B.GRIMM
SINCE 1878

B.GRIMM POWER
EMPOWERING THE WORLD COMPASSIONATELY

คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569
สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2569



ข้อมูลสรุป

ผลประกอบการ Q3'2569 ปรับตัวดีขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

ท่ามกลางสถานการณ์ความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ที่ยังคงดำเนินอยู่ แต่ บี.กริม เพาเวอร์ ยังคงมีผลการดำเนินงานที่แข็งแกร่งใน Q3'2569 โดยมีปริมาณการขายไฟฟ้ารวมเพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้า (y-on-y) ร้อยละ 2.2 มาอยู่ที่ 3,986 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สาเหตุหลักจาก 1) ปริมาณไฟฟ้าขายให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 1.2 2) ปริมาณไฟฟ้าขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) ในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 และ 3) ปริมาณไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากโครงการพลังงานหมุนเวียน เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยและฟิลิปปินส์ นอกจากนี้ การปรับใช้สูตรค่าไฟใหม่ (New Tariff Formula) ประกอบกับการทยอยรับรู้รายได้จากโครงการพลังงานหมุนเวียนที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) ยังช่วยสนับสนุนผลการดำเนินงานของบริษัทฯ ส่งผลให้รายได้รวมเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 21.6 มาอยู่ที่ 16,233 ล้านบาท สาเหตุหลักจากราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และราคาขายไอน้ำที่เพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้น รวมถึงราคาขายไฟฟ้าให้แก่ IUs ที่เพิ่มขึ้นจากการปรับใช้สูตรค่าไฟฟ้าใหม่ ตลอดจนรายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่เพิ่มขึ้น

ในส่วนของ EBITDA เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.3 จากปีก่อนหน้ามาอยู่ที่ 3,948 ล้านบาท โดยได้รับปัจจัยสนับสนุนหลักจากส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าที่เพิ่มขึ้น รวมถึงรายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขึ้นดังกล่าวถูกชดเชยบางส่วนจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้นตามสถานการณ์ทางภูมิรัฐศาสตร์

โดยบริษัทฯ มีกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP) – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ อยู่ที่ 706 ล้านบาท เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ y-on-y ร้อยละ 70.5 สะท้อนผลจากปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้น ซึ่งถูกชดเชยบางส่วนจากค่าใช้จ่ายภาษีที่เพิ่มขึ้น

กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เพิ่มขึ้นร้อยละ 61.4 จากปีก่อนหน้ามาอยู่ที่ 841 ล้านบาทใน Q3'2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจากรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด ได้แก่ 1) กำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่าสินทรัพย์ทางการเงินผ่านกำไรขาดทุน และ 2) ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง ซึ่งเป็นการแปลงมูลค่าเงินกู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐและธุรกรรมสกุลเงินต่างประเทศ

เหตุการณ์สำคัญใน Q3'2569 และพัฒนาการล่าสุด

บี.กริม แอลเอ็นจี นำเข้า LNG จำนวน 2 ลำ ใน Q3'2569 รวมจำนวนประมาณ 86,000 ตัน (4.5 ล้านล้านบีทียู) เข้าสู่ระบบ Pool Gas เพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมของเรา

เดือนกรกฎาคม 2569 บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ ฟิวเจอร์ โซลูชั่น จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ บี.กริม เพาเวอร์ ถือหุ้นทั้งหมด ได้เข้าซื้อหุ้นร้อยละ 51 ของหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมดใน บริษัท อรุณา เอ็กซ์ โฮลดิ้งส์ จำกัด เพื่อเสริมความแข็งแกร่งให้แก่พอร์ตพลังงานหมุนเวียนของ บี.กริม เพาเวอร์ ผ่านการลงทุนในโครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เดือนกันยายน 2569 บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ ฟิวเจอร์ โซลูชั่น จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ บี.กริม เพาเวอร์ ถือหุ้นทั้งหมด ได้เข้าซื้อหุ้นสามัญของบริษัท พีวี ยูนิตี้ โซล่าร์ จำกัด ในสัดส่วนร้อยละ 75 ของทุนจดทะเบียน จากบริษัท พาวเวอร์วอลท์ (ประเทศไทย) จำกัด คิดเป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 22.5 ล้านบาท การเข้าซื้อหุ้นครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อขยายการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของ บี.กริม เพาเวอร์ ทั้งนี้ ภายหลังการเข้าซื้อหุ้นดังกล่าว บริษัท พีวี ยูนิตี้ โซล่าร์ จำกัด จึงมีสถานะเป็นบริษัทย่อยของ บี.กริม เพาเวอร์

รางวัลและประกาศเกียรติคุณ

เดือนตุลาคม 2569 บี.กริม เพาเวอร์ ได้รับรางวัล Overall HR Excellence Awards (HREA) Winner 2026 ซึ่งเป็นรางวัลสูงสุดจากเวที HR Excellence Awards 2026 Thailand พร้อมอีก 13 รางวัล ประกอบด้วย

