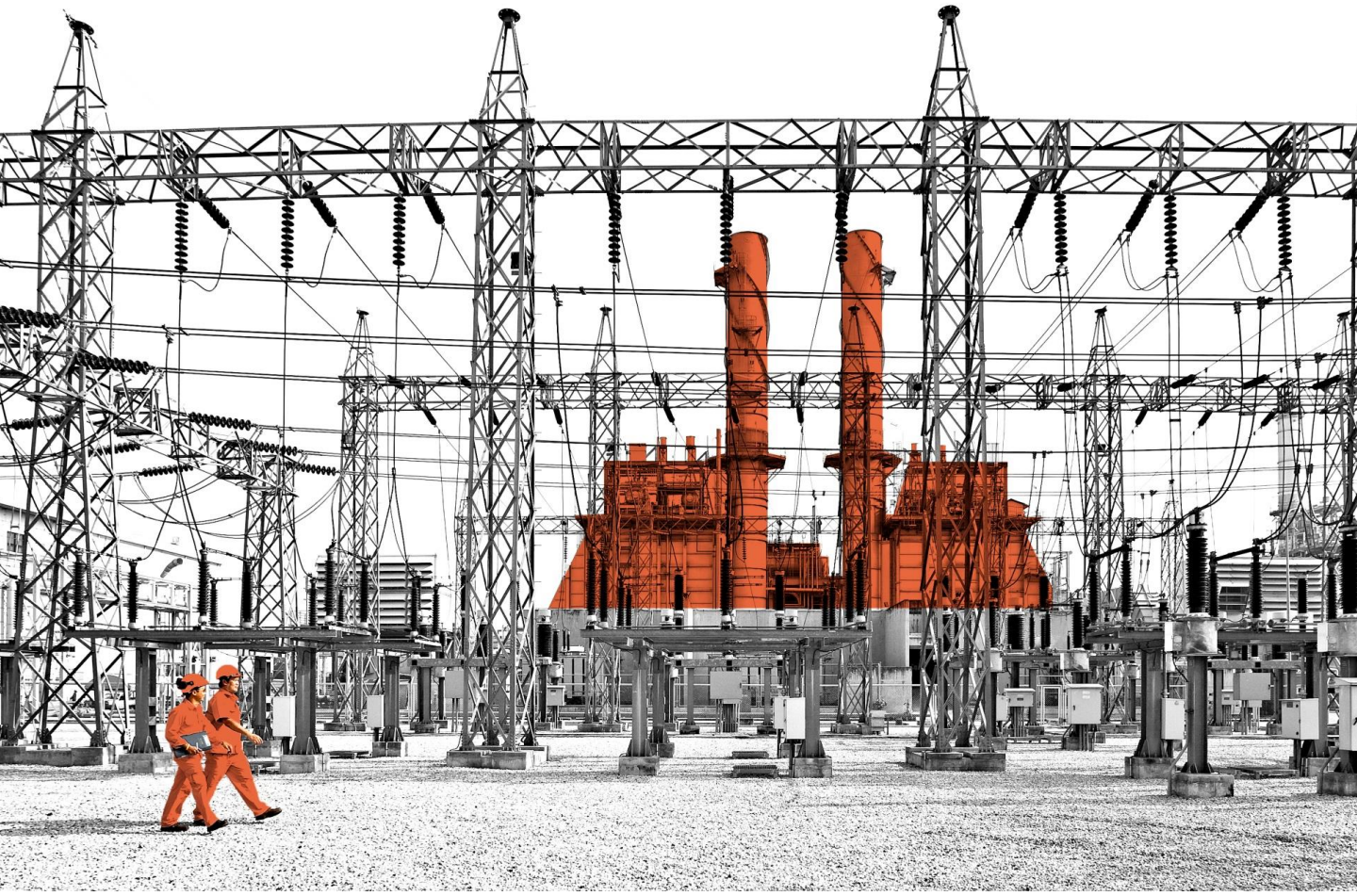
B.GRIMM
SINCE 1878

B.GRIMM POWER
EMPOWERING THE WORLD COMPASSIONATELY



คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 3 ปี 2565
สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2565

ข้อมูลสรุป

เหตุการณ์สำคัญ

ลูกค้า IU ใหม่ 33.4 เมกะวัตต์ ใน 9M'2565: ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 3.7 เป็น 2,581 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับ 9M'2565 ด้วยการเติบโตจากลูกค้ารายใหม่ โดยใน Q3'2565 มีการเชื่อมเข้าระบบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของลูกค้ารายใหม่จำนวน 1.1 เมกะวัตต์

ราคาก๊าซธรรมชาติสูง: ราคาก๊าซธรรมชาติปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องและแตะระดับสูงสุดในไตรมาสนี้ที่ 558 บาทต่อล้าน BTU หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 108 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากความยืดเยื้อของเหตุการณ์ความตรึงเครียดระหว่างรัสเซีย-ยูเครน ประกอบกับราคาตลาดที่สูงขึ้นและปริมาณนำเข้า LNG Spot ที่เพิ่มขึ้น

