื่นของการขายและการให้บริการ

- ต้นทุนอื่นของการขายและการให้บริการ สำหรับ Q2'2562 เพิ่มขึ้นร้อยละ 26.5 **y-on-y** เป็น 329 ล้านบาท และสำหรับ 6M'2562 ลดลงร้อยละ 7.0 **y-on-y** เป็น 567 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกต้นทุนจากการก่อสร้างตามความคืบหน้าการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ Nam Che 1

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

- ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ 37.5 สำหรับ Q2'2562 เป็น 392 ล้านบาท และร้อยละ 30.2 สำหรับ 6M'2562 เป็น 720 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ในปี 2561 ดังกล่าวข้างต้น

ผลประกอบการ ทางการเงิน



รายการที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการ

	6M'61	6M'62	เปลี่ยนแปลง	Q2'61	Q1'62	Q2'62	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้อื่น	80	117	46.3%	58	48	69	19.0%	43.8%
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วม และการร่วมค้า	104	51	-51.0%	53	30	20	-62.3%	-33.3%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตรา แลกเปลี่ยน	0	(15)	n/a	94	11	(26)	n/a	n/a

รายได้อื่น ๆ

- รายได้อื่น ๆ เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 19.0 สำหรับ Q2'2562 เป็น 69 ล้านบาท และร้อยละ 46.3 สำหรับ 6M'2562 เป็น 117 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปลี่ยนแปลงของดอกเบี้ยรับ

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วม และการร่วมค้า

- ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าลดลง y-on-y ร้อยละ 62.3 สำหรับ Q2'2562 เป็น 20 ล้านบาท และร้อยละ 51.0 สำหรับ 6M'2562 เป็น 51 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การเปลี่ยนแปลงวิธีการลงบัญชีสำหรับส่วนแบ่งรายได้ของโครงการ BGYSIP จากวิธีส่วนได้เสีย (Equity Method) มาเป็นการรวมงบการเงิน (Consolidation Method) หลังจากถือหุ้นเพิ่มจากร้อยละ 49 เป็นร้อยละ 100 ในไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 2) ส่วนแบ่งกำไรที่ลดลงจากบริษัทร่วม ABPIF และ 3) ส่วนแบ่งกำไรที่ลดลงจากบริษัทร่วม BGSENA เนื่องจากมีการบันทึกค่าใช้จ่ายในการ Refinance จำนวน 9 ล้านบาท ในเดือน พ.ค. 2562

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

- บริษัทบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 26 ล้านบาท สำหรับ Q2'2562 และ 15 ล้านบาท สำหรับ 6M'2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ไม่เกิดขึ้นจริง จากสินทรัพย์อื่นๆ

ผลประกอบการ ทางการเงิน



ต้นทุนทางการเงิน และรายได้/ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

	6M'61	6M'62	เปลี่ยนแปลง	Q2'61	Q1'62	Q2'62	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนทางการเงิน								
ดอกเบี้ยจ่าย	1,119	1,325	18.4%	587	652	673	14.7%	3.2%
ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF	135	104	-23.0%	68	56	49	-27.9%	-12.5%
ดอกเบี้ยจ่ายจากเจ้าหนี้ค่าก่อสร้างที่ครบกำหนดชำระเกินกว่าหนึ่งปี	0	27	n/a	0	0	27	n/a	n/a
ขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	247	(446)	n/a	713	(170)	(277)	n/a	62.9%
ต้นทุนทางการเงินอื่น	(27)	61	n/a	(39)	16	45	n/a	181.3%
รวมต้นทุนทางการเงิน	1,474	1,071	-27.3%	1,329	554	517	-61.1%	-6.7%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้								
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	137	109	-20.4%	50	41	68	36.0%	65.9%
รายการตัดบัญชี	(77)	2	n/a	(28)	8	(6)	-78.6%	n/a
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้	60	111	85.0%	22	49	62	181.8%	26.5%

ต้นทุนทางการเงิน

- ต้นทุนทางการเงินลดลง y-on-y ร้อยละ 61.1 สำหรับ Q2'2562 เป็น 517 ล้านบาท และร้อยละ 27.3 สำหรับ 6M'2562 เป็น 1,071 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจาก
 - ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF: ลดลง y-on-y ร้อยละ 27.9 สำหรับ Q2'2562 เป็น 49 ล้านบาท และร้อยละ 23.0 สำหรับ 6M'2562 เป็น 104 ล้านบาท ตามกำหนดการเงินนำส่งจาก ABP1 และ ABP2;
 - ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม สำหรับ Q2'2562: สาเหตุหลักมาจากเงินกู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐ; บริษัทบันทึกผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 277 ล้านบาท สำหรับ Q2'2562 จากการที่สกุลเงินบาทแข็งค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ในช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 713 ล้านบาท สำหรับ Q2'2561 จากสกุลเงินบาทที่อ่อนค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลาดังกล่าว
 - ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม สำหรับ 6M'2562: สาเหตุหลักมาจากเงินกู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐ; บริษัทบันทึกผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 446 ล้านบาท จากการที่สกุลเงินบาทแข็งค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ในช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่บันทึกผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 247 ล้านบาท สำหรับ 6M'2561 จากสกุลเงินบาทที่อ่อนค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลาดังกล่าว

