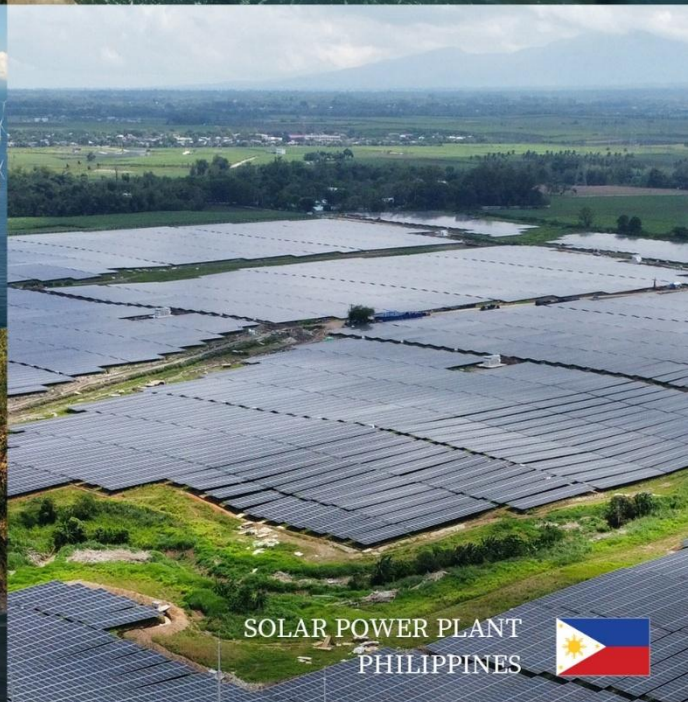
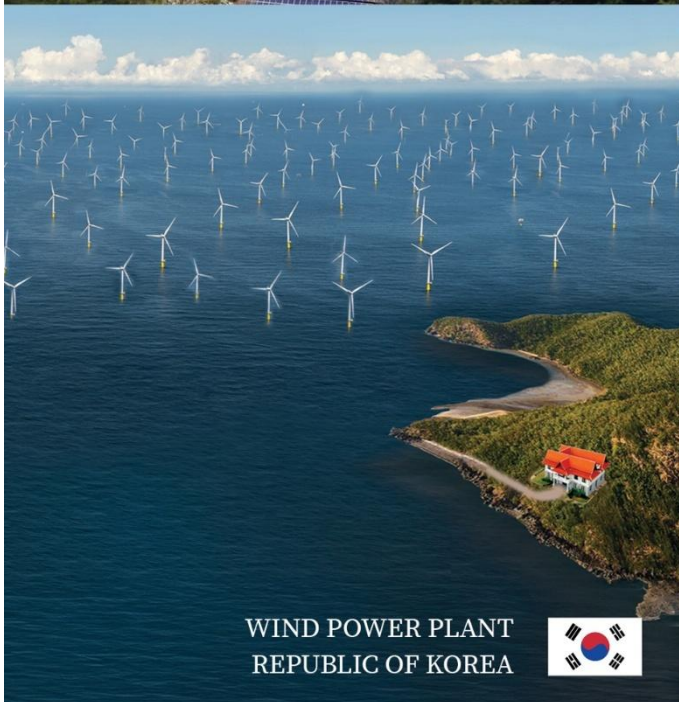
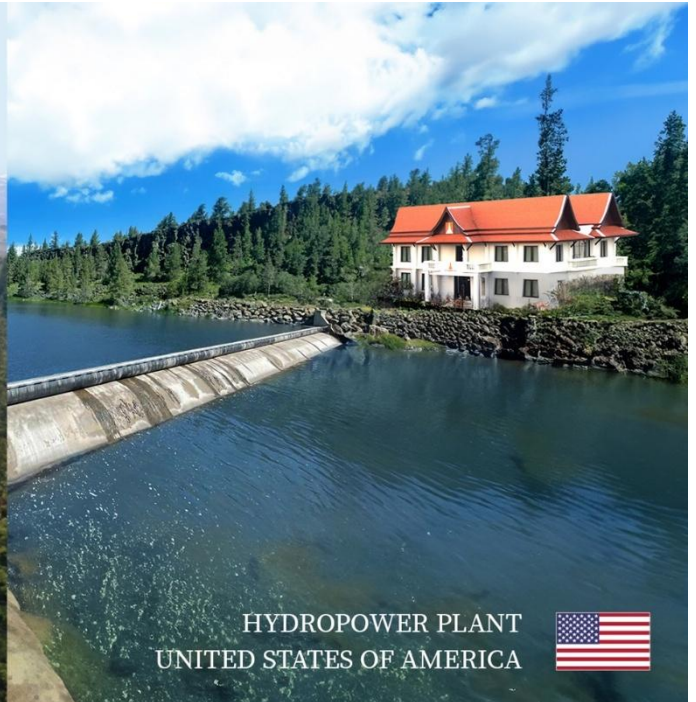
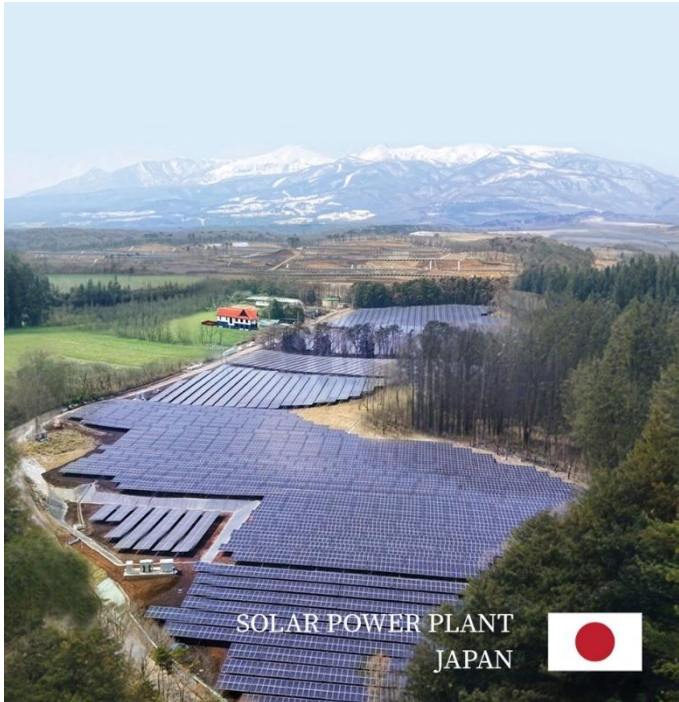


คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569

สิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2569



ข้อมูลสรุป



ผลการดำเนินงาน Q1'2569 แข็งแกร่ง หนุนโดยรายได้จากการให้บริการ และการรับรู้รายได้จากโครงการใหม่ที่ COD

บี.กริม เพาเวอร์ รายงานผลการดำเนินงานใน Q1'2569 ที่เติบโตอย่างต่อเนื่อง โดยปริมาณการขายไฟฟ้ารวมเพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้า (y-on-y) ร้อยละ 2.0 มาอยู่ที่ 3,763 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สาเหตุหลักจากปริมาณไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากพลังงานหมุนเวียน เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยและฟิลิปปินส์ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำใน สเปน.ลาว อย่างไรก็ตาม รายได้รวมลดลงจากปีก่อนหน้าร้อยละ 7.1 มาอยู่ที่ 12,726 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการลดลงของราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และราคาขายโอนน้ำ ซึ่งสอดคล้องกับราคาก๊าซธรรมชาติที่ลดลง ประกอบกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ Malacha ที่ลดลง เนื่องจากระดับน้ำอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าปกติ อย่างไรก็ตาม ปัจจุบันเหล่านี้ได้รับการชดเชยบางส่วนจากรายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่สูงขึ้น และการรับรู้รายได้อย่างต่อเนื่องจากโครงการ ARECO ซึ่งได้เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์มาตั้งแต่เดือนธันวาคม 2568

ในส่วนของ EBITDA เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9 จากปีก่อนหน้ามาอยู่ที่ 3,795 ล้านบาท โดยมีปัจจัยหลักมาจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ลดลง และรายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่เพิ่มสูงขึ้น ซึ่งช่วยชดเชยค่าใช้จ่าย SG&A ที่เพิ่มขึ้น รวมถึงส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าที่ลดลง

โดยบริษัทฯ มีกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP) – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ อยู่ที่ 507 ล้านบาท ลดลงร้อยละ 32.3 เมื่อเทียบกับปีก่อน สะท้อนผลจากปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้น รวมถึงกำไรอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงลดลง และค่าใช้จ่ายภาษีที่สูงขึ้น

กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.2 มาอยู่ที่ 721 ล้านบาท จาก 654 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสดจากผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จากการแปลงค่าเงินยออดหนักคงเหลือสกุลดอลลาร์สหรัฐและธุรกรรมสกุลเงินต่างประเทศ

เหตุการณ์สำคัญใน Q1'2569 และพัฒนาการล่าสุด

การเชื่อมระบบของลูกค้าอุตสาหกรรมรายใหม่ในประเทศไทย จำนวน 18 เมกะวัตต์ ใน Q1'2569 จากกลุ่มเหล็ก

เดือนมกราคม 2569 BGP Holding (US) LLC (BGP US) (บริษัทย่อย) ได้มาซึ่งความเป็นเจ้าของในสัดส่วนร้อยละ 25 ของความเป็นเจ้าของทั้งหมดใน New England Reliable Hydropower Holdings LLC (NERH) (บริษัทร่วม) ซึ่งเป็นเจ้าของและเป็นผู้พัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำจำนวน 26 แห่ง ในประเทศสหรัฐอเมริกา มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 406 เมกะวัตต์ และระบบกักเก็บพลังงาน (BESS) 8 เมกะวัตต์

เดือนมกราคม 2569 บริษัท ซีเอ็มที เอ็นเนอร์ยี จำกัด (CMT) (การร่วมค้า) ได้ดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ CMT1 ขนาด 10 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 28 มกราคม 2569 โดยโครงการดังกล่าวจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะเวลา 25 ปี และได้รับการคัดเลือกภายใต้โครงการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) สำหรับช่วงปี 2565–2573

เดือนกุมภาพันธ์ 2569 บริษัท B.Grimm Power Tiara Sdn. Bhd. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นและสัญญาผู้ถือหุ้นกับ KAB Energy Holdings Sdn. Bhd. เพื่อเข้าถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 49 ในบริษัท Jati Cakerawala Sdn. Bhd. และ Eentier Sdn. Bhd. (มูลค่าสิ่งตอบแทนรวมประมาณ 41.5 ล้านริงกิต) เพื่อพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined-cycle gas turbine) กำลังการผลิตสูงสุด 1,500 เมกะวัตต์ ในประเทศมาเลเซีย

เดือนมีนาคม 2569 บริษัท B.Grimm LNG Limited ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ บี.กริม เพาเวอร์ ถือหุ้นทั้งหมด ได้จัดตั้งบริษัทย่อยแห่งใหม่ในมาเลเซียภายใต้ชื่อ B.Grimm LNG Sdn. Bhd. เพื่อดำเนินธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และก๊าซธรรมชาติ ให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ประกอบการอุตสาหกรรม