- รางวัลเหรียญทอง (Gold Awards) จำนวน 10 รางวัล – Excellence in Employer Branding, Excellence in Leadership Development, Excellence in Workplace Wellbeing, Excellence in Work-Life Harmony, Excellence in Cross-Generational Workforce Engagement, Excellence in Talent Acquisition, Excellence in Graduate Recruitment and Development, Excellence in Workforce Mobility, Excellence in HR Change Management และ Best HR Team (MNC)
- รางวัลเหรียญเงิน (Silver Awards) จำนวน 3 รางวัล – Excellence in Employee Engagement, Excellence in Corporate Wellness และ Excellence in the Use of HR Tech

บี.กริม เพาเวอร์ ได้รับรางวัล Outstanding CEO, Outstanding CFO และ Outstanding IR ในกลุ่มผลิตไฟฟ้าและสาธารณูปโภค จากงาน IAA Awards for Listed Companies 2026 จัดโดยสมาคมนักวิเคราะห์การลงทุน โดยได้รับการยกย่องจากนักวิเคราะห์และผู้จัดการกองทุนในฐานะผู้ให้ข้อมูลที่ชัดเจนและตรงประเด็น สะท้อนถึงความมุ่งมั่นของบริษัทในการดำเนินงานตามหลักธรรมาภิบาล

นอกจากนี้ บี.กริม เพาเวอร์ ยังได้รับรางวัล Best Investor Relations Awards ในงาน SET Awards 2026 ประเภทรางวัล Business Excellence สำหรับบริษัทจดทะเบียนที่มีมูลค่าหลักทรัพย์ตามราคาตลาดสูงกว่า 30,000 ล้านบาท แต่ไม่เกิน 100,000 ล้านบาท จัดโดยตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยและวารสารการเงินธนาคาร รางวัลดังกล่าวสะท้อนถึงความมุ่งมั่นของบริษัทในการสร้างความเชื่อมั่น เสริมสร้างความโปร่งใส และสื่อสารกับนักวิเคราะห์และนักลงทุนสถาบันอย่างมีประสิทธิภาพ

แนวโน้มปี 2569 และปัจจัยสำคัญ

ภาวะเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม

เศรษฐกิจปี 2569 และ 2570 มีแนวโน้มขยายตัวที่ร้อยละ 2.4 และ 2.1 ตามลำดับ โดยมีแรงส่งที่ดีกว่าคาดจากการส่งออกและการลงทุนตามวัฏจักรเทคโนโลยีและปัญญาประดิษฐ์ อย่างไรก็ดี ผลดีจากกิจกรรมดังกล่าวส่วนใหญ่จำกัดอยู่กับธุรกิจและแรงงานในภาคอุตสาหกรรมและภาคบริการที่เกี่ยวข้อง ด้านการบริโภคภาคเอกชนยังถูกกดดันจากหนี้ครัวเรือนที่อยู่ในระดับสูง ตลาดแรงงานและกำลังซื้อที่เปราะบางโดยเฉพาะครัวเรือนรายได้น้อยที่เผชิญแรงกดดันค่าครองชีพ ขณะที่จำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติมีแนวโน้มปรับลดลงจากราคาน้ำมันที่สูงขึ้น ทั้งนี้ เศรษฐกิจในภาพรวมยังขยายตัวต่ำกว่าศักยภาพ ขณะที่ SMEs ยังเผชิญอุปสรรคในการปรับตัวและปัญหาด้านการแข่งขันที่รุนแรง (อ้างอิง: ธนาคารแห่งประเทศไทย, 28 ตุลาคม 2569)

เมื่อวันที่ 8 กันยายน 2569 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้เปิดรับฟังความคิดเห็นต่อร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2569–2593 (Power Development Plan: PDP 2026) โดยปัจจุบัน สนพ. และคณะอนุกรรมการพยากรณ์และจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ระหว่างพิจารณาปรับประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าและสมมติฐานด้านกำลังผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานจะดำเนินการทบทวนร่างแผนดังกล่าว ก่อนนำเสนอต่อคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) จากนั้นจึงเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรี เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบภายในปี 2569

สำหรับกรอบการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าโดยตรงระหว่างผู้ผลิตพลังงานกับผู้ใช้พลังงาน (Direct PPA) และการเปิดให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่บุคคลที่สาม (Third Party Access) มีความชัดเจนในเชิงโครงสร้างและเงื่อนไขสำคัญ โดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และกระทรวงพลังงานร่วมกันผลักดันเกณฑ์เพื่อให้ได้ข้อสรุปและนำไปสู่การบังคับใช้ ภายในปี 2569

โดยความคืบหน้าดังกล่าวจะสนับสนุนการเติบโตของอุตสาหกรรมไฟฟ้าในประเทศในระยะยาว เป็นการเปิดโอกาสการลงทุนใหม่ทั้งโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและไม่หมุนเวียน ควบคู่กับการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากอุตสาหกรรมใหม่ เช่น ธุรกิจดาต้าเซ็นเตอร์และธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานที่รองรับเทคโนโลยี AI และอุตสาหกรรมอื่นๆ ที่ใช้ไฟฟ้าในระดับสูง ทั้งนี้ บี.กริม เพาเวอร์ ได้เตรียมความพร้อมที่จะเข้าร่วมโครงการจัดหาไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นภายใต้ PDP ฉบับใหม่ อาทิ โครงการโซลาร์ภาคประชาชน (Community Solar) โครงการ Independent Power Supply (IPS) และโครงการพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ควบคู่ไปกับการขยายโอกาสจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง (Direct PPA)

