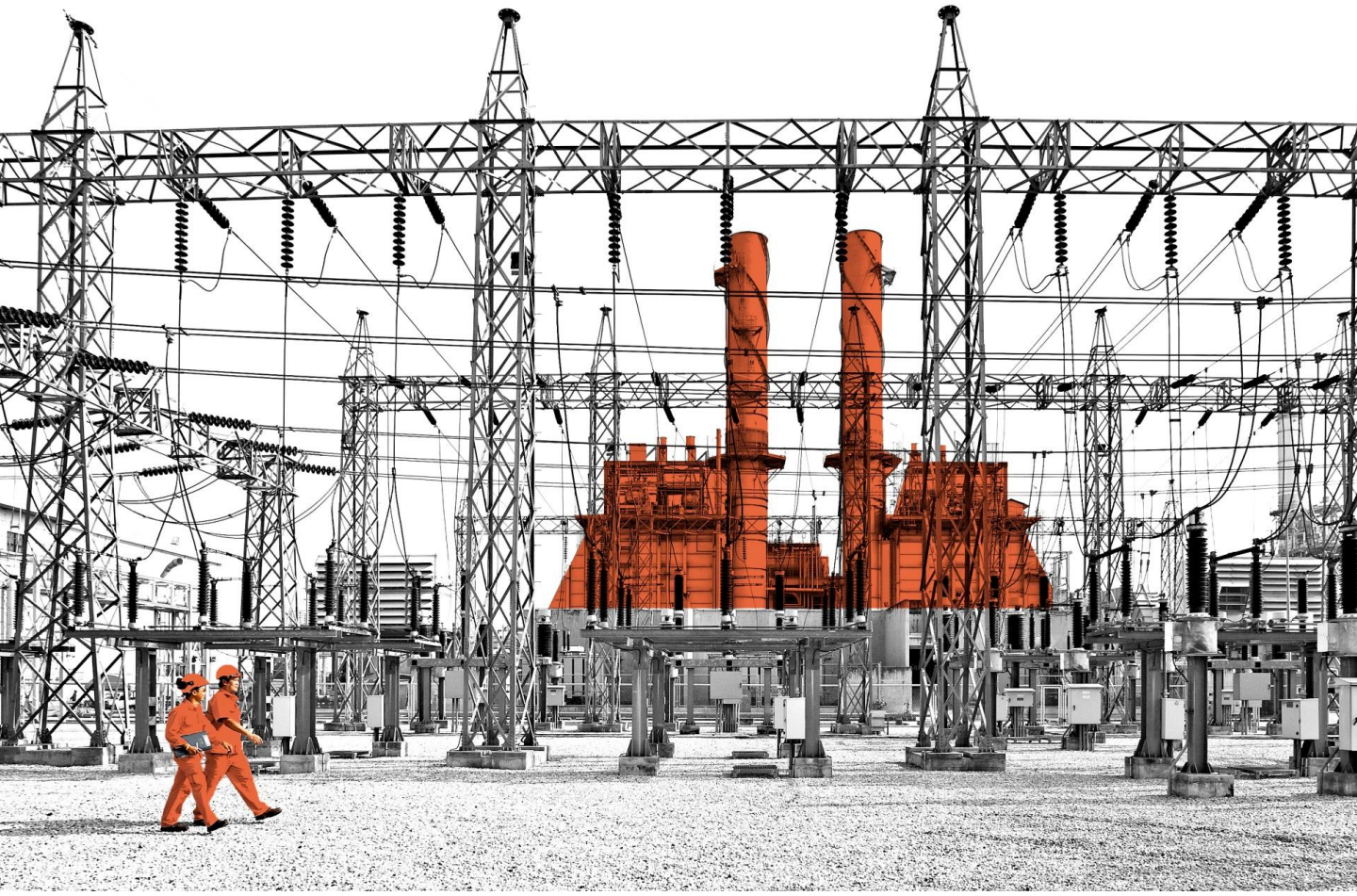
B.GRIMM
SINCE 1878

B.GRIMM POWER
EMPOWERING THE WORLD COMPASSIONATELY



คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 1 ปี 2565
สิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2565

ข้อมูลสรุป

เหตุการณ์สำคัญ

คงเป้าหมายสัญญาซื้อขายไฟฟ้าใหม่ 1 กิกะวัตต์: บี.กริม เพาเวอร์ คงเป้าหมายในการได้มาซึ่งสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ใหม่ รวมเป็นกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดไม่น้อยกว่า 1 กิกะวัตต์ ในปีนี้ จากทั้งโครงการ greenfield และการเข้าซื้อกิจการ ขณะที่กำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการดำเนินงานนั้นมีเป้าหมายเติบโตร้อยละ 10-15 จาก 3,254 เมกะวัตต์ ณ สิ้นปี 2564