ปรับขึ้นค่า Ft เป็น 0.9343 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงใน Q4'2565: สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) อนุมัติปรับขึ้นค่า Ft 0.6866 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็น 0.9343 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับเดือน ก.ย.-ธ.ค. 2565

การรับรองสิทธิพลังงานหมุนเวียน (REC) กับ Air Liquide: ในเดือน ก.ย. บี.กริม เพาเวอร์ กับ แอร์ ลิควิด (ประเทศไทย) ร่วมลงนามสัญญาซื้อขายการรับรองสิทธิพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Certificate: REC) ซึ่งข้อตกลงของการรับรองดังกล่าว นับเป็นก้าวแรกที่สำคัญในการสนับสนุนรูปแบบการจัดหาพลังงานอย่างยั่งยืน สำหรับภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทย

ความร่วมมือกับพันธมิตร

ในเดือน ก.ย. Cleanergy ABP บริษัทร่วมของ อมตะ บี.กริม เพาเวอร์, SCG Cleanergy และ Amata Corporation ร่วมลงนามสัญญาพันธมิตรทางธุรกิจกับ Amata Facility Services เพื่อสร้างพันธมิตรทางธุรกิจ ในการสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาดสำหรับผู้ผลิตอุตสาหกรรมภายในนิคมอุตสาหกรรม อมตะ ซิตี้

ในเดือน มิ.ย. บี.กริม เพาเวอร์ และ EDL-Gen บริษัทย่อยของรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (Electricité Du Laos – EDL) ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) เพื่อร่วมขยายการพัฒนาธุรกิจไฟฟ้า ประเภทพลังน้ำ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ ระบบส่งและการจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อตอบสนองความต้องการพลังงานสะอาดในเขตภูมิภาคอาเซียน

รางวัลและประกาศเกียรติคุณ

ในเดือน ต.ค. บี.กริม เพาเวอร์ ได้รับรางวัล Sustainability Excellence ประเภท "Rising Stars" จากงาน SET Awards 2022 นอกจากนี้ เรายังได้รับคัดเลือกให้อยู่ในรายชื่อหุ้นยั่งยืน (Thailand Sustainability Investment: THSI) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 5 โดยตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)

บี.กริม เพาเวอร์ ได้รับคะแนนในระดับดีเลิศ (ห้าดาว) ในโครงการสำรวจและติดตามพัฒนาการด้านการกำกับดูแลกิจการของบริษัทจดทะเบียนในประเทศไทย (Corporate Governance Report of Thai Listed Companies: CGR) ติดต่อกันเป็นปีที่ 3 จัดโดย สมาคมส่งเสริมสถาบันกรรมการบริษัทไทย

ในเดือน ก.ย. บี.กริม เพาเวอร์ รับรางวัล "องค์กรที่มีการดำเนินกิจกรรมด้านคาร์บอนต่ำและยั่งยืนในระดับดาวรุ่ง" (Low Carbon and Sustainable Business: LSCB) ประจำปี 2565 ซึ่งสะท้อนความมุ่งมั่นของบริษัทในการบรรลุเป้าหมาย Net-Zero Carbon Emission ภายในปี 2593

ในเดือน ส.ค. บี.กริม เพาเวอร์ คว้า 3 รางวัล ด้านการปฏิบัติตามมาตรการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมจาก ประจำปี 2564 (EIA Monitoring Awards 2021) สำหรับโรงไฟฟ้าอุตสาหกรรม อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 และ 5 (ABPR2&5) และ อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 (ABP4)

โครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

การก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า SPP 4 โครงการ (ABP1R, ABP2R และ BGPM1&2R) เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม กำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งหมด 560 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าร้อยละ 91-98 มีกำหนดการ COD ใน Q4'2565

การก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า SPP ใหม่ 2 โครงการ (BGPAT2&3) กำลังผลิตไฟฟ้ารวม 280 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าร้อยละ 48-66 มีกำหนดการ COD ในปี 2566

การก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าแบบผสมผสาน อู่ตะเภา เฟสแรก มีความคืบหน้าร้อยละ 78 มีกำหนดการ COD ใน 1H'2566

*เนื้อหาข้างต้น ประกอบด้วย "ข้อความที่มีการคาดการณ์ล่วงหน้า" ซึ่งเกี่ยวข้องกับความไม่แน่นอนและปัจจัยสำคัญอื่น ๆ ที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของบริษัท

ข้อมูลสรุป

B.GRIMM SINCE 1878

ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	9M'64	9M'65	เปลี่ยนแปลง	Q3'64	Q2'65	Q3'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายและการให้บริการ	33,642	47,817	42.1%	11,714	14,676	18,383	56.9%	25.3%
EBITDA*	9,896	7,214	(27.1%)	3,079	2,516	2,525	(18.0%)	0.4%
กำไรสุทธิ	2,925	(709)	n/a	606	(149)	(651)	n/a	n/a
กำไรสุทธิ - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**2,080**	**(699)**	**n/a**	**447**	**(193)**	**(529)**	**n/a**	**n/a**
(กำไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	538	1,363	153.3%	297	541	830	179.5%	53.4%
(กำไร) / ขาดทุน ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน	0	(17)	n/a	0	0	(17)	n/a	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน**	3,463	637	(81.6%)	903	392	162	(82.1%)	(58.7%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน–ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**2,228**	**206**	**(90.8%)**	**571**	**147**	**25**	**(95.6%)**	**(83.0%)**
อัตรากำไร EBITDA (%)	29.4%	15.1%		26.3%	17.1%	13.7%		
อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (%)	10.3%	1.3%		7.7%	2.7%	0.9%		
สัดส่วนกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ (%)	64.3%	32.3%		63.2%	37.5%	15.4%		