อัตราเงินเฟ้อ

คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 2.1 ในปี 2569 และร้อยละ 1.3 ในปี 2570 โดยมีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นในช่วงที่เหลือของปีนี้ต่อเนื่องถึงต้นปี 2570 จากราคาพลังงานที่สูงขึ้นและผลกระทบจากปรากฏการณ์ El Niño ก่อนจะทยอยปรับลดลงสู่ระดับต่ำจากผลของฐานที่สูงในช่วงก่อนหน้า (Base Effect) ประกอบกับอุปสงค์ภายในประเทศที่ยังอ่อนแอ ตามภาวะเศรษฐกิจที่ขยายตัวต่ำกว่าระดับศักยภาพ ส่วนหนึ่งจากข้อจำกัดเชิงโครงสร้าง

ปัจจัยเสี่ยงที่อาจส่งผลให้อัตราเงินเฟ้อสูงกว่าที่คาดการณ์ ได้แก่ ความไม่แน่นอนของสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง มาตรการช่วยเหลือด้านพลังงาน การส่งผ่านต้นทุนที่เพิ่มขึ้นของภาคธุรกิจไปยังราคาสินค้าและบริการ รวมถึงแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของเงินเฟ้อในระยะปานกลาง (อ้างอิง: ธนาคารแห่งประเทศไทย, 28 ตุลาคม 2569)

ต้นทุนเชื้อเพลิงนำเข้าและราคาก๊าซธรรมชาติ

จากสถานการณ์ด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางตลอดเกือบ 7 เดือน ทำให้อุปทาน LNG จากกาตาร์และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ลดลงประมาณ 36 ล้านตัน เมื่อเทียบกับปีก่อน แม้ว่าอุปทาน LNG จากทวีปอเมริกาเหนือ เช่น สหรัฐอเมริกาและแคนาดา จะเข้ามาช่วยชดเชยอุปทานที่ขาดหายไปได้ประมาณ 20 ล้านตัน แต่ราคา LNG ในตลาดเอเชียยังคงปรับขึ้นจากประมาณ 10 ดอลลาร์สหรัฐ มาอยู่ที่ประมาณ 30 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติปรับตัวสูงขึ้น และทำให้ต้นทุน Pool Gas ของผู้ประกอบการโรงไฟฟ้า SPP เพิ่มขึ้น ทั้งนี้ บี.กริม เพาเวอร์ ยังคงติดตามสถานการณ์ตลาด LNG อย่างใกล้ชิด และบริหารจัดหาก๊าซให้สอดคล้องกับสภาวะตลาดอย่างต่อเนื่อง

ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ปรับอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม–สิงหาคม 2569 เพิ่มขึ้นเป็น 0.1623 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ที่ 3.95 บาทต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) โดยการปรับเพิ่มดังกล่าวมีสาเหตุหลักจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น จากราคาพลังงานในตลาดโลกที่อยู่ในระดับสูงและความไม่แน่นอนของสถานการณ์ด้านภูมิรัฐศาสตร์ สำหรับงวดเดือนกันยายน–ธันวาคม 2569 อัตราค่า Ft และราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยยังคงอยู่ที่ 0.1623 บาทต่อหน่วย และ 3.95 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ โดยมีเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกิน (Clawback) จำนวน 16,127 ล้านบาท เป็นปัจจัยสนับสนุน (อ้างอิง: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 23 กรกฎาคม 2569)

สภาพอากาศ

หน่วยงานด้านภูมิอากาศประเมินว่าปี 2569 มีโอกาสเกิดปรากฏการณ์ Super El Niño ซึ่งอาจเพิ่มความเสี่ยงต่อการผลิตไฟฟ้า โดยผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นได้แก่ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำที่ลดลงจากประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ลดลง รวมถึงต้นทุนการดำเนินงานที่อาจเพิ่มสูงขึ้นจากสภาพอากาศสุดขั้ว

ความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs)

ต้นทุนวัตถุดิบและค่าขนส่งที่ยังอยู่ในระดับสูง ประกอบกับการฟื้นตัวของเศรษฐกิจที่ยังไม่ทั่วถึง อาจยังคงส่งผลกดดันต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรม โดยเฉพาะในกลุ่มอุตสาหกรรมยานยนต์ อิเล็กทรอนิกส์ และบรรจุภัณฑ์ อย่างไรก็ตาม ในระยะข้างหน้า บี.กริม เพาเวอร์ เห็นแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าจากกลุ่มดาต้าเซ็นเตอร์ที่เติบโตอย่างแข็งแกร่ง ซึ่งจะเป็นปัจจัยสำคัญที่สนับสนุนความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมในระยะกลางถึงระยะยาว

อัตราแลกเปลี่ยนและภาวะทางการเงิน

ค่าเงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ จากสถานการณ์ด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง และการปรับมุมมองของตลาดต่อแนวโน้มการดำเนินนโยบายการเงินสหรัฐอเมริกาที่เข้มงวดมากขึ้น ซึ่งส่งผลกระทบต่อต้นทุนเชื้อเพลิงนำเข้าและผลการดำเนินงานของ บี.กริม เพาเวอร์ ขณะที่อัตราดอกเบี้ยภายในประเทศยังคงทรงตัว และสถาบันการเงินยังคงดำเนินนโยบายการปล่อยสินเชื่ออย่างระมัดระวัง ท่ามกลางความไม่แน่นอนของภาวะเศรษฐกิจ

สรุปการดำเนินกลยุทธ์

บี.กริม เพาเวอร์ จะยังคงติดตามสถานการณ์เศรษฐกิจมหภาค ความคืบหน้าด้านกฎระเบียบ และแนวโน้มของตลาดพลังงานอย่างใกล้ชิด พร้อมทั้งบริหารจัดการความเสี่ยงด้านต้นทุนเชื้อเพลิงและอัตราแลกเปลี่ยนเชิงรุก รวมถึงใช้เครื่องมือทางการเงินที่เหมาะสม เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน

นอกจากนี้ บี.กริม เพาเวอร์ จะยังคงนำกลไกการกำหนดราคาผ่านสูตรค่าไฟใหม่ (New Tariff Formula) สำหรับลูกค้าอุตสาหกรรม และกลไกการส่งผ่านต้นทุนก๊าซธรรมชาติ (Gas Cost Pass-through) สำหรับลูกค้ากลุ่มดาต้าเซ็นเตอร์มาใช้อย่างต่อเนื่อง ควบคู่กับการเดินหน้าขยายฐานลูกค้าอุตสาหกรรม โดยมุ่งเน้นลูกค้าที่มีการใช้ไฟฟ้าต่อเนื่องในระดับสูง เช่น กลุ่มดาต้าเซ็นเตอร์ พร้อมทั้งเดินหน้าลงทุนในธุรกิจพลังงานหมุนเวียน การให้บริการโครงสร้างพื้นฐานดิจิทัลแบบครบวงจร (Digital Infrastructure-as-a-Service: DIaaS) และโซลูชันพลังงานสะอาด เพื่อเสริมสร้างการเติบโตในระยะยาวและกระจายแหล่งที่มาของรายได้

แนวโน้มปี 2569 และปัจจัยขับเคลื่อนผลการดำเนินงานของ บี.กริม เพาเวอร์

คาดการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับ SPP อยู่ที่ 360-390 บาทต่อล้านบีทียู ในขณะที่ปี 2568 ราคาก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 323 บาทต่อล้านบีทียู

วางแผนนำเข้า LNG ไม่เกิน 5 ลำ หรือคิดเป็นปริมาณรวมประมาณ 240,000 ตัน (12.2 ล้านล้านบีทียู) เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้า SPP ของบี.กริม เพาเวอร์ผ่านระบบ Pool Gas

ตั้งเป้าเพิ่มลูกค้า IUs รายใหม่ เชื่อมเข้าระบบรวม 20-30 เมกะวัตต์

โครงการของ บี.กริม เพาเวอร์ ที่คาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) มีดังนี้

1) Zhongce Rubber: โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ จังหวัดระยอง 35 เมกะวัตต์
2) Nakwol 1: โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมนอกชายฝั่ง 364.8 เมกะวัตต์
3) Huong Hoa 1: โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนฝั่ง 48 เมกะวัตต์
4) โครงการอื่น ๆ รวมกำลังการผลิตสูงสุด 30 เมกะวัตต์

ข้อมูลสรุป

B.GRIMM SINCE 1878

ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	9M'68	9M'69	เปลี่ยนแปลง	Q3'68	Q2'69	Q3'69	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายและการให้บริการ	42,125	44,081	4.6%	13,351	15,123	16,233	21.6%	7.3%
EBITDA*	10,975	11,252	2.5%	3,517	3,509	3,948	12.3%	12.5%
กำไรสุทธิ	2,330	3,205	37.6%	878	1,112	1,104	25.7%	(0.7%)
กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**1,182**	**2,238**	**89.3%**	**521**	**676**	**841**	**61.4%**	**24.4%**
(กำไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	330	(193)	(158.5%)	(108)	(139)	59	n/a	n/a
(กำไร) / ขาดทุน ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน	(16)	(196)	n/a	(16)	(21)	(181)	n/a	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน**	2,645	2,816	6.5%	754	952	982	30.2%	3.2%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**1,638**	**1,690**	**3.2%**	**414**	**478**	**706**	**70.5%**	**47.7%**
อัตรากำไร EBITDA (%)	26.1%	25.5%		26.3%	23.2%	24.3%		
อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (%)	6.3%	6.4%		5.6%	6.3%	6.0%		
สัดส่วนกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ (%)	61.9%	60.0%		54.9%	50.2%	71.9%		

** EBITDA = กำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมและค่าตัดจำหน่าย – รายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมอ (โดยไม่รวม 1) การตัดจำหน่ายต้นทุนพัฒนาโครงการ 7 ล้านบาท ใน Q1'2569 และ 3 ล้านบาท ใน Q3'2569 และ 2) กำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่าสินทรัพย์ทางการเงินผ่านกำไรขาดทุน 21 ล้านบาท ใน Q2'2569 และ 230 ล้านบาท ใน Q3'2569 และ 3) ขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากดอกเบี้ยค้างรับ 4 ล้านบาท ใน Q3'2569)*

*** กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน = กำไรสุทธิ - กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น – รายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมอ (โดยไม่รวม 1) การตัดจำหน่ายต้นทุนพัฒนาโครงการ 2) กำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่าสินทรัพย์ทางการเงินผ่านกำไรขาดทุน และ 3) ขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากดอกเบี้ยค้างรับ ตามที่ระบุข้างต้น รวมถึง 4) ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้รอตัดบัญชีจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์ทางการเงิน 42 ล้านบาท ใน Q3'2569)*

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- **รายได้รวมเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 21.6 เป็น 16,233 ล้านบาท สำหรับ Q3'2569 และร้อยละ 4.6 มาอยู่ที่ 44,081 ล้านบาท สำหรับ 9M'2569** โดยมีสาเหตุหลักจาก 1) ปริมาณการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 2.2 มาอยู่ที่ 3,986 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ใน Q3'2569 และร้อยละ 1.9 มาอยู่ที่ 11,706 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับ 9M'2569 2) ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และราคาขายไอน้ำที่ปรับตัวสูงขึ้น ซึ่งสอดคล้องกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น 3) การเพิ่มขึ้นของราคาขายไฟฟ้าให้แก่ IUs ตามการปรับใช้สูตรค่าไฟใหม่ (New Tariff Formula) 4) รายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่เพิ่มขึ้น และ 5) การรับรู้รายได้จากโครงการ ARECO ภายหลังการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ ตั้งแต่เดือนธันวาคม 2568

EBITDA

- **EBITDA สำหรับ Q3'2569 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 12.3 เป็น 3,948 ล้านบาท และร้อยละ 2.5 สำหรับ 9M'2569 เป็น 11,252 ล้านบาท** โดยมีปัจจัยสนับสนุนหลักจาก 1) ปริมาณขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลจากกำลังการผลิตของโครงการพลังงานหมุนเวียนที่เปิดดำเนินการเพิ่มเติมและการเชื่อมเข้าระบบของลูกค้าอุตสาหกรรมรายใหม่รวม 18.7 เมกะวัตต์ ในช่วง 9M'2569 2) รายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่เพิ่มขึ้น และ 3) ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้ การเพิ่มขึ้นดังกล่าวถูกหักกลบบางส่วนด้วยต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่สูงขึ้น
- **อัตรากำไร EBITDA ลดลงเป็นร้อยละ 24.3 สำหรับ Q3'2569 และร้อยละ 25.5 สำหรับ 9M'2569** เมื่อเทียบกับร้อยละ 26.3 สำหรับ Q3'2568 และร้อยละ 26.1 สำหรับ 9M'2568 ตามลำดับ

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP)

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ สำหรับ Q3'2569 เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 70.5 มาอยู่ที่ 706 ล้านบาท** และ**ร้อยละ 3.2 เป็น 1,690 ล้านบาท สำหรับ 9M'2569** โดยมีสาเหตุหลักจากการเติบโตของปริมาณขายไฟฟ้า รายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่เพิ่มขึ้น การรับรู้ผลประกอบการจากโครงการใหม่ อาทิ โครงการ ARECO และโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รวมถึงส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ สำหรับ 9M'2569 ถูกหักกลบบางส่วนจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่สูงขึ้น ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) ที่ลดลงภายหลังการปรับลดค่า Ft และการบันทึกค่าเผื่อผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากลูกหนี้การค้าใน Q2'2569

กำไรสุทธิ

- **กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 841 ล้านบาท สำหรับ Q3'2569** จาก 521 ล้านบาท ใน Q3'2568 **และ 2,238 ล้านบาท สำหรับ 9M'2569** จาก 1,182 ล้านบาท ใน 9M'2568 โดยความแตกต่างจากกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (NNP) มีสาเหตุหลักจาก 1) กำไร/ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง ซึ่งเกิดจากการบริหารความเสี่ยงด้านอัตราแลกเปลี่ยนและสถานะสุทธิของหนี้สินสกุลดอลลาร์สหรัฐและธุรกรรมในสกุลเงินต่างประเทศ และ 2) รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นเป็นประจำจากการดำเนินงาน