ลูกค้า IU ใหม่ 23 เมกะวัตต์ใน Q1 จากเป้าทั้งปี 55 เมกะวัตต์ : ธุรกิจกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม (IU) เติบโตจากลูกค้าใหม่ที่เชื่อมต่อระบบรวม 23 เมกะวัตต์ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าใน Q1'2565 จากเป้าหมายทั้งปีที่ 55 เมกะวัตต์ ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศโต y-on-y ร้อยละ 7.0 สู่ระดับสูงสุดที่ 871 กิกะวัตต์-ชั่วโมง

ราคาก๊าซธรรมชาติที่สูงขึ้น: ราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้าประเภท SPP ปรับสูงขึ้นเท่าตัว y-on-y เป็น 442 บาทต่อล้าน BTU ใน Q1'2565 ประมาณการทั้งปีของเรา ณ ปัจจุบัน อยู่ที่ 400-450 บาทต่อล้าน BTU โดยภายหลังจากการลงนามสัญญาการใช้ความสามารถการให้บริการสถานี (Terminal Use Agreement) กับ ปตท. ใน Q1'2565 เราจะเริ่ม**นำเข้า LNG ในต้นปี 2566** เพื่อใช้กับกลุ่มลูกค้า IU เป็นหลัก ทั้งสำหรับโครงการโรงไฟฟ้า SPP ใหม่เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม และโรงไฟฟ้า SPP โรงอื่น ซึ่งอ้างอิงตามสัญญาระยะยาว

ลดปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยลงร้อยละ 15 สำหรับโรงไฟฟ้า SPP 5 โครงการในช่วงปลายปี 2565: โครงการโรงไฟฟ้า SPP ใหม่ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างเพื่อแทนที่ 5 โครงการเดิม ด้วยเทคโนโลยีใหม่ มีประสิทธิภาพสูงขึ้น และช่วยลดปริมาณการใช้ก๊าซต่อหน่วยลงประมาณร้อยละ 15

SG&A ลดลงร้อยละ 7.5 ตามแผนลดค่าใช้จ่ายไม่ต่ำกว่า 100 ล้านบาท ในปี 2565:ใน Q1'2565 เราประสบความสำเร็จในการลดค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A) ร้อยละ 7.5 จากช่วงเดียวกันของปีก่อนตามแผนการลดค่าใช้จ่ายไม่ต่ำกว่า 100 ล้านบาทในปีนี้

ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยเพิ่มขึ้น: ค่า Ft (ซึ่งสะท้อนราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU) เพิ่มขึ้น 0.1671 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็น 0.0139 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในเดือน ม.ค.-เม.ย. 2565 และ 0.2338 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็น 0.2477 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในเดือน พ.ค.- ก.ย. 2565 สำหรับการปรับเพิ่มขึ้นในรอบถัดไปช่วงเดือน ก.ย.-ธ.ค. 2565 คาดว่า จะพิจารณาปรับเพิ่มตามราคาพลังงานของโลก

เงินสดในมือ 26 พันล้านบาท: สถานะทางการเงินของ บี.กริม เพาเวอร์ ยังคงแข็งแกร่งด้วยเงินสดในมือกว่า 26 พันล้านบาท ณ สิ้น Q1'2565 ด้วยอัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นตามงบการเงินรวมที่ 1.6 เท่า (เทียบกับที่ธนาคารกำหนดไว้ที่ 3.0 เท่า)

ความร่วมมือกับพันธมิตร

ในเดือน ม.ค. 2565 บี.กริม เพาเวอร์ ประกาศตั้งบริษัทร่วมทุน กับ SCG Cleanergy และ AMATA เพื่อร่วมดำเนินธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า จากพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคา ภายในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี และนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดใน ภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทย

ในเดือน ก.พ. 2565 เราร่วมมือกับสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง (สจล.) เพื่อพัฒนาหลักสูตร และจัดการองค์ความรู้ด้านการพัฒนาพลังงานสะอาด และความมั่นคงด้านพลังงานอย่างยั่งยืน ควบคู่กับการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีและนวัตกรรมในกระบวนการผลิต (Digital Transformation)

ในเดือน มี.ค. 2565 บี.กริม และกลุ่มทรู ประกาศความร่วมมือในการพัฒนานวัตกรรมดิจิทัลเพื่อธุรกิจพลังงาน และทรัพยากรทางธุรกิจ โดยครอบคลุม 1) การพัฒนาระบบโครงสร้างพื้นฐานดิจิทัลด้วยพลังงานอัจฉริยะ 2) การพัฒนาโครงการนวัตกรรมเทคโนโลยี 5G 3) การพัฒนาระบบนิเวศเศรษฐกิจใหม่และการส่งเสริมสตาร์ทอัพในประเทศไทย และ 4) การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