เดือนเมษายน 2569 บริษัท B.Grimm Power Korea Limited ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ บี.กริม เพาเวอร์ ถือหุ้นทั้งหมด ได้เข้าทำรายการซื้อหุ้นกู้แปลงสภาพที่ออกโดยบริษัท Unison Co., Ltd. ในสัดส่วนประมาณร้อยละ 85 (มูลค่า 32,000 ล้านบาท) จากบริษัท Myungwoon Industry Development Co., Ltd. ซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ของ Unison โดยการลงทุนในครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อสนับสนุนห่วงโซ่อุปทานพลังงานหมุนเวียน เพิ่มความยืดหยุ่นทางกลยุทธ์ผ่านการใช้สิทธิแปลงสภาพเป็นหุ้นในอนาคต และเพื่อสนับสนุนการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมนอกชายฝั่ง Nakwol ขนาด 364.8 เมกะวัตต์ ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้นอยู่ในสัดส่วนร้อยละ 49

แนวโน้มปี 2569

เศรษฐกิจไทยในปี 2569 คาดว่าจะขยายตัวในช่วงร้อยละ 1.5-2.5 โดยการบริโภคภาคเอกชนและการลงทุนภาคเอกชนคาดว่าจะขยายตัวร้อยละ 2.1 และ 1.9 ตามลำดับ สำหรับมูลค่าการส่งออกสินค้าในรูปเงินดอลลาร์สหรัฐคาดว่าจะเติบโตร้อยละ 2.0 อัตราเงินเฟ้อทั่วไปคาดว่าจะอยู่ที่ร้อยละ 0.3-0.7 และดุลบัญชีเดินสะพัดคาดว่าจะเกินดุลร้อยละ 2.4 ของ GDP ทั้งนี้ ในเดือนมกราคม เศรษฐกิจไทยขยายตัวโดยได้รับแรงขับเคลื่อนจากการส่งออกสินค้าที่ไม่รวมทองคำ (โดยเฉพาะอิเล็กทรอนิกส์และอัญมณี) รวมถึงการฟื้นตัวอย่างแข็งแกร่งของภาคการท่องเที่ยว ขณะที่อุปสงค์ภายในประเทศเติบโตผ่านการบริโภคและการลงทุนภาคเอกชน โดยเฉพาะในอุตสาหกรรมยานยนต์ แม้ว่าการใช้จ่ายภาครัฐจะชะลอตัวลง แต่ดุลบัญชีเดินสะพัดยังคงเกินดุลโดยได้รับแรงหนุนจากรายได้ภาคบริการ ส่วนอัตราเงินเฟ้อทั่วไปยังคงอยู่ในระดับต่ำเนื่องจากราคาพลังงาน อย่างไรก็ตาม อัตราเงินเฟ้อพื้นฐานยังคงเป็นบวก ซึ่งรักษาทิศทางที่สอดคล้องกับเป้าหมายการเติบโตและอัตราเงินเฟ้อประจำปี 2569 (อ้างอิง: รายงานภาวะเศรษฐกิจ สศช. 16 กุมภาพันธ์ 2569 และธนาคารแห่งประเทศไทย 27 กุมภาพันธ์ 2569)

คาดการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับ SPP อยู่ที่ 330-350 บาทต่อล้าน BTU ซึ่งอยู่ในระดับที่สูงกว่าปี 2568 ที่ราคาก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 323 บาทต่อล้าน BTU

วางแผนนำเข้า LNG ไม่เกิน 5 ล้านตัน เพื่อนำเข้าสู่ระบบ Pool Gas

ตั้งเป้าเพิ่มลูกค้า IUs รายใหม่ เชื่อมเข้าระบบรวม 50-60 เมกะวัตต์

โครงการของ บี.กริม เพาเวอร์ ที่คาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) มีดังนี้

- 1) อินทรี บี.กริม: โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 80 เมกะวัตต์
- 2) Zhongce Rubber: โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ จังหวัดระยอง 35 เมกะวัตต์
- 3) Nakwol 1: โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมนอกชายฝั่ง 365 เมกะวัตต์
- 4) Huong Hoa 1: โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนฝั่ง 48 เมกะวัตต์
- 5) โครงการอื่น ๆ รวมกำลังการผลิตสูงสุด 30 เมกะวัตต์

ข้อมูลสรุป



ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	Q1'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง	Q4'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
รายได้จากการขายและการให้บริการ	13,705	12,726	(7.1%)	13,263	12,726	(4.0%)
EBITDA*	3,725	3,795	1.9%	3,711	3,795	2.3%
กำไรสุทธิ	1,036	989	(4.5%)	922	989	7.3%
กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	654	721	10.2%	494	721	46.0%
(กำไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	107	(113)	(205.6%)	105	(113)	(207.6%)
(กำไร) / ขาดทุน ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน	0	7	n/a	(142)	7	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน**	1,143	883	(22.7%)	885	883	(0.2%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	749	507	(32.3%)	505	507	0.4%
อัตรากำไร EBITDA (%)	27.2%	29.8%		28.0%	29.8%	
อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (%)	8.3%	6.9%		6.7%	6.9%	
สัดส่วนกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ (%)	65.5%	57.4%		57.1%	57.4%	

* EBITDA = กำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมและค่าตัดจำหน่าย – และรายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมอ (โดยไม่รวม 1) กำไรจากการขายที่ดิน จำนวน 142 ล้านบาท ใน Q4'2568 และ 2) การตัดจำหน่ายต้นทุนพัฒนาโครงการ จำนวน 7 ล้านบาท ใน Q1'2569

** กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน = กำไรสุทธิ - กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น – และรายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมอ (โดยไม่รวม กำไรจากการขายที่ดิน และการตัดจำหน่ายต้นทุนพัฒนาโครงการตามที่ระบุข้างต้น)