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

- ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 181.8 สำหรับ Q2'2562 เป็น 62 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรก่อนภาษีเงินได้ และการบันทึกรายได้ภาษีเงินได้รายการตัดบัญชีที่ลดลง และร้อยละ 85.0 สำหรับ 6M'2562 เป็น 111 ล้านบาท เนื่องมาจาก การบันทึกค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้รายการตัดบัญชีเทียบกับรายได้ภาษีเงินได้รายการตัดบัญชี ใน 6M'2561

ผลประกอบการ ทางการเงิน



กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

	6M'61	6M'62	เปลี่ยนแปลง	Q2'61	Q1'62	Q2'62	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
กำไรสำหรับงวด	1,519	1,874	23.4%	316	835	1,038	228.5%	24.3%
<u>บวก</u> (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	217	(425)	n/a	616	(180)	(245)	n/a	n/a
<u>บวก</u> รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ	166	124	-25.3%	139	31	92	-33.8%	196.8%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	1,901	1,573	-17.3%	1,071	687	886	-17.3%	29.0%
<u>ลบ</u> ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	702	573	-18.4%	383	244	329	-14.1%	34.8%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,200	1,000	-16.7%	688	443	557	-19.0%	25.7%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	0.46	0.38	-16.7%	0.26	0.17	0.21	-19.0%	25.7%
จำนวนหุ้นที่ใช้ในการคำนวณ (ล้านหุ้น)	2,607	2,607		2,607	2,607	2,607		

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ สำหรับ Q2'2562 เพิ่มขึ้น q-on-q ร้อยละ 29.0 / ร้อยละ 25.7 เป็น 886 ล้านบาท / 557 ล้านบาท มีสาเหตุหลักมาจาก 1) การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าใหม่ นำแฉ1 และโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในประเทศเวียดนาม, 2) การรับรู้ผลดำเนินงานเต็มไตรมาสของโครงการ SPP1, 3) ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยลดลงร้อยละ 2.4 ขณะที่ค่า Ft คงที่ และ 4) ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (heat rate) ของ ABP3 ที่ลดลงหลังจากการ upgrade เครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ แม้ว่าจะได้รับผลกระทบชั่วคราวจากการปรับปรุงสายส่งของ กพผ.
- อย่างไรก็ดี ลดลงร้อยละ 17.3 / ร้อยละ 19.0 y-on-y มีสาเหตุหลักมาจาก 1) ผลกระทบลบสุทธิจำนวน 111 ล้านบาทจากปัจจัยภายนอกประกอบไปด้วย 1.1) ผลกระทบจำนวน 71 ล้านบาท จากการเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.4 y-on-y ของราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย ขณะที่ราคาขายไฟ-ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย เพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 0.9 และ 1.2) ผลกระทบชั่วคราว 40 ล้านบาท จากการปรับปรุงสายส่ง 500 kV ของ กพผ. ที่สถานีย่อยหนองโศก-ปลวกแดง ระหว่างวันที่ 15 พ.ค. - 30 มิ.ย. (ซึ่งจะไม่ส่งผลกระทบต่ออย่างมีนัยสำคัญต่อผลประกอบการปี 2562 เนื่องจาก กพผ. จะรับซื้อไฟเพิ่มเพื่อชดเชยในช่วงครึ่งปีหลัง) และ 2) รายการที่ไม่เกิดขึ้นประจำจำนวน 125 ล้านบาท (จากการบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง จากการ refinance เงินกู้โครงการ BIP ในเดือน พ.ค. 2561) โดยปัจจัยเหล่านี้ได้รับการชดเชยเพียงบางส่วนจาก การสร้างกำไร 105 ล้านบาท จากการเปิดดำเนินการของโรงไฟฟ้าใหม่และการลดต้นทุนทางการเงิน
- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ สำหรับ 6M'2562 ลดลงร้อยละ 17.3 / ร้อยละ 16.7 y-on-y เป็น 1,573 ล้านบาท / 1,000 ล้านบาท จากปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้น

โดยมีการปรับปรุงรายการกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน สำหรับ Q2'2562 จากรายการดังนี้

- กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จำนวน 245 ล้านบาท จากหนี้สินสุทธิที่เป็นสกุลดอลลาร์สหรัฐ ขณะที่สกุลเงินบาทแข็งค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลาดังกล่าว;
- รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ จำนวน 92 ล้านบาท โดยมีสาเหตุมาจาก ค่าใช้จ่ายที่ไม่เกิดขึ้นประจำจากการตั้งสำรองเพิ่มเติมของค่าชดเชยสำหรับพนักงานที่เกษียณอายุ และมีอายุงานมากกว่าหรือเท่ากับ 20 ปี ตามพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน จำนวน 51 ล้านบาท, ค่าใช้จ่ายสำหรับพนักงานของบริษัทเพื่อให้ทำงานอยู่ร่วมกับองค์กรที่จัดสรรให้ในช่วง IPO จำนวน 15 ล้านบาท, ค่าใช้จ่ายในการ Refinance ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 9 ล้านบาท และการตัดจำหน่ายวัสดุสำรองคลัง จำนวน 17 ล้านบาท

โดยมีการปรับปรุงรายการกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน สำหรับ 6M'2562 จากรายการดังนี้

- กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จำนวน 425 ล้านบาท จากหนี้สินสุทธิที่เป็นสกุลดอลลาร์สหรัฐ ขณะที่สกุลเงินบาทแข็งค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐช่วงเวลาดังกล่าว;
- รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ จำนวน 124 ล้านบาท โดยมีสาเหตุมาจากค่าใช้จ่ายที่ไม่เกิดขึ้นประจำจากการตั้งสำรองเพิ่มเติมของค่าชดเชย สำหรับพนักงานที่เกษียณอายุ ตามที่ระบุข้างต้น จำนวน 51 ล้านบาท, ค่าใช้จ่ายสำหรับพนักงานของบริษัทเพื่อให้ทำงานอยู่ร่วมกับองค์กรที่จัดสรรให้ในช่วง IPO จำนวน 29 ล้านบาท, ค่าใช้จ่ายในการ Refinance ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จำนวน 9 ล้านบาท และการตัดจำหน่ายวัสดุสำรองคลัง จำนวน 35 ล้านบาท

สถานะ ทางการเงิน



งบแสดงสถานะการเงิน

	31 ธ.ค. 61	30 มิ.ย. 62	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	
เงินสด, รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนชั่วคราว	14,644	14,788	1.0%
รวมสินทรัพย์	100,636	113,801	13.1%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	58,173	60,053	3.2%
รวมหนี้สิน	72,897	85,218	16.9%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	27,739	28,583	3.0%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น - บริษัทใหญ่	19,253	19,607	1.8%
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	1.5	1.6	

การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเงินทุน

- สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ **13.1** จาก ณ 31 ธ.ค. 2561 เป็น 113,801 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการขยายโครงการลงทุนทั้งในและต่างประเทศ
- หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นร้อยละ **3.2** จาก ณ 31 ธ.ค. 2561 เป็น 60,053 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการกู้ยืมเงินระยะสั้น สำหรับซื้อโครงการ
- ส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นร้อยละ **3.0** จาก ณ 31 ธ.ค. 2561 เป็น 28,583 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสะสมจากผลประกอบการในช่วงที่ผ่านมา
- อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น จาก 1.5 เท่า ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2561 เป็น 1.6 เท่า ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2562

โครงการโรงไฟฟ้า ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง



(ความคืบหน้าในการก่อสร้าง ณ ปัจจุบัน)



Interchem	
ประเภทเชื้อเพลิง	ขยะอุตสาหกรรม
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	4.8 MW
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	48.0%
SCOD	31 ธ.ค. 2562
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	4.0 MW / 20 ปี
% ความคืบหน้า	50.7%

คำนิยาม & ชื่อโครงการ



คำนิยาม

ADB	ธนาคารพัฒนาเอเชีย (Asian Development Bank)	mmBtu	ล้านบีทียู (หน่วยที่ใช้อ้างอิงการใช้ก๊าซธรรมชาติ)
COD	วันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date)	NNP	กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน
EBITDA	กำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา	O&M	การปฏิบัติการและบำรุงรักษา
EDL	การไฟฟ้าลาว	Q-o-Q	เปรียบเทียบกับไตรมาสที่ผ่านมา
EPC	การดำเนินงานงานด้านวิศวกรรม จัดหาอุปกรณ์และก่อสร้าง	SG&A	ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร
EVN	การไฟฟ้าแห่งประเทศไทย	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	BGYSP	บริษัท บี.กริม ยันฮี โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด
ABP1	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1 จำกัด	BIP1	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 1 จำกัด
ABP2	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จำกัด	BIP2	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 2 จำกัด
ABP3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด	BPLC1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 1 จำกัด
ABP4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 จำกัด	BPLC2	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 2 จำกัด
ABP5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5 จำกัด	BPWHA1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ตบปบลิวเอชเอ) 1 จำกัด
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	XXHP	Xenamnoy 2 and Xekatam 1 Hydro Power Project
ABPR3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3 จำกัด	Interchem	Progress Interchem
ABPR4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4 จำกัด	Solar WVO & CO-OP	โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร
ABPR5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5 จำกัด	DT	Dau Tieng Ninh Energy Solar Plant Project (Xuan Cau)
BGPSK	บริษัท บี.กริม โซลาร์ เพาเวอร์ (สระแก้ว) 1 จำกัด	Phu Yen TTP	Phu Yen TTP Solar Plant Project (Phu Yen)
BGSENA	บริษัท บี.กริม เสนา โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด	SPP1	Glow SPP 1 Limited

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.