**EBITDA = กำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีเงินได้, ค่าเสื่อมและค่าตัดจำหน่าย - รายการที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน*

***กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน = กำไรสุทธิ -กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น – รายการที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน*

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- **รายได้รวมเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 56.9 เป็น 18,383 ล้านบาท สำหรับ Q3'2565 และ 42.1 y-on-y เป็น 47,817 ล้านบาท สำหรับ 9M'2565 โดยมีปริมาณไฟฟ้าที่ขายอยู่ที่ 3,700 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับ Q3'2565 และ 10,772 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับ 9M'2565** จาก 1) ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้นจากกลไกการส่งผ่านค่าเชื้อเพลิงตามราคาก๊าซธรรมชาติ และค่า Ft เพิ่มขึ้น 2) การเติบโตอย่างต่อเนื่องร้อยละ 1.0 และร้อยละ 3.7 ของปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศ จากลูกค้ารายใหม่จำนวน 33.4 เมกะวัตต์ ในช่วง 9M'2565 3) การฟื้นตัวอย่างแข็งแกร่งของปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศเวียดนาม จากการล็อคดาวน์ประเทศในช่วงการแพร่ระบาดของ COVID-19 ใน Q3'2564 4) การเติบโตจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำใน สปป. ลาว สำหรับ 9M'2565 และ 5) การเริ่มดำเนินการของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม กำลังการผลิต 16 เมกะวัตต์ ในประเทศไทย เมื่อเดือน ส.ค. 2564

EBITDA และ EBITDA margin

- **EBITDA ลดลง y-on-y ร้อยละ 18.0 สำหรับ Q3'2565** เป็น 2,525 ล้านบาท **และร้อยละ 27.1 สำหรับ 9M'2565** เป็น 7,214 ล้านบาท ขณะที่ EBITDA margin ลดลงมาที่ ร้อยละ 13.7 และ 15.1 ตามลำดับ โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นสูงถึงร้อยละ 107.9 เป็น 558 บาทต่อล้าน BTU สำหรับ Q3'2565 และร้อยละ 95.3 เป็น 475 บาทต่อล้าน BTU สำหรับ 9M'2565 ในขณะที่การปรับขึ้นค่า Ft มีความล่าช้า

  โดยเดือน ม.ค. ปรับขึ้น 16.17 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง, เดือน พ.ค. ปรับขึ้น 23.38 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และเดือน ก.ย. ปรับขึ้น 68.66 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ทั้งนี้ ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทย เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวของปีก่อน ร้อยละ19.0 สำหรับ Q3'2565 และร้อยละ 12.0 สำหรับ 9M'2565

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP)

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่อยู่ที่ 25 ล้านบาท สำหรับ Q3'2565** ลดลง y-on-y ร้อยละ 95.6 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของราคาก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 107.9 ซึ่งส่งผลกระทบต่ออุธุรกิจกลุ่มลูกค้า IU ในประเทศ (คิดเป็นร้อยละ 18.0 ของรายได้รวม)

- เราคาดว่าจะมีหลายปัจจัยสนับสนุนผลการดำเนินงานในช่วง 12 เดือนข้างหน้า จาก 1) การปรับขึ้นของค่า Ft ทุกๆ 4 เดือน 2) การเข้าซื้อกิจการอื่นๆ ในพอร์ตการลงทุน 3) การเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า SPP เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิมด้วยเทคโนโลยีที่ทันสมัยและประสิทธิภาพสูง 4) การขยายฐานลูกค้า IU อย่างต่อเนื่อง และ 5) การควบคุมค่าใช้จ่าย

กำไร / ขาดทุนสุทธิ

- เนื่องด้วยผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจำนวน 830 ล้านบาท สำหรับ Q3'2565 (รายการที่ไม่ใช่เงินสดจากสถานะสุทธิของหนี้และธุรกรรมอื่นที่เป็นสกุลดอลลาร์สหรัฐ), กำไรที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน 17 ล้านบาท และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมที่เกี่ยวข้อง ทำให้เกิดขาดทุนสุทธิ-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ที่ 529 ล้านบาท สำหรับ Q3'2565