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- ปริมาณขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 2.0 มาอยู่ที่ 3,763 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ใน Q1'2569 ขณะที่รายได้รวมลดลง y-on-y ร้อยละ 7.1 มาอยู่ที่ 12,726 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการปรับลดลงของราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และราคาขายไอน้ำ ซึ่งสอดคล้องกับราคาก๊าซธรรมชาติที่ลดลง รวมถึงรายได้จากโครงการ Malacha ที่ลดลงจากปริมาณที่น้อยกว่าปีก่อน ทั้งนี้ การปรับตัวลดลงดังกล่าวได้รับการชดเชยบางส่วนจากรายได้การให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่เพิ่มขึ้น อีกทั้งยังมีการรับรู้รายได้อย่างต่อเนื่องจากโครงการ ARECO ภายหลังจากเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ ตั้งแต่เดือนธันวาคมของปีก่อน ซึ่งเป็นปัจจัยสนับสนุนผลการดำเนินงานของบริษัท

EBITDA

- EBITDA สำหรับ Q1'2569 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 1.9 เป็น 3,795 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากต้นทุนก๊าซที่ลดลง และรายได้การให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารสูงขึ้น และส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าลดลงเมื่อเทียบกับปีก่อน
- อัตรากำไร EBITDA เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 29.8 ใน Q1'2569 เทียบกับร้อยละ 27.2 ในช่วงเดียวกันของปีก่อน

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP)

- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ สำหรับ Q1'2569 ลดลง y-on-y ร้อยละ 32.3 มาอยู่ที่ 507 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจาก 1) ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และราคาขายไอน้ำที่ลดลงตามราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวลดลง 2) รายได้จากโครงการ Malacha ลดลง เนื่องจากระดับน้ำอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าปกติ 3) ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารที่สูงขึ้น 4) ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าที่ลดลง 5) กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงลดลง และ 6) ค่าใช้จ่ายภาษีที่สูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ผลกระทบดังกล่าวได้รับการชดเชยบางส่วนจาก 1) ต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ลดลง 2) รายได้การให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่สูงขึ้น และ 3) การรับรู้รายได้จากโครงการ ARECO ภายหลังจากเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ ตั้งแต่ปีที่ผ่านมา

กำไร / ขาดทุนสุทธิ

- กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 10.2 เป็น 721 ล้านบาท ใน Q1'2569 จาก 654 ล้านบาท ใน Q1'2568 โดยความแตกต่างจากกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP) มีสาเหตุหลักจาก 1) กำไร/ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง ซึ่งเกิดจากการบริหารความเสี่ยงด้านอัตราแลกเปลี่ยนและสถานะสุทธิของหนี้สินสกุลดอลลาร์สหรัฐและธุรกรรมในสกุลเงินต่างประเทศ และ 2) รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นเป็นประจำจากการดำเนินงาน

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างรายได้

	Q1'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง	Q4'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
รายได้จากการขายไฟฟ้า						
กฟผ.	8,973	7,983	(11.0%)	8,204	7,983	(2.7%)
ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	3,069	3,019	(1.6%)	2,932	3,019	3.0%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	359	351	(2.2%)	392	351	(10.5%)
กฟภ./ กฟน./ Rooftop	354	371	4.8%	363	371	2.2%
การไฟฟ้าลาว	27	36	33.3%	103	36	(65.0%)
การไฟฟ้าเวียดนาม	473	482	1.9%	370	482	30.3%
การไฟฟ้ากัมพูชา	41	40	(2.4%)	37	40	8.1%
PG&A - สหรัฐอเมริกา	118	54	(54.2%)	17	54	217.6%
WESM / Doe – ฟิลิปปีนส์	0	58	n/a	41	58	41.5%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	13,414	12,396	(7.6%)	12,458	12,396	(0.5%)
รายได้จากการขายไอน้ำ	263	225	(14.4%)	210	225	7.1%
รายได้จากการขาย Demineralised Water	0	0	n/a	0	0	n/a
รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ*	29	105	262.1%	594	105	(82.3%)
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการ	13,705	12,726	(7.1%)	13,263	12,726	(4.0%)

* รวมรายได้จากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในสาธารณรัฐฟิลิปปินส์ รายได้จากการให้บริการอื่นๆ และรายได้จากการรับรองสิทธิพลังงานหมุนเวียน (REC)

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ลดลง y-on-y ร้อยละ 11.0 ใน Q1'2569 เป็น 7,983 ล้านบาท
 - ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. ลดลงเล็กน้อย y-on-y ร้อยละ 0.5 ใน Q1'2569 เป็น 2,434 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สาเหตุหลักจากการปิดซ่อมบำรุงย่อยตามแผนของโครงการโรงไฟฟ้า ABP5, BGPAT2 และ BGPAT3
 - ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงลดลง y-on-y ร้อยละ 10.6 ใน Q1'2569 เป็น 3.28 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่ลดลง

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) ในประเทศไทย ลดลง y-on-y ร้อยละ 1.6 ใน Q1'2569 เป็น 3,019 ล้านบาท
 - ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศไทยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 6.6 ใน Q1'2569 เป็น 860 กิกะวัตต์-ชั่วโมง จากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของลูกค้ากลุ่มธุรกิจก๊าซอุตสาหกรรม กลุ่มเหล็ก และชิ้นส่วนยานยนต์
 - ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศไทยปรับตัวลดลง y-on-y ร้อยละ 7.6 ใน Q1'2569 เป็น 3.51 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเป็นไปตามการปรับค่า Ft เป็น 9.72 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จาก 36.72 ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2568