มติที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2565

เมื่อวันที่ 27 เม.ย. บี.กริม เพาเวอร์ ได้รับการอนุมัติจากผู้ถือหุ้นในการขยายวงเงินหุ้นกู้เป็นไม่เกิน 100,000 ล้านบาท ในระยะเวลาไม่เกิน 5 ปี (2565-2569) เพื่อรองรับการขยายธุรกิจ การออกหุ้นกู้นี้เป็นหนึ่งในเครื่องมือการเงินจากหลายเครื่องมือ เช่น การแปลงสภาพสินทรัพย์, การนำบริษัทย่อยเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ, กองทุนโครงสร้างพื้นฐาน, การออกตราสารที่มีลักษณะคล้ายทุน ฯลฯ

โครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

การก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า SPP 5 โครงการ (ABP1, ABP2, BPLC1 และ BGPM1&2) เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม กำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งหมด 700 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าร้อยละ 70-97 มีกำหนดการ COD ใน 2H'2565

การก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า SPP ใหม่ 2 โครงการ (BGPAT2&3) กำลังผลิตไฟฟ้ารวม 280 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าร้อยละ 23-33 มีกำหนดการ COD ในปี 2566

การก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าแบบผสมผสาน อู่ตะเภา เฟสแรก มีความคืบหน้าร้อยละ 65 เป็นไปตามกำหนดการ COD ในปี 2565

ข้อมูลสรุป

B.GRIMM SINCE 1878

ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายและการให้บริการ	10,453	12,986	14,758	41.2%	13.6%
EBITDA*	3,294	2,495	2,172	(34.1%)	(12.9%)
กำไรสุทธิ	848	493	91	(89.3%)	(81.5%)
กำไรสุทธิ - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**611**	**195**	**23**	**(96.2%)**	**(88.2%)**
(กำไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	168	(36)	(8)	n/a	n/a
รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ	0	0	0	n/a	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน**	1,016	456	83	(91.8%)	(81.8%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน–ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**646**	**212**	**34**	**(94.7%)**	**(84.0%)**
อัตรากำไร EBITDA (%)	31.5%	19.2%	14.7%		
อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (%)	9.7%	3.5%	0.6%		
สัดส่วนกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ (%)	63.6%	46.5%	41.0%		

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

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

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- **รายได้รวมเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 41.2 เป็น 14,758 ล้านบาท โดยมีปริมาณไฟฟ้าที่ขายอยู่ที่ 3,490 กิกะวัตต์-ชั่วโมง** จาก 1) ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 65.8 (จากกลไกการส่งผ่านค่าเชื้อเพลิงตามราคาก๊าซธรรมชาติ) และให้แก่ลูกค้า IU เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.1 (จากการเพิ่มขึ้นของค่า Ft) 2) การเติบโตร้อยละ 7.0 ของปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศ จากทั้งลูกค้ารายเดิมและลูกค้ารายใหม่จำนวน 23 เมกะวัตต์ และ 3) การเติบโตจากโครงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และโครงการพลังงานลมในประเทศไทย และโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำใน สปป. ลาว

- **สำหรับธุรกิจพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเวียดนาม** รายได้รวมฟื้นตัวอย่างแข็งแกร่ง q-on-q ด้วยการเติบโตของรายได้ร้อยละ 40.2 และปริมาณไฟฟ้าร้อยละ 47.7 เนื่องจากความเข้มแสงที่สูงขึ้น และปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าฟื้นตัว สำหรับ y-on-y รายได้ไม่สามารถเปรียบเทียบกับปีที่ผ่านมาได้ เนื่องจากมีการแบ่งแยกกิจการของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DT1&2 ในเดือน ก.ค. 2564 (จากการถือหุ้นร้อยละ 55 ใน 420 เมกะวัตต์ เป็นร้อยละ 100 ใน 240 เมกะวัตต์)

EBITDA และ EBITDA margin

- **EBITDA ลดลง y-on-y ร้อยละ 34.1** เป็น 2,172 ล้านบาท และ **ขณะที่ EBITDA margin ลดลง เป็นร้อยละ 14.7** โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นสูงถึงร้อยละ 100.4 เป็น 442 บาทต่อล้าน BTU ใน Q1'2565 แต่มีความล่าช้าในการปรับค่า Ft

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่อยู่ที่ 34 ล้านบาท** ลดลง y-on-y ร้อยละ 94.7 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นร้อยละ 100.4 ของราคาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งส่งผลกระทบต่อธุรกิจกลุ่มลูกค้า IU (คิดเป็นร้อยละ 20.4 ของรายได้รวม) ในทางตรงกันข้าม การเปลี่ยนแปลงของค่า Ft เพิ่มขึ้นตามลำดับเริ่มจาก 16.17 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในเดือน ม.ค., 23.38 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในเดือน พ.ค. และคาดว่าจะปรับเพิ่มขึ้นอีกครั้งในเดือน ก.ย.