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

	9M'64	9M'65	เปลี่ยนแปลง	Q3'64	Q2'65	Q3'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายไฟฟ้า								
กฟผ.	20,930	33,004	57.7%	7,516	9,949	13,073	73.9%	31.4%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	8,075	9,368	16.0%	2,762	3,040	3,314	20.0%	9.0%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	976	1,151	17.9%	300	393	405	35.0%	3.1%
กฟภ./ กฟน./ Rooftop	625	746	19.4%	199	262	215	8.0%	(17.9%)
การไฟฟ้าลาว	264	330	25.0%	160	108	178	11.3%	64.8%
การไฟฟ้าเวียดนาม	1,889	1,697	(10.2%)	515	598	584	13.4%	(2.3%)
การไฟฟ้ากัมพูชา	113	120	6.2%	38	40	39	2.6%	(2.5%)
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	**32,871**	**46,417**	**41.2%**	**11,491**	**14,390**	**17,808**	**55.0%**	**23.8%**
รายได้จากการขายไอน้ำ	597	768	28.6%	209	256	257	23.0%	0.4%
รายได้จากการขาย Demineralised Water	35	38	8.6%	11	13	13	18.2%	0.0%
รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ*	138	594	330.4%	4	17	306	7550.0%	1700.0%
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการ	**33,642**	**47,817**	**42.1%**	**11,714**	**14,676**	**18,383**	**56.9%**	**25.3%**

** รวมรายได้จากการให้บริการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนทุ่นลอยน้ำ ให้แก่ กฟผ. และรายได้จากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ในประเทศฟิลิปปินส์ รายได้จากการให้บริการอื่นๆ และรายได้จากการรับรองสิทธิพลังงานหมุนเวียน (REC)*

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 73.9 สำหรับ Q3'2565** เป็น 13,073 ล้านบาท และ**ร้อยละ 57.7 สำหรับ 9M'2565** เป็น 33,004 ล้านบาท
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. ลดลง y-on-y ร้อยละ 2.0 สำหรับ Q3'2565** เป็น 2,396 กิกะวัตต์-ชั่วโมง **และร้อยละ 4.9 สำหรับ 9M'2565** เป็น 6,904 กิกะวัตต์-ชั่วโมง จาก 1) ปริมาณขายไฟฟ้าที่ลดลงของโครงการ BPLC1R ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมใหม่ เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม และ 2) การบริหารจัดการโหลด (Load Management) ของโครงการ BGPM1&2 เพื่อสร้างกำไรสูงสุดในช่วงสัญญาต่ออายุโรงไฟฟ้า
  - **ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อหน่วยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 77.9 สำหรับ Q3'2565** เป็น 5.46 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง **และร้อยละ 66.0 สำหรับ 9M'2565** เป็น 4.78 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 107.9 และร้อยละ 95.3

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทย สำหรับ Q3'2565 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 20.0** เป็น 3,314 ล้านบาท **และร้อยละ 16.0 สำหรับ 9M'2565** เป็น 9,368 ล้านบาท
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศเติบโต y-on-y ร้อยละ 1.0 สำหรับ Q3'2565** เป็น 853 กิกะวัตต์-ชั่วโมง **และร้อยละ 3.7 สำหรับ 9M'2565** เป็น 2,581 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ด้วยการเติบโตของปริมาณใช้ไฟฟ้าของลูกค้ารายใหม่ (กลุ่มอิเล็กทรอนิกส์, กลุ่มเหล็ก และกลุ่มดาต้าเซ็นเตอร์) จำนวน 33.4 เมกะวัตต์ ใน 9M'2565 ขณะที่ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้ารายเดิม กลุ่มก๊าซอุตสาหกรรมลดลง เนื่องจากลูกค้าย้ายฐานการผลิต

    เรายังคงขยายฐานลูกค้าอย่างต่อเนื่อง โดยคาดว่าจะมีลูกค้ารายใหม่เชื่อมเข้าระบบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประมาณ 50.0-60.0 เมกะวัตต์ (รวมโครงการโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม) ในปี 2566
  - **ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 19.0 สำหรับ Q3'2565** เป็น 3.89 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง **และร้อยละ 12.0 สำหรับ 9M'2565** เป็น 3.63 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเป็นไปตามการปรับค่า Ft เดือน ม.ค. - เม.ย.เป็น 1.39 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง, เดือน พ.ค. - ส.ค. 24.77 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และ เดือน ก.ย. - ธ.ค. 93.43 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จากปีก่อนที่ -15.32 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 35.0 สำหรับ Q3'2565** เป็น 405 ล้านบาท **และร้อยละ 17.9 สำหรับ 9M'2565** เป็น 1,151 ล้านบาท
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 26.8 สำหรับ Q3'2565** เป็น 145 กิกะวัตต์-ชั่วโมง **และร้อยละ 7.8 สำหรับ 9M'2565** เป็น 427 กิกะวัตต์-ชั่วโมง จากการฟื้นตัวของความต้องการใช้ไฟฟ้า จากการแพร่ระบาดของโรค โควิด-19 ใน Q3'2564
  - **ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้า IU ในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 6.5 สำหรับ Q3'2565** เป็น 2.80 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง **และร้อยละ 9.8 สำหรับ 9M'2565** เป็น 2.70 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยการคิดราคาขายไฟฟ้าตามวิธีราคาต้นทุนบวกกำไรส่วนเพิ่ม

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ./ กฟน./ Rooftop

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. / กฟน./ Rooftop เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 8.0 สำหรับ Q3'2565** เป็น 215 ล้านบาท **และร้อยละ 19.4 สำหรับ 9M'2565** เป็น 746 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม BTW ในเดือน ส.ค. 2564