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างรายได้

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม ในประเทศเวียดนาม

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศเวียดนาม ลดลง y-on-y ร้อยละ 2.2 ใน Q1'2569 เป็น 351 ล้านบาท
 - ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศเวียดนาม เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 4.0 สำหรับ Q1'2569 เป็น 139 กิกะวัตต์-ชั่วโมง
 - ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้า IUs ในประเทศเวียดนาม ลดลง y-on-y ร้อยละ 6.4 ใน Q1'2569 เป็น 2.49 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ทั้งนี้ การคิดราคาขายไฟฟ้าเป็นวิธีราคาต้นทุนบวกกำไรส่วนเพิ่ม (cost plus)

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ./ กฟน./ Rooftop

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ./ กฟน./ Rooftop เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 4.8 ใน Q1'2569 เป็น 371 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ตะพานขนาด 18 เมกะวัตต์ ในเดือนกันยายน 2568 และโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาขนาดรวม 37 เมกะวัตต์ของบริษัทย่อย ในช่วง Q2'2568 – Q1'2569

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาวเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 33.3 ใน Q1'2569 เป็น 36 ล้านบาท เป็นผลจากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าจะได้รับผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการอ่อนค่าของเงินกีบลาวเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 1.9 ใน Q1'2569 เป็น 482 ล้านบาท เนื่องจากความเข้มแสงที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าจะได้รับผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการอ่อนค่าของเงินเวียดนามดองเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้ากัมพูชา

- รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้ากัมพูชาลดลง y-on-y ร้อยละ 2.4 ใน Q1'2569 เป็น 40 ล้านบาท จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา ซึ่งได้หักลบกับประโยชน์ที่ได้รับจากความเข้มแสงที่เพิ่มขึ้น

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ PG&E

- รายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการ Malacha ให้แก่ PG&E ลดลง y-on-y ร้อยละ 54.2 ใน Q1'2569 อยู่ที่ 54 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากปริมาณน้ำที่ลดลง และราคาขายไฟฟ้าที่ปรับตัวลดลงตามราคาก๊าซธรรมชาติในสหรัฐอเมริกาที่ลดลง

รายได้จากการขายไฟฟ้าในตลาด WESM / TransCo

- รายได้จากการขายไฟฟ้าในตลาด WESM / TransCo ใน Q1'2569 อยู่ที่ 58 ล้านบาท ภายหลังจากเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ARECO กำลังการผลิต 65 เมกะวัตต์ ในเดือนธันวาคม 2568

รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม ในประเทศไทย

- รายได้จากการขายไอน้ำลดลง y-on-y ร้อยละ 14.4 ใน Q1'2569 เป็น 225 ล้านบาท
 - ปริมาณไอน้ำที่จำหน่ายลดลง y-on-y ร้อยละ 4.6 ใน Q1'2569 เป็น 243,223 ตัน โดยมีสาเหตุหลักมาจากความต้องการที่ลดลงของลูกค้ากลุ่มยางรถยนต์ และเคมีภัณฑ์
 - ราคาขายไอน้ำต่อหน่วยลดลง y-on-y ร้อยละ 10.0 ใน Q1'2569 เป็น 926 บาทต่อตัน สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติ

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างรายได้

ตารางที่ 1: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ขาย

	Q1'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง	Q4'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง
	GWh	GWh	y-on-y	GWh	GWh	q-on-q
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.	2,446	2,434	(0.5%)	2,512	2,434	(3.1%)
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย						
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	329	341	3.6%	324	341	5.3%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	195	190	(2.7%)	185	190	2.8%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	171	173	1.3%	172	173	1.0%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	35	57	61.3%	49	57	15.5%
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี	43	47	9.2%	44	47	7.0%
นิคมอุตสาหกรรมเอเชีย มาบตาพุด	31	50	60.8%	44	50	14.4%
นิคมอุตสาหกรรมอ่าวทอง	2	2	(8.4%)	1	2	37.3%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	807	860	6.6%	819	860	5.1%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	133	139	4.0%	152	139	(8.9%)

	Q1'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง	Q4'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง
	ตัน	ตัน	y-on-y	ตัน	ตัน	q-on-q
ปริมาณไอน้ำที่ขาย						
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	30,258	30,812	1.8%	25,589	30,812	20.4%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	57,507	51,039	(11.2%)	54,369	51,039	(6.1%)
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	50,708	47,794	(5.7%)	46,361	47,794	3.1%
นิคมอุตสาหกรรมเอเชีย มาบตาพุด	116,578	113,578	(2.6%)	94,392	113,578	20.3%
ปริมาณไอน้ำที่ขาย	255,050	243,223	(4.6%)	220,710	243,223	10.2%

ตารางที่ 2: ราคาขายต่อหน่วย

	หน่วย	Q1'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง	Q4'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง
				y-on-y			q-on-q
ไฟฟ้า - กฟผ.	บาทต่อ kWh	3.67	3.28	(10.6%)	3.27	3.28	0.3%
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อ kWh	3.80	3.51	(7.6%)	3.58	3.51	(2.0%)
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	บาทต่อ kWh	2.66	2.49	(6.4%)	2.54	2.49	(2.0%)
ไอน้ำ - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อตัน	1,029.69	926.30	(10.0%)	953.45	926.30	(2.8%)
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย	บาทต่อล้าน BTU	334.06	288.08	(13.8%)	288.67	288.08	(0.2%)

ผลประกอบการ ทางการเงิน



โครงสร้างต้นทุน

	Q1'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง	Q4'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
ต้นทุนขายและการให้บริการ						
ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ	8,407	7,277	(13.4%)	7,410	7,277	(1.8%)
ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม	328	322	(1.8%)	360	322	(10.6%)
ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา	935	941	0.6%	1,100	941	(14.5%)
ค่าเสื่อมราคา – COGS	1,365	1,371	0.4%	1,411	1,371	(2.8%)
ต้นทุนอื่น	176	178	1.1%	184	178	(3.3%)
รวมต้นทุนขายและการให้บริการ	11,211	10,089	(10.0%)	10,465	10,089	(3.6%)
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A)	544	600	10.3%	929	600	(35.4%)
ค่าเสื่อมราคา - SG&A	33	31	(6.1%)	32	31	(3.1%)
ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	11,788	10,720	(9.1%)	11,426	10,720	(6.2%)

ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- ต้นทุนก๊าซธรรมชาติลดลง y-on-y ร้อยละ 13.4 ใน Q1'2569 เป็น 7,277 ล้านบาท เป็นผลจากราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวลดลง y-on-y ร้อยละ 13.8 มาอยู่ที่ 288.08 บาทต่อล้านบีทียู ใน Q1'2569 นอกจากนี้ ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยลดลง จากอัตราการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (heat rate) ของโรงไฟฟ้า SPP ที่ดีขึ้น ซึ่งเป็นผลจากการบริหารจัดการการเดินเครื่อง

ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

- ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN ลดลง y-on-y ร้อยละ 1.8 ใน Q1'2569 เป็น 322 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการแปลงค่าเงิน ทั้งนี้ การกำหนดราคาขายไฟฟ้าเป็นวิธีราคาต้นทุนบวกกำไรส่วนเพิ่ม (cost plus)

ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 0.6 ใน Q1'2569 เป็น 941 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การขยายพอร์ตการลงทุนจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการ U-Tapao และ ARECO รวมถึง 2) การปิดซ่อมบำรุงย่อยตามแผนของโครงการโรงไฟฟ้า ได้แก่ ABP5, BGPAT2 และ BGPAT3 ในระหว่าง Q1'2569

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

- ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A) ไม่รวมค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 10.3 ใน Q1'2569 มาอยู่ที่ 600 ล้านบาท ปัจจัยหลักมาจาก ค่าใช้จ่ายพนักงานที่เพิ่มขึ้น ค่าที่ปรึกษากฎหมายที่เกี่ยวข้องการดำเนินงานตามกลยุทธ์สำหรับโครงการ ARECO และ NERH รวมถึงการตัดจำหน่ายโครงการบางส่วนที่ยกเลิกไปจำนวน 7 ล้านบาท ซึ่งถูกจัดประเภทเป็นรายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมอ

ผลประกอบการ ทางการเงิน



รายการอื่นๆ

	Q1'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง	Q4'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
รายได้อื่น	247	236	(4.5%)	454	236	(48.0%)
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและ การร่วมค้า	162	144	(11.1%)	119	144	21.0%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	113	518	358.4%	(172)	518	n/a
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง	154	12	(92.2%)	87	12	(86.2%)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	(40)	507	n/a	(260)	507	n/a

รายได้อื่น

- รายได้อื่นลดลง y-on-y ร้อยละ 4.5 ใน Q1'2569 เป็น 236 ล้านบาท เป็นผลมาจากรายได้ดอกเบี้ยจากการให้กู้ยืมแก่บริษัทร่วมและบริษัทย่อยลดลง

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและ การร่วมค้า

- ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าอยู่ที่ 144 ล้านบาท ใน Q1'2569 เมื่อเทียบกับ 162 ล้านบาท ใน Q1'2568 โดยมีปัจจัยหลักจากผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงของโครงการ Nakwol และ KOPOS (ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสดจากยอดหนี้คงเหลือสกุลดอลลาร์สหรัฐ และการอ่อนค่าของเงินวอนเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ) ทั้งนี้ การลดลงดังกล่าวถูกชดเชยบางส่วนด้วยผลประกอบการที่ดีขึ้นของโครงการ Nakwol และ ReNIKOLA

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

- กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนในหมวด "รายการอื่น ๆ" มีสาเหตุหลักมาจากเงินให้กู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน และการเปลี่ยนแปลงของสกุลเงินท้องถิ่นเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง เป็นผลมาจากการรับชำระหนี้ และการชำระเงินตามงวดงานให้แก่ supplier ในช่วงเวลานั้น ขณะที่กำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง มาจากยอดคงเหลือของการให้กู้ยืมเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน และการเปลี่ยนแปลงของสกุลเงินท้องถิ่นเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลานั้น
- กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิอยู่ที่ 518 ล้านบาท ใน Q1'2569 สาเหตุหลักมาจาก 1) กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการประเมินมูลค่าใหม่ของเงินให้กู้ยืมระหว่างกัน เนื่องจากการอ่อนค่าของเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ และ 2) กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง จากสัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้าที่ครบกำหนด ซึ่งเกี่ยวข้องกับเงินกู้ยืมที่ให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน

ผลประกอบการ ทางการเงิน



ต้นทุนทางการเงิน และรายได้/ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

	Q1'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง	Q4'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
ต้นทุนทางการเงิน						
ดอกเบี้ยจ่าย	1,182	1,186	0.3%	1,150	1,186	3.1%
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่เกิดขึ้นจริง	(4)	(17)	n/a	15	(17)	n/a
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่ยังไม่เกิดขึ้น	67	393	486.6%	(155)	393	n/a
ต้นทุนทางการเงินอื่น	70	68	(2.9%)	86	68	(20.9%)
รวมต้นทุนทางการเงิน	1,316	1,630	23.9%	1,096	1,630	48.7%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้						
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	157	235	49.7%	238	235	(1.3%)
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้ รอการตัดบัญชี	(68)	49	n/a	(19)	49	n/a
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้	89	284	219.1%	220	284	29.1%