- เราคาดว่ามีหลายปัจจัยสนับสนุนผลการดำเนินงานในช่วง 12 เดือนข้างหน้า จาก 1) การปรับขึ้นของค่า Ft ทุกๆ 4 เดือน 2) การนำเข้า LNG ภายใต้สัญญาระยะยาว นับตั้งแต่ต้นปี 2566 เป็นต้นไป 3) คาดการณ์ว่าการเข้าลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รวมกำลังการผลิต 88 เมกะวัตต์ ในเครือ Re-Nikola จะเสร็จสมบูรณ์ภายในปี 2565 4) การเข้าซื้อกิจการอื่นๆ ในพอร์ตการลงทุน 5) การขยายฐานลูกค้า IU อย่างต่อเนื่อง และ 6) การควบคุมค่าใช้จ่าย

กำไรสุทธิ

- **กำไรสุทธิ-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่อยู่ที่ 23 ล้านบาท** ลดลง y-on-y ร้อยละ 96.2 โดยส่วนต่างจากกำไรสุทธิจากการดำเนินงานมาจากผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง (จากสถานะสุทธิของหนี้และธุรกรรมอื่นที่เป็นสกุลดอลลาร์สหรัฐ) และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมที่เกี่ยวข้อง

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายไฟฟ้า					
กฟผ.	6,254	8,837	9,982	59.6%	13.0%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	2,630	2,704	3,014	14.6%	11.5%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	310	372	354	14.2%	(4.8%)
กฟภ./ กฟน./ Rooftop	217	252	269	24.0%	6.7%
การไฟฟ้าลาว	29	113	45	55.2%	(60.2%)
การไฟฟ้าเวียดนาม	639	368	516	(19.2%)	40.2%
การไฟฟ้ากัมพูชา	37	38	41	10.8%	7.9%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	**10,116**	**12,683**	**14,220**	**40.6%**	**12.1%**
รายได้จากการขายไอน้ำ	200	202	255	27.5%	26.2%
รายได้จากการขาย Demineralised Water	12	10	12	0.0%	20.0%
รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ*	125	91	271	116.8%	197.8%
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการ	**10,453**	**12,986**	**14,758**	**41.2%**	**13.6%**

** รวมรายได้จากการให้บริการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนทุ่นลอยน้ำ ให้แก่ กฟผ. และรายได้จากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ในประเทศฟิลิปปินส์ และรายได้จากการให้บริการอื่นๆ*

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ใน Q1'2565 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 59.6** เป็น 9,982 ล้านบาท
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. ลดลง y-on-y ร้อยละ 3.9 สำหรับQ1'2565** เป็น 2,212 กิกะวัตต์-ชั่วโมง จากการซ่อมบำรุงตามแผนข องโครงการ ABP3 และการบริหารจัดการโหลด (Load Management) ของโครงการ BGPM1&2 เพื่อสร้างกำไรสูงสุดในช่วงสัญญาต่ออายุโรงไฟฟ้า
  - **ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อหน่วยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 65.8 สำหรับ Q1'2565** เป็น 4.51 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จาก 2.72 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จากช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 100.4

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทย สำหรับ Q1'2565 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.6** เป็น 3,014 ล้านบาท
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศ เติบโต y-on-y ร้อยละ 7.0 สำหรับ Q1'2565** เป็น 871 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ด้วยการเติบโตของปริมาณใช้ไฟฟ้าจากกลุ่มอิเล็กทรอนิกส์, กลุ่มชิ้นส่วนยานยนต์, กลุ่มเครื่องใช้ไฟฟ้าในบ้าน และกลุ่มยางรถยนต์ จากทั้งความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของลูกค้ารายเดิม และการเชื่อมเข้าระบบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของลูกค้ารายใหม่จำนวน 23 เมกะวัตต์ ใน Q1'2565