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาวเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 11.3 สำหรับ Q3'2565** เป็น 178 ล้านบาท **และร้อยละ 25.0 สำหรับ 9M'2565** เป็น 330 ล้านบาท เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณน้ำ และการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยน

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 13.4 สำหรับ Q3'2565** เป็น 584 ล้านบาท เนื่องจาก ปริมาณการขายไฟฟ้าที่ลดลง จากการล็อคดาวน์ประเทศ ในช่วงการแพร่ระบาดของ COVID-19 ใน Q3'2564, ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าฟื้นตัว และราคาซื้อขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยน **แต่ลดลง y-on-y ร้อยละ 10.2 สำหรับ 9M'2565** เป็น 1,697 ล้านบาท จากการแบ่งแยกกิจการในเดือน ก.ค. 2564 จากเดิมถือหุ้นร้อยละ 55 ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DT1&2 420 เมกะวัตต์ เป็นปัจจุบันถือหุ้นร้อยละ 100 ในโครงการ DT2 240 เมกะวัตต์ ขณะที่กำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้นเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจาก 231 เมกะวัตต์ เป็น 240 เมกะวัตต์

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้ากัมพูชา

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้ากัมพูชาเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 2.6 สำหรับ Q3'2565** เป็น 39 ล้านบาท **และร้อยละ 6.2 สำหรับ 9M'2565** เป็น 120 ล้านบาท เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยน

รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 23.0 สำหรับ Q3'2565** เป็น 257 ล้านบาท **และร้อยละ 28.6 สำหรับ 9M'2565** เป็น 768 ล้านบาท
  - **ปริมาณไอน้ำที่ขายให้แก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยลดลง y-on-y ร้อยละ 35.6 สำหรับ Q3'2565** เป็น 183,133 ตัน **และร้อยละ 20.5 สำหรับ 9M'2565** เป็น 613,559 ตัน โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบริหารจัดการโหลด (Load Management) ของโครงการโรงไฟฟ้า BGPM1&2 ในช่วงสัญญาต่ออายุโรงไฟฟ้า
  - **ราคาขายไอน้ำต่อหน่วยแก่ลูกค้า IU ในประเทศไทยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 91.2 สำหรับ Q3'2565** เป็น 1,403 บาทต่อตัน **และร้อยละ 61.7 สำหรับ 9M'2565** เป็น 1,251 บาทต่อตัน สอดคล้องกับราคาก๊าซธรรมชาติที่สูงขึ้น

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

ตารางที่ 1: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ขาย

	9M'64	9M'65	เปลี่ยนแปลง	Q3'64	Q2'65	Q3'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	GWh	GWh	y-on-y	GWh	GWh	GWh	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.	**7,262**	**6,904**	**(4.9%)**	**2,445**	**2,296**	**2,396**	**(2.0%)**	**4.4%**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	1,155	1,172	1.5%	385	382	398	3.5%	4.1%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	499	572	14.5%	178	192	184	3.4%	(4.0%)
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	498	533	7.0%	170	174	175	3.2%	0.5%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	183	146	(20.4%)	60	56	45	(24.9%)	(18.6%)
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี	142	146	2.7%	48	50	46	(3.6%)	(7.0%)
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	11	12	10.6%	4	4	4	13.7%	1.1%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	**2,489**	**2,581**	**3.7%**	**844**	**857**	**853**	**1.0%**	**(0.6%)**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	**396**	**427**	**7.8%**	**114**	**146**	**145**	**26.8%**	**(0.9%)**

	9M'64	9M'65	เปลี่ยนแปลง	Q3'64	Q2'65	Q3'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ตัน	ตัน	y-on-y	ตัน	ตัน	ตัน	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไอน้ำที่ขาย								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	115,826	116,080	0.2%	40,563	38,011	39,116	(3.6%)	2.9%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	92,955	78,673	(15.4%)	31,516	26,048	23,317	(26.0%)	(10.5%)
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	182,690	186,991	2.4%	56,807	60,500	59,518	4.8%	(1.6%)
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	380,454	231,815	(39.1%)	155,352	67,701	61,181	(60.6%)	(9.6%)
ปริมาณไอน้ำที่ขาย	**771,924**	**613,559**	**(20.5%)**	**284,238**	**192,260**	**183,133**	**(35.6%)**	**(4.7%)**

ตารางที่ 2: ราคาขายต่อหน่วย

	หน่วย	9M'64	9M'65	เปลี่ยนแปลง	Q3'64	Q2'65	Q3'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
				y-on-y				y-on-y	q-on-q
ไฟฟ้า - กฟผ.	บาทต่อ kWh	2.88	4.78	66.0%	3.07	4.33	5.46	77.9%	26.1%
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อ kWh	3.24	3.63	12.0%	3.27	3.55	3.89	19.0%	9.6%
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	บาทต่อ kWh	2.46	2.70	9.8%	2.63	2.69	2.80	6.5%	4.1%
ไอน้ำ - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อตัน	773.89	1,251.42	61.7%	733.66	1,332.28	1,402.59	91.2%	5.3%
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย	บาทต่อล้าน BTU	243.00	474.70	95.3%	268.30	421.93	557.73	107.9%	32.2%