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

	9M'68	9M'69	เปลี่ยนแปลง	Q3'68	Q2'69	Q3'69	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้จากการขายไฟฟ้า								
กฟผ.	27,466	28,773	4.8%	8,471	10,081	10,709	26.4%	6.2%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	9,268	9,516	2.7%	3,105	3,156	3,341	7.6%	5.9%
ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	1,139	1,169	2.6%	388	401	417	7.5%	4.0%
กฟภ./ กฟน./ Rooftop	928	1,083	16.7%	292	346	365	25.0%	5.5%
การไฟฟ้าลาว	229	235	2.6%	135	54	145	7.4%	168.5%
การไฟฟ้าเวียดนาม	1,532	1,564	2.1%	513	562	519	1.2%	(7.7%)
การไฟฟ้ากัมพูชา	113	115	1.8%	35	40	35	0.0%	(12.5%)
PG&E – สหรัฐอเมริกา	213	79	(62.9%)	22	24	1	(95.5%)	(95.8%)
WESM / TransCo – ฟิลิปปินส์	0	313	n/a	0	124	131	n/a	5.6%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	**40,888**	**42,847**	**4.8%**	**12,963**	**14,788**	**15,663**	**20.8%**	**5.9%**
รายได้จากการขายไอน้ำ	787	785	(0.3%)	232	270	290	25.0%	7.4%
รายได้จากการขาย Demineralised Water	0	0	n/a	0	0	0	n/a	n/a
รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ*	450	449	(0.2%)	157	64	280	78.3%	337.5%
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการ	**42,125**	**44,081**	**4.6%**	**13,351**	**15,123**	**16,233**	**21.6%**	**7.3%**

** รวมรายได้จากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในสาธารณรัฐฟิลิปปินส์ รายได้จากการให้บริการอื่นๆ และรายได้จากการรับรองสิทธิพลังงานหมุนเวียน (REC)*

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 26.4 ใน Q3'2569** เป็น 10,709 ล้านบาท และ**ร้อยละ 4.8 ใน 9M'2569** เป็น 28,773 ล้านบาท
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 1.2 ใน Q3'2569** เป็น 2,574 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สาเหตุหลักจากการปิดซ่อมบำรุงของโครงการโรงไฟฟ้า ABP3 เป็นเวลา 24 วัน ในช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน ขณะที่**ใน 9M'2569** ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. **เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 0.9** เป็น 7,636 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากการหยุดเดินเครื่องเพื่อการบำรุงรักษาลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับช่วง 9M'2568 แม้ว่าปีนี้จะมีการบำรุงรักษาย่อยตามแผนของโรงไฟฟ้า ABP5 BGPAT2 และ BGPAT3 ใน Q1'2569 และ ABP2 ABP5 และ BPWHA1 ใน Q2'2569 รวมถึง ABPR2 และ BPWHA1 ใน Q3'2569
  - **ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อหน่วยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 24.9 ใน Q3'2569** เป็น 4.16 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และ**ร้อยละ 3.9 ใน 9M'2569** เป็น 3.77 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้น อันเนื่องมาจากสถานการณ์ทางภูมิรัฐศาสตร์

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) ในประเทศไทย เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 7.6 ใน Q3'2569** เป็น 3,341 ล้านบาท และ**ร้อยละ 2.7 ใน 9M'2569** มาอยู่ที่ 9,516 ล้านบาท
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 3.3 ใน Q3'2569** เป็น 894 กิกะวัตต์-ชั่วโมง และ**ร้อยละ 4.7 ใน 9M'2569** เป็น 2,633 กิกะวัตต์-ชั่วโมง จากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของลูกค้ากลุ่มธุรกิจก๊าซอุตสาหกรรม กลุ่มเหล็ก และอิเล็กทรอนิกส์ รวมถึงมีลูกค้า IUs รายใหม่เชื่อมเข้าระบบกำลังการผลิตรวม 18.7 เมกะวัตต์ ในช่วง 9M'2569
  - **ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศไทยปรับตัวเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 4.2 ใน Q3'2569** เป็น 3.74 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากได้รับประโยชน์จากการปรับสูตรโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ของลูกค้า IUs แม้ว่าค่า Ft ปรับลดเป็น 16.23 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จาก 18.39 ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน ขณะที่ราคาขายไฟฟ้าดังกล่าว**ลดลง y-on-y ร้อยละ 2.2 ใน 9M'2569** เป็น 3.61 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเป็นไปตามการปรับค่า Ft เป็น 13.34 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดือนมกราคม - กันยายน 2569 จาก 26.83 สตางค์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 7.5 ใน Q3'2569** เป็น 417 ล้านบาท และ**ร้อยละ 2.6 ใน 9M'2569** เป็น 1,169 ล้านบาท
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้า IUs ในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 5.7 สำหรับ Q3'2569** เป็น 161 กิกะวัตต์-ชั่วโมง และ**ร้อยละ 5.2 สำหรับ 9M'2569** เป็น 460 กิกะวัตต์-ชั่วโมง
  - **ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้า IUs ในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ใน Q3'2569** เป็น 2.59 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง แต่**ลดลง y-on-y ร้อยละ 2.3 ใน 9M'2569** เป็น 2.54 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ทั้งนี้ การคิดราคาขายไฟฟ้าเป็นวิธีราคาต้นทุนบวกกำไรส่วนเพิ่ม (cost plus)

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ./ กฟน./ Rooftop

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ./ กฟน./ Rooftop เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 25.0 ใน Q3'2569** เป็น 365 ล้านบาท และ**ร้อยละ 16.7 ใน 9M'2569** เป็น 1,083 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อู่ตะเภาขนาด 18 เมกะวัตต์ ในเดือนกันยายน 2568 และโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาของบริษัทย่อย