    นอกจากนี้ เรายังคงขยายฐานลูกค้าอย่างต่อเนื่อง โดยคาดว่าจะมีลูกค้ารายใหม่เชื่อมเข้าระบบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอย่างน้อย 55 เมกะวัตต์ ในปี 2565
- **ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 7.1 ใน Q1'2565** มาอยู่ที่ 3.46 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จาก 3.23 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดียวกันของปีก่อน ซึ่งเป็นไปตามการเปลี่ยนแปลงของค่า Ft เป็น 1.39 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดือน ม.ค.- เม.ย. 2565 จาก -15.23 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดียวกันของปีก่อน

  ทั้งนี้ กกพ. ได้มีการประกาศปรับเพิ่มค่า Ft เป็น 24.77 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดือน พ.ค. - ส.ค. 2565

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.2 สำหรับ Q1'2565** เป็น 354 ล้านบาท
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 3.3 สำหรับ Q1'2565** เป็น 136 กิกะวัตต์-ชั่วโมง โดยมีสาเหตุหลักมาจาก จากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของลูกค้ารายเดิม อย่างไรก็ตาม ปริมาณขายไฟฟ้าลดลงเล็กน้อย q-on-q ร้อยละ 3.8 จากวันหยุดเทศกาลเต็ด ในเดือน ม.ค.
  - **ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้า IU ในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 10.6 สำหรับ Q1'2565** เป็น 2.60 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ตามวิธีราคาต้นทุนบวกกำไรส่วนเพิ่ม เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยน

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ./ กฟน./ Rooftop

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. / กฟน. / Rooftop เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 24.0 สำหรับ Q1'2565** เป็น 269 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากความเข้มแสงที่สูงในประเทศไทย และการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม BTW ในเดือน ส.ค. 2564

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาวเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 55.2 สำหรับ Q1'2565** เป็น 45 ล้านบาท เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณน้ำ อย่างไรก็ตาม ลดลง q-on-q ร้อยละ 60.2 ตามฤดูกาล

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม

- **การรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าได้รับผลกระทบจากการแบ่งแยกกิจการ** ในเดือน ก.ค. 2564 จากเดิมถือหุ้นร้อยละ 55 ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DT1&2 420 เมกะวัตต์ เป็นปัจจุบันถือหุ้นร้อยละ 100 ในโครงการ DT2 240 เมกะวัตต์ ขณะที่กำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้นเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจาก 231 เมกะวัตต์ เป็น 240 เมกะวัตต์ ดังนั้น รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม**ลดลง y-on-y ร้อยละ 19.2** สำหรับ Q1'2565 เป็น 516 ล้านบาท แต่**เพิ่มขึ้น q-on-q ร้อยละ 40.2** จากความเข้มแสงที่สูงขึ้นและปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าฟื้นตัว

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้ากัมพูชา

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้ากัมพูชาเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 10.8** เป็น 41 ล้านบาท จากอัตราแลกเปลี่ยน ซึ่งสกุลเงินบาทอ่อนค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ

รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 27.5 สำหรับ Q1'2565** เป็น 255 ล้านบาท จากราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยที่เพิ่มขึ้น
  - **ปริมาณไอน้ำที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยลดลง y-on-y ร้อยละ 3.8 สำหรับ Q1'2565** เป็น 238,166 ตัน โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบริหารจัดการโหลด (Load Management) ของโครงการโรงไฟฟ้า BGPM1&2 ในช่วงสัญญาต่ออายุโรงไฟฟ้า
  - **ราคาขายไอน้ำต่อหน่วยแก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 32.4 สำหรับ Q1'2565** เป็น 1,070 บาทต่อตัน สอดคล้องกับราคาก๊าซธรรมชาติที่สูงขึ้น ซึ่งสะท้อนไปยังราคาไอน้ำ

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

ตารางที่ 1: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ขาย

	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	GWh	GWh	GWh	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.	**2,300**	**2,439**	**2,212**	**(3.9%)**	**(9.3%)**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย					
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	387	380	393	1.5%	3.4%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	152	176	196	29.0%	11.3%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	168	179	184	9.6%	2.5%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	60	38	45	(25.8%)	16.3%
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี	44	48	50	13.2%	5.2%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	4	4	4	4.9%	2.3%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	**814**	**825**	**871**	**7.0%**	**5.6%**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	**132**	**142**	**136**	**3.3%**	**(3.8%)**

	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ตัน	ตัน	ตัน	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไอน้ำที่ขาย					
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	38,155	39,978	38,953	2.1%	(2.6%)
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	30,972	30,034	29,308	(5.4%)	(2.4%)
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	65,916	58,361	66,973	1.6%	14.8%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	112,552	88,904	102,933	(8.5%)	15.8%
ปริมาณไอน้ำที่ขาย	**247,595**	**217,277**	**238,166**	**(3.8%)**	**9.6%**