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างต้นทุน

	9M'64	9M'65	เปลี่ยนแปลง	Q3'64	Q2'65	Q3'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนขายและการให้บริการ								
ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ	19,034	35,619	87.1%	7,096	10,491	14,211	100.3%	35.5%
ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม	886	1,050	18.5%	269	356	367	36.4%	3.1%
ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา	2,287	2,196	(4.0%)	815	734	679	(16.7%)	(7.5%)
ค่าเสื่อมราคา - COGS	3,784	3,627	(4.1%)	1,253	1,195	1,263	0.8%	5.7%
ต้นทุนอื่น*	605	672	11.1%	151	207	202	33.8%	(2.4%)
รวมต้นทุนขายและการให้บริการ	**26,596**	**43,164**	**62.3%**	**9,584**	**12,983**	**16,722**	**74.5%**	**28.8%**
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์**	0	213	n/a	0	0	213	n/a	n/a
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A)	1,118	1,190	6.4%	375	417	429	14.4%	2.9%
ค่าเสื่อมราคา - SG&A	116	106	(8.6%)	38	36	33	(13.2%)	(8.3%)
ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	**27,830**	**44,673**	**60.5%**	**9,997**	**13,436**	**17,397**	**74.0%**	**29.5%**

** รวมต้นทุนจากการให้บริการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งบนทุ่นลอยน้ำ ให้แก่ กฟผ. และต้นทุนจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ในประเทศฟิลิปปินส์*
*** ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ เป็นรายการที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน*

ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- **ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นสูง y-on-y ร้อยละ 100.3 สำหรับ Q3'2565** เป็น 14,211 ล้านบาท **และร้อยละ 87.1 สำหรับ 9M'2565** เป็น 35,619 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 107.9 แล 95.3 ตามลำดับ ซึ่งราคาก๊าซธรรมชาติจะอ้างอิงกับราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของก๊าซธรรมชาติทั้งหมดของ ปตท.

ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

- **ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 36.4 สำหรับ Q3'2565** เป็น 367 ล้านบาท **และร้อยละ 18.5 สำหรับ 9M'2565** เป็น 1,050 ล้านบาท ซึ่งสอดคล้องกับราคาขายไฟฟ้า

ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- **ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาลดลง y-on-y ร้อยละ 16.7 สำหรับ Q3'2565** เป็น 679 ล้านบาท **และร้อยละ 4.0 สำหรับ 9M'2565** เป็น 2,196 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการซ่อมบำรุงตามแผนลดลง

ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์

- **ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์** 213 ล้านบาท สำหรับ Q3'2565

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

- **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 14.4 สำหรับ Q3'2565** เป็น 429 ล้านบาท **และร้อยละ 6.4 สำหรับ 9M'2565** เป็น 1,190 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ผลประกอบการทางการเงิน

รายการอื่นๆ

	9M'64	9M'65	เปลี่ยนแปลง	Q3'64	Q2'65	Q3'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้อื่น	130	741	470.0%	57	66	624	994.7%	845.5%
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	55	(273)	n/a	14	(20)	(250)	n/a	n/a
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	729	534	(26.7%)	100	237	283	183.0%	19.4%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง	366	119	(67.5%)	24	69	39	62.5%	(43.5%)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	363	415	14.3%	75	169	244	225.3%	44.4%

รายได้อื่น

- **รายได้อื่น อยู่ที่ 624 ล้านบาท สำหรับ Q3'2565 และ 741 ล้านบาท สำหรับ 9M'2565** เนื่องจากกำไรจากการกลับรายการเงินกู้ยืมระยะยาวจาก ABPIF

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

- **ส่วนแบ่งขาดทุนจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าอยู่ที่ 250 ล้านบาท สำหรับ Q3'2565 และ 273 ล้านบาท สำหรับ 9M'2565** โดยมีสาเหตุหลักมาจากขาดทุนจาก ABPIF และส่วนแบ่งขาดทุนจาก UVBGP เนื่องจาก 1) ราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นสูง และ 2) ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากยอดหนี้คงเหลือสกุลดอลลาร์สหรัฐ จากการอ่อนค่าของสกุลเงินบาทจาก UVBGP

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

- **บันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ 283 ล้านบาท สำหรับ Q3'2565 และ 534 ล้านบาท สำหรับ 9M'2565** โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จากยอดคงเหลือของเงินให้กู้ยืมระยะสั้นให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน ขณะที่สกุลเงินท้องถิ่นอ่อนค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลาดังกล่าว
- ขณะเดียวกัน กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง มาจากการชำระคืนหนี้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน และการเปลี่ยนแปลงของค่าเงิน

ผลประกอบการทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงิน และรายได้/ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

	9M'64	9M'65	เปลี่ยนแปลง	Q3'64	Q2'65	Q3'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนทางการเงิน								
ดอกเบี้ยจ่าย	2,369	2,775	17.1%	875	897	1,042	19.1%	16.2%
ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF	57	0	n/a	11	0	0	n/a	n/a
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่เกิดขึ้นจริง	82	23	(72.0%)	(69)	21	18	n/a	n/a
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่ยังไม่เกิดขึ้น	901	1,779	97.4%	372	710	1,074	188.7%	51.3%
ต้นทุนทางการเงินอื่น	100	132	32.0%	36	42	45	25.0%	7.1%
รวมต้นทุนทางการเงิน	**3,509**	**4,709**	**34.2%**	**1,225**	**1,670**	**2,179**	**77.9%**	**30.5%**
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้								
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	338	186	(45.0%)	93	22	123	32.3%	459.1%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	(46)	(39)	n/a	(38)	(20)	(7)	n/a	n/a
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้	**292**	**146**	**(50.0%)**	**55**	**2**	**116**	**110.9%**	**5700.0%**