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาวเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 7.4 ใน Q3'2569** เป็น 145 ล้านบาท และ**ร้อยละ 2.6 ใน 9M'2569** เป็น 235 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากการปรับขึ้นอัตราค่าไฟฟ้าตามการแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ประกอบกับได้รับผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนเนื่องจากเงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนามเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 1.2 ใน Q3'2569** เป็น 519 ล้านบาท เนื่องจากผลบวกจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ แม้ว่าจะถูกชดเชยบางส่วนด้วยปริมาณขายไฟฟ้าที่ลดลง และ**ร้อยละ 2.1 ใน 9M'2569** เป็น 1,564 ล้านบาท เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณขายไฟฟ้าจากความเข้มแสงที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าจะได้รับผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการอ่อนค่าของเงินเวียดนามดองเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้ากัมพูชา

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้ากัมพูชาไม่เปลี่ยนแปลง y-on-y ใน Q3'2569** ที่ 35 ล้านบาท เนื่องจากปริมาณขายไฟฟ้าขายที่ลดลงถูกชดเชยด้วยการอ่อนค่าของเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ และ**เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.8 ใน 9M'2569** เป็น 115 ล้านบาท เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณขายไฟฟ้าจากความเข้มแสงที่เพิ่มขึ้น

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ PG&E

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการ Malacha ให้แก่ PG&E ลดลง y-on-y ร้อยละ 95.5 ใน Q3'2569** เป็น 1 ล้านบาท การลดลงดังกล่าวมีสาเหตุมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าที่ลดลง ซึ่งเป็นผลมาจากปริมาณน้ำน้อยเกินกว่าจะผลิตไฟฟ้าได้ในระหว่างไตรมาส ขณะเดียวกัน รายได้ **ใน 9M'2569 จึงลดลงร้อยละ 62.9** มาอยู่ที่ 79 ล้านบาท

รายได้จากการขายไฟฟ้าในตลาด WESM / TransCo

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าในตลาด WESM / TransCo ใน Q3'2569 อยู่ที่ 131 ล้านบาท และใน 9M'2569 อยู่ที่ 313 ล้านบาท** ภายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ARECO กำลังการผลิต 65 เมกะวัตต์ ในเดือนธันวาคม 2568

รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไอน้ำเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 25.0 ใน Q3'2569** เป็น 290 ล้านบาท แต่**ลดลงเล็กน้อย ร้อยละ 0.3 ใน 9M'2569** เป็น 785 ล้านบาท
  - **ปริมาณไอน้ำที่จำหน่ายลดลงเล็กน้อย y-on-y ร้อยละ 0.3 ใน Q3'2569** เป็น 242,618 ตัน และ**ลดลง y-on-y ร้อยละ 1.0 ใน 9M'2569** เป็น 735,512 ตัน โดยมีสาเหตุหลักมาจากความต้องการที่ลดลงของลูกค้ากลุ่มยางรถยนต์และลูกค้ากลุ่มอุตสาหกรรมยานยนต์
  - **ราคาขายไอน้ำต่อหน่วยเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 25.4 ใน Q3'2569** เป็น 1,194 บาทต่อตัน และ**ร้อยละ 0.8 ใน 9M'2569** เป็น 1,068 บาทต่อตัน สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

ตารางที่ 1: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ขาย

	9M'68	9M'69	เปลี่ยนแปลง	Q3'68	Q2'69	Q3'69	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	GWh	GWh	y-on-y	GWh	GWh	GWh	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.	**7,570**	**7,636**	**0.9%**	**2,544**	**2,628**	**2,574**	**1.2%**	**(2.1%)**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	1,018	1,015	(0.3%)	350	336	338	(3.5%)	0.5%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	591	570	(3.6%)	196	188	192	(1.9%)	2.3%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	523	502	(4.1%)	178	162	166	(6.2%)	2.6%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	118	188	59.0%	45	59	72	60.6%	21.0%
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี	136	142	4.3%	46	49	46	(1.2%)	(6.4%)
นิคมอุตสาหกรรมเอเชีย มาบตาพุด	120	192	59.9%	47	73	68	46.5%	(6.9%)
นิคมอุตสาหกรรมอ่างทอง	8	25	216.1%	4	8	11	197.2%	45.3%
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	**2,515**	**2,633**	**4.7%**	**865**	**876**	**894**	**3.3%**	**2.1%**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	**438**	**460**	**5.2%**	**152**	**158**	**161**	**5.7%**	**1.5%**

	9M'68	9M'69	เปลี่ยนแปลง	Q3'68	Q2'69	Q3'69	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ตัน	ตัน	y-on-y	ตัน	ตัน	ตัน	y-on-y	q-on-q
ปริมาณไอน้ำที่ขาย								
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	89,418	96,704	8.1%	30,954	32,931	32,962	6.5%	0.1%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	154,377	145,222	(5.9%)	49,483	49,354	44,829	(9.4%)	(9.2%)
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	153,793	139,769	(9.1%)	52,443	47,617	44,358	(15.4%)	(6.8%)
นิคมอุตสาหกรรมเอเชีย มาบตาพุด	345,713	353,817	2.3%	110,404	119,770	120,469	9.1%	0.6%
ปริมาณไอน้ำที่ขาย	**743,301**	**735,512**	**(1.0%)**	**243,284**	**249,672**	**242,618**	**(0.3%)**	**(2.8%)**