ตารางที่ 2: ราคาขายต่อหน่วย

	หน่วย	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
					y-on-y	q-on-q
ไฟฟ้า - กฟผ.	บาทต่อ kWh	2.72	3.62	4.51	65.8%	24.6%
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อ kWh	3.23	3.28	3.46	7.1%	5.5%
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	บาทต่อ kWh	2.35	2.63	2.60	10.6%	(1.1%)
ไอน้ำ - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อตัน	808.04	929.02	1,069.90	32.4%	15.2%
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย	บาทต่อล้าน BTU	220.64	335.09	442.17	100.4%	32.0%

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างต้นทุน

	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนขายและการให้บริการ					
ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ	5,538	8,761	10,917	97.1%	24.6%
ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม	286	334	327	14.3%	(2.1%)
ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา	757	793	783	3.4%	(1.3%)
ค่าเสื่อมราคา - COGS	1,263	1,209	1,169	(7.4%)	(3.3%)
ต้นทุนอื่น*	283	241	263	(7.1%)	9.1%
รวมต้นทุนขายและการให้บริการ	**8,127**	**11,338**	**13,459**	**65.6%**	**18.7%**
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A)	373	409	345	(7.5%)	(15.6%)
ค่าเสื่อมราคา - SG&A	39	30	38	(2.6%)	26.7%
ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	**8,539**	**11,777**	**13,842**	**62.1%**	**17.5%**

** รวมต้นทุนจากการให้บริการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนทุ่นลอยน้ำ ให้แก่ กฟผ. และต้นทุนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ในประเทศฟิลิปปินส์*

ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- **ต้นทุนก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 10,917 ล้านบาท สำหรับ Q1'2565** เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 97.1 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก ราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 100.4 ซึ่งราคาก๊าซธรรมชาติจะอ้างอิงกับราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของก๊าซธรรมชาติทั้งหมดของ ปตท.

ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

- **ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.3 สำหรับ Q1'2565** เป็น 327 ล้านบาท ตามปริมาณการขายไฟฟ้า

ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- **ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 3.4 สำหรับ Q1'2565** เป็น 783 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการขยายกำลังการผลิต จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้า และการซ่อมบำรุงตามแผน

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

- **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารลดลง y-on-y ร้อยละ 7.5 สำหรับ Q1'2565** เป็น 345 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการควบคุมค่าใช้จ่าย

ผลประกอบการทางการเงิน

รายการอื่นๆ

	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้อื่น	28	58	51	82.1%	(12.1%)
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	50	(11)	(3)	n/a	n/a
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	302	27	14	(95.4%)	(48.1%)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง	4	59	11	175.0%	(81.4%)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	298	(32)	3	(99.0%)	n/a

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

- **ส่วนแบ่งขาดทุนจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าอยู่ที่ 3 ล้านบาท สำหรับ Q1'2565** โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรที่ลดลงจาก ABPIF และส่วนแบ่งขาดทุนจาก UVBGP เนื่องจากผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า SPP 3 โครงการ ได้แก่ 1) ราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นสูง 2) การซ่อมบำรุงตามแผนของโครงการโรงไฟฟ้า PPTC และ 3) การบันทึกดอกเบี้ยจ่ายจากเงินกู้ยืมในการควบรวมกิจการ

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

- **บันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนอยู่ที่ 14 ล้านบาท สำหรับ Q1'2565** โดยมีสาเหตุหลักมาจากสกุลเงินบาทแข็งค่าเมื่อเทียบกับโครนาสวีเดน ในการจ่ายเงินสำหรับข้อตกลงการให้บริการระยะยาว (LTSA) ในช่วงเวลาดังกล่าว
- ขณะเดียวกัน กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงนั้นมาจากยอดคงเหลือของเงินให้กู้ยืมระยะสั้นให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน กับการอ่อนค่าของสกุลเงินท้องถิ่นเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลาดังกล่าว

ผลประกอบการทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงิน และรายได้/ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนทางการเงิน					
ดอกเบี้ยจ่าย	746	787	836	12.1%	6.2%
ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF	114	9	0	n/a	n/a
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่เกิดขึ้นจริง	(17)	(5)	(16)	n/a	n/a
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่ยังไม่เกิดขึ้น	466	(68)	(5)	n/a	n/a
ต้นทุนทางการเงินอื่น	29	61	45	55.2%	(26.2%)
รวมต้นทุนทางการเงิน	**1,338**	**784**	**860**	**(35.7%)**	**9.7%**
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้					
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	95	45	41	(56.8%)	(8.9%)
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	14	(39)	(12)	n/a	n/a
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้	**110**	**6**	**29**	**(73.6%)**	**383.3%**