ต้นทุนทางการเงิน

- **ต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 77.9 สำหรับ Q3'2565** เป็น 2,179 ล้านบาท **และร้อยละ 34.2 สำหรับ 9M'2565** เป็น 4,709 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากดอกเบี้ยจ่ายจากเงินกู้ยืม และขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง รายละเอียดดังนี้:
  - ดอกเบี้ยจ่ายจากเงินกู้ยืม เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 19.1 สำหรับ Q3'2565 เป็น 1,042 ล้านบาท และร้อยละ 17.1 สำหรับ 9M'2565 เป็น 2,775 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการ BPLC1R และการออกหุ้นกู้ระดับบริษัท ในเดือน ก.ค. 2564 และ พ.ค. 2565;
  - ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF เป็นศูนย์ ซึ่งดอกเบี้ยเป็นไปตามการกำหนดการโอนผลประโยชน์จากการดำเนินงานของ ABP2 ภายใต้ ABPIF;
  - ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ที่เกิดขึ้นจริง 18 ล้านบาท สำหรับ Q3'2565 และ 23 ล้านบาท สำหรับ 9M'2565 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการชำระคืนหนี้สกุลดอลลาร์สหรัฐ และการเปลี่ยนแปลงของค่าเงิน (อย่างไรก็ดี ภายหลังการรวมกับกำไรที่เกิดขึ้นจริงอันมาจากการชำระคืนหนี้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐจากกิจการอื่น ดังที่กล่าวไว้ในหน้า 7 ทำให้บริษัทมีกำไรสุทธิจาก FX ที่เกิดขึ้นจริง 21 ล้านบาท และ 96 ล้านบาท ตามลำดับ);
  - ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม ที่ 1,074 ล้านบาท สำหรับ Q3'2565 และ 1,779 ล้านบาท สำหรับ 9M'2565 ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด เกิดจากเงินกู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐ ซึ่งอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวด สกุลเงินบาท และเวียดนามดองอ่อนค่าเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 110.9 สำหรับ Q3'2565** เป็น 116 ล้านบาท เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของกำไรที่ต้องเสียภาษี จากกำไรจากการกลับรายการเงินกู้ยืมระยะยาวจาก ABPIF **และลดลง y-on-y ร้อยละ 50.0 สำหรับ 9M'2565** เป็น 146 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรที่ต้องเสียภาษีลดลง

ผลประกอบการทางการเงิน

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

	9M'64	9M'65	เปลี่ยนแปลง	Q3'64	Q2'65	Q3'65	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
กำไรสุทธิ - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**2,080**	**(699)**	**n/a**	**447**	**(193)**	**(529)**	**n/a**	**n/a**
กำไรสุทธิ	2,925	(709)	n/a	606	(149)	(651)	n/a	n/a
ลบ/บวก (กำไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	538	1,363	153.3%	297	541	830	179.5%	53.4%
ลบ/บวก (กำไร) / ขาดทุน ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน	0	(17)	n/a	0	0	(17)	n/a	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	3,463	637	(81.6%)	903	392	162	(82.1%)	(58.7%)
ลบ ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	1,235	431	(65.1%)	331	245	137	(58.6%)	(44.1%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**2,228**	**206**	**(90.8%)**	**571**	**147**	**25**	**(95.6%)**	**(83.0%)**
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	*0.85*	*0.08*	(90.8%)	*0.22*	*0.06*	*0.01*	(95.6%)	(83.0%)
จำนวนหุ้นที่ใช้ในการคำนวณ (ล้านหุ้น)	*2,607*	*2,607*		*2,607*	*2,607*	*2,607*		

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ลดลง y-on-y ร้อยละ 95.6 สำหรับ Q3'2565** เป็น 25 ล้านบาท **และร้อยละ 90.8 ล้านบาท สำหรับ 9M'2565** เป็น 206 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นสูง ซึ่งส่งผลกระทบต่อธุรกิจกลุ่มลูกค้า IU (คิดเป็นร้อยละ 18.0 ของรายได้รวม)

  โดยมีการปรับปรุงรายการกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน Q3'2565 และ 9M'2565 จากรายการดังนี้:

  - **รายการที่ไม่ใช่เงินสดจากการบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง** จำนวน 830 ล้านบาท และ 1,363 ล้านบาท ตามลำดับ โดยมีสาเหตุหลักจากการบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จากการแปลงหนี้สกุลดอลลาร์สหรัฐ
  - **กำไรที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน** จำนวน 17 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ และกำไรสุทธิจากการกลับรายการของ ABPIF