ต้นทุนทางการเงิน

- ต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ **23.9** ใน **Q1'2569** มาอยู่ที่ 1,630 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดดังนี้
 - ดอกเบี้ยจ่ายจากเงินกู้ยืม เพิ่มขึ้นเล็กน้อย y-on-y ร้อยละ 0.3 ใน Q1'2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจากหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มสูงขึ้นตามการกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน อย่างไรก็ตาม ต้นทุนเงินทุนลดลงสู่ร้อยละ 4.0 ใน Q1'2569 เทียบกับร้อยละ 4.2 ใน Q1'2568
 - ผลขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด เกิดจากการแปลงมูลค่าเงินกู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐด้วยอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวด รายงานผลขาดทุนที่ **393** ล้านบาท ใน **Q1'2569** สาเหตุหลักจากการอ่อนค่าของค่าเงินบาท เงินวอน และเงินเวียดนามตอง เมื่อเทียบกับสกุลดอลลาร์สหรัฐ

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

- ค่าใช้จ่ายภาษีเพิ่มขึ้น **y-on-y** ร้อยละ **219.1** ใน **Q1'2569** เป็น 284 ล้านบาท เนื่องจากกำไรก่อนภาษีที่สูงขึ้น และการหมดอายุของสิทธิประโยชน์ทางภาษี สำหรับโครงการโรงไฟฟ้า ABPR3

ผลประกอบการ ทางการเงิน



กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

	Q1'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง	Q4'68	Q1'69	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	q-on-q
กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	654	721	10.2%	494	721	46.0%
กำไรสุทธิ	1,036	989	(4.5%)	922	989	7.3%
บวก (กำไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	107	(113)	n/a	105	(113)	n/a
บวก (กำไร) / ขาดทุน ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน	0	7	n/a	(142)	7	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	1,143	883	(22.7%)	885	883	(0.2%)
ลบ ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	394	376	(4.6%)	380	376	(1.1%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	749	507	(32.3%)	505	507	0.4%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	0.29	0.19	(32.3%)	0.19	0.19	0.4%
จำนวนหุ้นที่ใช้ในการคำนวณ (ล้านหุ้น)	2,607	2,607		2,607	2,607	

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ลดลง y-on-y ร้อยละ 32.3 เป็น 507 ล้านบาท ใน Q1'2569 สาเหตุหลักจาก 1) ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารที่สูงขึ้น 2) กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงลดลง และ 3) ค่าใช้จ่ายภาษีที่สูงขึ้น ซึ่งถูกชดเชยบางส่วนด้วยปัจจัยบวกจากการรับรู้รายได้จากโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (โครงการ U-tapao และ ARECO) รวมถึงรายได้การให้บริการจากการพัฒนาโครงการที่เพิ่มขึ้น

โดยมีการปรับปรุงรายการกำไรสุทธิจากการดำเนินงานสำหรับ Q1'2569 จากรายการดังนี้:

- กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด อยู่ที่ 113 ล้านบาท ใน Q1'2569 ซึ่งเกิดจากการแปลงมูลค่าเงินให้กู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันและธุรกรรมสกุลเงินต่างประเทศ
- รายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมอ อยู่ที่ 7 ล้านบาท ใน Q1'2569 เป็นผลมาจากรายการตัดจำหน่ายของบางโครงการ

กำไรสุทธิ

- กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เพิ่มขึ้น y-o-y ร้อยละ 10.2 ใน Q1'2569 มาอยู่ที่ 721 ล้านบาท จากเหตุผลข้างต้น

สถานะ ทางการเงิน



งบแสดงสถานะการเงิน

	31 ธ.ค. 68	31 มี.ค. 69	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	
เงินสด, รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนชั่วคราว	24,172	20,443	(15.4%)
รวมสินทรัพย์	183,046	189,541	3.5%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	118,411	123,553	4.3%
รวมหนี้สิน	133,686	138,684	3.7%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	49,360	50,857	3.0%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น - บริษัทใหญ่	33,436	34,729	3.9%
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	1.91	2.03	

การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเงินทุน

- สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 จาก ณ สิ้นปี 2568 เป็น 189,541 ล้านบาท ณ วันที่ 31 มี.ค. 2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมที่เพิ่มขึ้น ซึ่งถูกชดเชยบางส่วนจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดที่ลดลง และที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ที่ลดลง
- หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.3 จาก ณ สิ้นปี 2568 เป็น 123,553 ล้านบาท ณ วันที่ 31 มี.ค. 2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจากเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินในระหว่างไตรมาส
- ส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.0 จาก ณ สิ้นปี 2568 เป็น 50,857 ล้านบาท ณ วันที่ 31 มี.ค. 2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสะสมและองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น
- จากที่กล่าวข้างต้น ทำให้อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น เป็น 2.03 เท่า ณ วันที่ 31 มี.ค. 2569

โครงการโรงไฟฟ้า

ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

(ความคืบหน้าในการก่อสร้าง ณ ปัจจุบัน)



1. NAKWOL 1 Offshore Wind Farm



% ความคืบหน้าโครงการ

	Nakwol 1
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานลม
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	364.8
สัดส่วนการถือหุ้น	49.0%
SCOD	1H 2569
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	364.8 เมกะวัตต์ / 20 ปี
ผู้รับซื้อไฟฟ้า	Korea Southern Power Co., Ltd. (KOSPO)



2. Huong Hoa 1 Onshore Wind Farm



% ความคืบหน้าโครงการ

	Huong Hoa 1
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานลม
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	48
สัดส่วนการถือหุ้น	80.0%
SCOD	2H 2569
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	48 เมกะวัตต์ / 20 years
ผู้ที่มีแนวโน้มรับซื้อไฟฟ้า	Electricity of Vietnam (EVN)