ต้นทุนทางการเงิน

- **ต้นทุนทางการเงินลดลง y-on-y ร้อยละ 35.7 สำหรับ Q1'2565** เป็น 860 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง และไม่มีดอกจ่ายแก่ ABPIF รายละเอียดดังนี้:
  - ดอกเบี้ยจ่ายจากเงินกู้ยืม เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 12.1 สำหรับ Q1'2565 เป็น 836 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการออกหุ้นกู้ระดับบริษัท ในเดือน ก.ค. 2564;
  - ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF เป็นศูนย์ ซึ่งดอกเบี้ยเป็นไปตามการกำหนดการโอนผลประโยชน์จากการดำเนินงานของ ABP2 ภายใต้ ABPIF;
  - ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ที่เกิดขึ้นจริง 16 ล้านบาท สำหรับ Q1'2565 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการชำระคืนหนี้สกุลดอลลาร์สหรัฐกับการเปลี่ยนแปลงของค่าเงิน (อย่างไรก็ดี ภายหลังการรวมกำไรที่เกิดขึ้นจริงอันมาจากการจ่ายเงินสำหรับข้อตกลงการให้บริการระยะยาว (LTSA) ดังที่กล่าวไว้ในหน้า 7 ทำให้บริษัทมีกำไรสุทธิจาก FX ที่เกิดขึ้นจริง 27 ล้านบาท);
  - ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม อยู่ที่ 5 ล้านบาท สำหรับ Q1'2565 ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด เกิดจากเงินกู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐ ซึ่งอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวด สกุลเงินบาทแข็งค่าเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง y-on-y ร้อยละ 73.6 สำหรับ Q1'2565** เป็น 29 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจาก กำไรที่ต้องเสียภาษีลดลง

ผลประกอบการทางการเงิน

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
กำไรสุทธิ - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**611**	**195**	**23**	**(96.2%)**	**(88.2%)**
กำไรสุทธิ	848	493	91	(89.3%)	(81.5%)
ลบ/บวก (กำไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	168	(36)	(8)	n/a	n/a
บวก รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ	0	0	0	n/a	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	1,016	456	83	(91.8%)	(81.8%)
ลบ ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	370	244	49	(86.8%)	(79.9%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**646**	**212**	**34**	**(94.7%)**	**(84.0%)**
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	*0.25*	*0.08*	*0.01*	(94.7%)	(84.0%)
จำนวนหุ้นที่ใช้ในการคำนวณ (ล้านหุ้น)	*2,607*	*2,607*	*2,607*		

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ลดลง y-on-y ร้อยละ 94.7 สำหรับ Q1'2565** เป็น 34 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 100.4 ซึ่งส่งผลกระทบต่อธุรกิจกลุ่มลูกค้า IU (คิดเป็นร้อยละ 20.4 ของรายได้รวม)

  โดยมีการปรับปรุงรายการกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน Q1'2565 จากรายการดังนี้:

  - **รายการที่ไม่ใช่เงินสดจากการบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง** จำนวน 8 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการแปลงหนี้สกุลดอลลาร์สหรัฐ

กำไรสุทธิ

- **กำไรสุทธิ-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ลดลงร้อยละ 96.2** เป็น 23 ล้านบาท

สถานะ ทางการเงิน

งบแสดงสถานะการเงิน

	31 ธ.ค. 64	31 มี.ค. 65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	
เงินสด, รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนชั่วคราว	27,046	26,383	(2.5%)
รวมสินทรัพย์	149,198	152,398	2.1%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	94,631	95,918	1.4%
รวมหนี้สิน	108,382	109,933	1.4%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	40,816	42,465	4.0%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น - บริษัทใหญ่	29,471	30,628	3.9%
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	***1.7***	***1.6***	

การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเงินทุน

- **สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.1** จาก ณ สิ้นปี 2564 เป็น 152,398 ล้านบาท ณ วันที่ 31 มี.ค. 2565 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการขยายโครงการลงทุนทั้งในและต่างประเทศอย่างต่อเนื่อง
- **หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4** จาก ณ สิ้นปี 2564 เป็น 95,918 ล้านบาท ณ วันที่ 31 มี.ค. 2565 โดยมีสาเหตุหลักมาจากเงินกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาว สำหรับพัฒนาโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง
- **ส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.0** จาก ณ สิ้นปี 2564 เป็น 42,465 ล้านบาท ณ วันที่ 31 มี.ค. 2565 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสะสมในช่วงดังกล่าว
- **ดังนั้น จากที่กล่าวมาทั้งหมด อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นลดลง** เป็น 1.6 เท่า ณ วันที่ 31 มี.ค. 2565