กำไรสุทธิ

- **ขาดทุนสุทธิ-ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่** จำนวน 529 ล้านบาท สำหรับ Q3'2565 และ 699 ล้านบาท สำหรับ 9M'2565 จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้น

สถานะ ทางการเงิน

งบแสดงสถานะการเงิน

	31 ธ.ค. 64	30 ก.ย. 65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	
เงินสด, รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนชั่วคราว	27,046	33,990	25.7%
รวมสินทรัพย์	149,198	174,761	17.1%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	94,631	115,347	21.9%
รวมหนี้สิน	108,382	130,937	20.8%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	40,816	43,824	7.4%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น - บริษัทใหญ่	29,471	31,510	6.9%
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	***1.7***	***1.9***	

การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเงินทุน

- **สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 17.1** จาก ณ สิ้นปี 2564 เป็น 174,761 ล้านบาท ณ วันที่ 30 ก.ย. 2565 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการขยายโครงการลงทุนทั้งในและต่างประเทศอย่างต่อเนื่อง เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจากการออกหุ้นกู้ ในเดือน พ.ค. 2565 และการเพิ่มขึ้นของลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น – สุทธิ จากรายได้ที่เพิ่มขึ้น
- **หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 21.9** จาก ณ สิ้นปี 2564 เป็น 115,347 ล้านบาท ณ วันที่ 30 ก.ย. 2565 โดยมีสาเหตุหลักมาจากเงินกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาว สำหรับพัฒนาโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง การออกหุ้นกู้ระดับบริษัท ในเดือน พ.ค. 2565 และการอ่อนค่าของเงินบาท และเงินดองเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ
- **ส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.4** จาก ณ สิ้นปี 2564 เป็น 43,824 ล้านบาท ณ วันที่ 30 ก.ย. 2565 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น (การเปลี่ยนแปลงมูลค่ายุติธรรมของตราสารอนุพันธ์เพื่อป้องกันความเสี่ยง)
- **ดังนั้น จากที่กล่าวมาทั้งหมด อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น** เป็น 1.9 เท่า ณ วันที่ 30 ก.ย. 2565

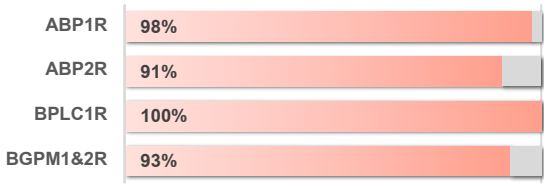
โครงการโรงไฟฟ้า ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

(ความคืบหน้าในการก่อสร้าง ณ ปัจจุบัน)

1. SPP Replacement

โครงการ	ABP1R	ABP2R	BPLC1R	BGPM #1&2R
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	140	140	140	280
กำลังการผลิตไอน้ำ (ตัน/ชั่วโมง)	30	30	30	60
สัดส่วนการถือหุ้น	50.7%	51.2%	100.0%	70.0%
SCOD	2H'2565	2H'2565	Jul 2565	2H'2565
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า กฟผ.	30 เมกะวัตต์ / 25 ปี	30 เมกะวัตต์ / 25 ปี	30 เมกะวัตต์ / 25 ปี	60 เมกะวัตต์ / 25 ปี

% ความคืบหน้าโครงการ



2. U-Tapao (Hybrid Power Plant)

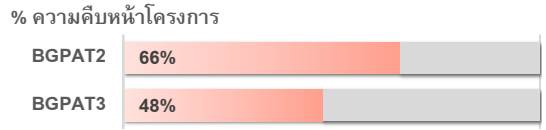
* NTP in 1 ก.ค. 2565

	ระยะที่ 1	ระยะที่ 2*
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานแสงอาทิตย์ + ระบบกักเก็บพลังงาน	โรงงานไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
กำลังการผลิตติดตั้ง	18 เมกะวัตต์ + 50 เมกะวัตต์-ชั่วโมง	80 เมกะวัตต์
สัดส่วนการถือหุ้น	100.0%	100.0%
SCOD	1H'2566	2567
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	15 เมกะวัตต์ / 25 ปี	80 เมกะวัตต์ / 25 ปี

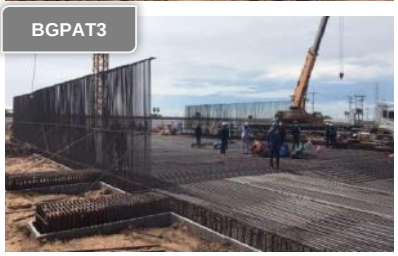
3. BGPAT2 & BGPAT3

	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

% ความคืบหน้าโครงการ



ความคืบหน้าในการก่อสร้าง ณ เดือน ก.ย. 2565



คำนิยาม & ชื่อโครงการ

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)
BPLC1R	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
Halpro Engineering	Halpro Engineering Sdn. Bhd.
Nam Che1	Nam Che 1 Hydro Power Project
Phu Yen TTP	Phu Yen TTP Solar Plant Project (Phu Yen)
PIC	Progress Interchem
reNIKOLA	reNIKOLA Holdings Sdn.
RE Gebeng	RE Gebeng Sdn. Bhd.
Ray Power	Ray Power Supply Company Limited
SBU Power	SBU Power Sdn. Bhd.
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.