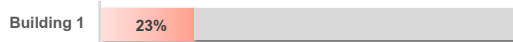
3. Data Centre

3.1 อาคาร 1

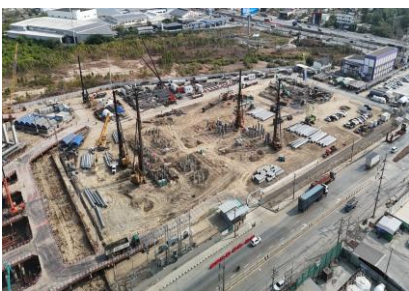


% ความคืบหน้าโครงการ

	Data Centre
ประเภท	Hyperscaler
โมเดล	Build-to-Suit (BTS)
กำลังการผลิต (เมกะวัตต์ ไอที)	48 เมกะวัตต์
สัดส่วนการถือหุ้น	40.0%
SCOD	Q4 2569
ระยะเวลาในการดำเนินงาน	25 ปี

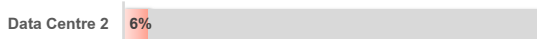


3.2 อาคาร 2



% ความคืบหน้าโครงการ

	Data Centre
ประเภท	Hyperscaler
โมเดล	Build-to-Suit (BTS)
กำลังการผลิต (เมกะวัตต์ ไอที)	48 เมกะวัตต์
สัดส่วนการถือหุ้น	40.0%
SCOD	Q2 2570
ระยะเวลาในการดำเนินงาน	25 ปี



คำนิยาม & ชื่อโครงการ



คำนิยาม

COD	วันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date)	kWh/GWh	กิโลวัตต์-ชั่วโมง / กิกะวัตต์-ชั่วโมง
EBITDA	กำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา	mmBtu	ล้านบีทียู (หน่วยที่ใช้อ้างอิงการใช้ก๊าซธรรมชาติ)
EDC	การไฟฟ้ากัมพูชา	NNP	กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน
EDL	การไฟฟ้าลาว	O&M	การปฏิบัติการและบำรุงรักษา
EPC	การดำเนินงานงานด้านวิศวกรรม จัดหาอุปกรณ์และก่อสร้าง	PG&E	Pacific Gas and Electric Company
EVN	การไฟฟ้าแห่งประเทศไทย	PPA	สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
Ft	ค่าไฟฟ้าผันแปร	SG&A	ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร
FX	อัตราแลกเปลี่ยน	TransCo	National Transmission Corporation
IPO	การเสนอขายหุ้นสามัญให้แก่ประชาชนเป็นการทั่วไปครั้งแรก	WESM	Wholesale Electricity Spot Market
IU	ลูกค้าอุตสาหกรรม	กกพ.	คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
JV	การร่วมค้า	กฟน.	การไฟฟ้านครหลวง
Kansai TD	Kansai Transmission and Distribution, Inc.	กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
KOMIPO	Korea Midland Power Co., Ltd.	กฟภ.	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
KOPOS	KOPOS Co., Ltd.	ปตท.	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
KOSPO	Korea Southern Power Co., Ltd.		

ชื่อโครงการ

ABP1R	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1 จำกัด	BPLC1R	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 1 จำกัด
ABP2R	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จำกัด	BPLC2	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 2 จำกัด
ABP3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด	BPWHA1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ดับบลิวเอชเอ) 1 จำกัด
ABP4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 จำกัด	BTW	โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบ่อทอง วินด์ฟาร์ม 1&2
ABP5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5 จำกัด	DTE	Dau Tieng Tay Ninh Energy Joint Stock Company
ABPR1	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด	GIFU	Lohas ECE Spain Gifu Co., Ltd.
ABPR2	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด	Malacha	Malacha Hydro Power Project
ABPR3	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3 จำกัด	Nam Che 1	Nam Che 1 Hydro Power Project
ABPR4	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4 จำกัด	NERH	New England Reliable Hydropower Holdings LLC
ABPR5	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5 จำกัด	Phu Yen TTP	Phu Yen TTP Solar Plant Project (Phu Yen)
ARECO	Amatera Renewable Energy Corporation	PIC	Progress Interchem
BGPAT1	บริษัท บี.กริม อ่างทอง 1 จำกัด	Ray Power	Ray Power Supply Company Limited
BGPAT2	บริษัท บี.กริม อ่างทอง 2 จำกัด	reNIKOLA	reNIKOLA Holdings Sdn.
BGPAT3	บริษัท บี.กริม อ่างทอง 3 จำกัด	RE Gebeng	RE Gebeng Sdn. Bhd.
BGPMPR	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (เอไออี-เอ็มทีพี)	SBU Power	SBU Power Sdn. Bhd.
BGSENA	บริษัท บี.กริม เสนา โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด	SEBIT	Saemangeum Sebit Power Co., Ltd.
BGSPS1	บริษัท บี.กริม โซลาร์ เพาเวอร์ (สระแก้ว) 1 จำกัด	Solar WVO & CO-OP	โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร
BGYSP	บริษัท บี.กริม ยันฮี โซลาร์ เพาเวอร์ จำกัด	U-TAPAO	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ อุตะกา (เฟส 1)
BIP1	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 1 จำกัด	XXHP	Xenamnoy and Xekatam Hydro Power Company Limited
BIP2	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 2 จำกัด		



B.GRIMM POWER
EMPOWERING THE WORLD COMPASSIONATELY

CONTACT US:

Investor Relations

Email: IR@BGrimmPower.com

Tel: +66 (0) 2710 3528

Nattchanon Chawinsittangkul

Email: Nattchanon.C@Bgrimmpower.com

Yada Keeratipongpakdee

Email: Yada.K@Bgrimmpower.com

Rujirada Kongros

Email: Rujirada.K@Bgrimmpower.com

Chindanai Phithaksak

Email: Chindanai.P@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.