โครงการโรงไฟฟ้า ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

(ความคืบหน้าในการก่อสร้าง ณ ปัจจุบัน)

1. SPP Replacement

โครงการ	ABP1	ABP2	BPLC1	BGPM #1&2
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	140	140	140	280
กำลังการผลิตไอน้ำ (ตัน/ชั่วโมง)	30	30	30	60
สัดส่วนการถือหุ้น	50.7%	51.2%	100.0%	70.0%
SCOD	2565	2565	2565	2565
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า กฟผ.	30 เมกะวัตต์ / 25 ปี	30 เมกะวัตต์ / 25 ปี	30 เมกะวัตต์ / 25 ปี	60 เมกะวัตต์ / 25 ปี

ABP1

BPLC1

% ความคืบหน้าโครงการ

2. U-Tapao (Hybrid Power Plant)

ระยะที่ 1

* *NTP in 2022*

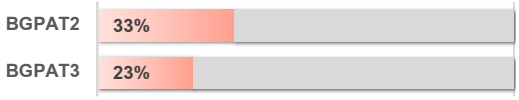
	ระยะที่ 1	ระยะที่ 2*
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานแสงอาทิตย์ + ระบบกักเก็บพลังงาน	โรงงานไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
กำลังการผลิตติดตั้ง	18 เมกะวัตต์ + 50 เมกะวัตต์-ชั่วโมง	80 เมกะวัตต์
สัดส่วนการถือหุ้น	100.0%	100.0%
SCOD	2H'2565	สิ้นปี 2566
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	15 เมกะวัตต์ / 25 ปี	80 เมกะวัตต์ / 25 ปี

3. BGPAT2 & BGPAT3

	BGPAT2	BGPAT3
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	140	140
กำลังการผลิตไอน้ำ (ตัน/ชั่วโมง)	30	30
สัดส่วนการถือหุ้น	70.0%	70.0%
SCOD	2023	2023
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า กฟผ.	90 เมกะวัตต์ / 25 ปี	90 เมกะวัตต์ / 25 ปี

BGPAT2

% ความคืบหน้าโครงการ



คำนิยาม & ชื่อโครงการ

B.GRIMM SINCE 1878

คำนิยาม

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

ชื่อโครงการ

ABPIF	กองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้า อมตะ บี.กริม เพาเวอร์
ABP1	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1 จำกัด
ABP2	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จำกัด
ABP3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด
ABP4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 จำกัด
ABP5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5 จำกัด
ABPR1	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด
ABPR2	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด
ABPR3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3 จำกัด
ABPR4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4 จำกัด
ABPR5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5 จำกัด
BGPAT1	บริษัท บี.กริม อ่างทอง 1 จำกัด
BGPAT2	บริษัท บี.กริม อ่างทอง 2 จำกัด
BGPAT3	บริษัท บี.กริม อ่างทอง 3 จำกัด
BGPSK	บริษัท บี.กริม โซลาร์ เพาเวอร์ (สระแก้ว) 1 จำกัด
BGSENA	บริษัท บี.กริม เสนา โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด
BGYSP	บริษัท บี.กริม ยันฮี โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด
BIP1	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 1 จำกัด
BIP2	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 2 จำกัด
BTW	โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบ่อทอง วินด์ฟาร์ม 1&2
BGPM	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (เอไออี-เอ็มทีพี) (เดิมชื่อ บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด – SPP1)
BPLC1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 1 จำกัด
BPLC2	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 2 จำกัด
BPWHA1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ดับบลิวเอชเอ) 1 จำกัด
DT	Dau Tieng Ninh Energy Solar Plant Project (Xuan Cau)
Nam Che1	Nam Che 1 Hydro Power Project
Phu Yen TTP	Phu Yen TTP Solar Plant Project (Phu Yen)
PIC	Progress Interchem
Ray Power	Ray Power Supply Company Limited
Solar WVO & CO-OP	โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร
XXHP	Xenamnoy 2 and Xekatam 1 Hydro Power Project

B.GRIMM
SINCE 1878

B.GRIMM POWER
EMPOWERING THE WORLD COMPASSIONATELY

CONTACT US:

Investor Relations
Email: IR@BGrimmPower.com
Tel: +66 (0) 2710 3528

Solaya Na Songkhla
Email: Solaya.N@BGrimmPower.com

Pornratchanee Sethakaset
Email: Pornratchanee.S@BGrimmPower.com

Gunnlapat Wichutarat
Email: Gunnlapat.W@BGrimmPower.com

Nattchanon Chawinsittangkul
Email: Nattchanon.C@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.