ตารางที่ 2: ราคาขายต่อหน่วย

	หน่วย	9M'68	9M'69	เปลี่ยนแปลง	Q3'68	Q2'69	Q3'69	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
				y-on-y				y-on-y	q-on-q
ไฟฟ้า - กฟผ.	บาทต่อ kWh	3.63	3.77	3.9%	3.33	3.84	4.16	24.9%	8.3%
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อ kWh	3.69	3.61	(2.2%)	3.59	3.60	3.74	4.2%	3.9%
ไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	บาทต่อ kWh	2.60	2.54	(2.3%)	2.55	2.53	2.59	1.6%	2.4%
ไอน้ำ - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อตัน	1,058.97	1,067.84	0.8%	952.15	1,083.12	1,194.02	25.4%	10.2%
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย	บาทต่อล้าน บีทียู	334.41	352.00	5.3%	298.56	362.55	402.32	34.8%	11.0%

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างต้นทุน

	9M'68	9M'69	เปลี่ยนแปลง	Q3'68	Q2'69	Q3'69	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนขายและการให้บริการ								
ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ	26,061	27,636	6.0%	7,860	9,713	10,646	35.4%	9.6%
ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม	1,044	1,073	2.8%	357	368	382	7.0%	3.8%
ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา	2,892	3,048	5.4%	982	1,017	1,092	11.2%	7.4%
ค่าเสื่อมราคา – COGS	4,124	4,187	1.5%	1,384	1,395	1,421	2.7%	1.9%
ต้นทุนอื่น	543	610	12.3%	191	187	242	26.7%	29.4%
รวมต้นทุนขายและการให้บริการ	**34,664**	**36,554**	**5.5%**	**10,774**	**12,680**	**13,783**	**27.9%**	**8.7%**
ค่าเผื่อผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้น	0	92	n/a	0	87	5	n/a	(94.3%)
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A)	1,706	1,837	7.7%	530	623	613	15.7%	(1.6%)
ค่าเสื่อมราคา - SG&A	109	96	(11.9%)	42	32	32	(23.8%)	0.0%
ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	**36,479**	**38,579**	**5.8%**	**11,346**	**13,422**	**14,433**	**27.2%**	**7.5%**

ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- **ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 35.4 ใน Q3'2569** เป็น 10,646 ล้านบาท **และร้อยละ 6.0 ใน 9M'2569** เป็น 27,636 ล้านบาท เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้น อันเนื่องมาจากสถานการณ์ทางภูมิรัฐศาสตร์ โดยราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 34.8 เป็น 402 บาทต่อล้านบีทียูใน Q3'2569 จาก 299 บาทต่อล้านบีทียูใน Q3'2568 และร้อยละ 5.3 เป็น 352 บาทต่อล้านบีทียูในช่วง 9M'2569 จาก 334 บาทต่อล้านบีทียูในช่วง 9M'2568

  ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติใน 9M'2569 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนในอัตราที่น้อยกว่าการเพิ่มขึ้นของต้นทุนในช่วง Q3'2569 เมื่อเทียบกับปีก่อน เนื่องจากถูกชดเชยบางส่วนจากต้นทุนที่ลดลงใน Q2'2569 ซึ่งเป็นผลมาจากฐานที่สูงใน Q2'2568 จากการปรับปรุงรายการต้นทุนก๊าซย้อนหลัง

ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

- **ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 7.0 ใน Q3'2569** เป็น 382 ล้านบาท **และร้อยละ 2.8 ใน 9M'2569** เป็น 1,073 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้ การกำหนดราคาขายไฟฟ้าเป็น วิธีราคาต้นทุนบวกกำไรส่วนเพิ่ม (Cost Plus)

ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- **ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 11.2 ใน Q3'2569** เป็น 1,092 ล้านบาท **และร้อยละ 5.4 ใน 9M'2569** เป็น 3,048 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจาก 1) การขยายพอร์ตการลงทุนจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) ของโครงการ U-Tapao และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ARECO รวมถึง 2) การปิดซ่อมบำรุงรักษาย่อยตามแผนของโรงไฟฟ้า ABP5 BGPAT2 และ BGPAT3 ใน Q1'2569 และ ABP2 ABP5 และ BPWHA1 ใน Q2'2569 รวมถึง ABPR2 และ BPWHA1 ใน Q3'2569

ค่าเผื่อผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้น

- **ค่าเผื่อผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้น ใน Q3'2569 จำนวน 5 ล้านบาท** ซึ่งเกิดจากขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากดอกเบี้ยค้างรับและการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนในการแปลงค่างบการเงิน และ**รวมยอดใน 9M'2569 จำนวน 92 ล้านบาท** โดยมีสาเหตุหลักจากลูกหนี้ค่าไฟฟ้าที่ค้างชำระเกินกำหนดของโรงไฟฟ้าที่ประเทศเวียดนามของบริษัทย่อย

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

- **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A) ไม่รวมค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 15.7 ใน Q3'2569** มาอยู่ที่ 613 ล้านบาท **และร้อยละ 7.7 สำหรับ 9M'2569** เป็น 1,837 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายพนักงานที่สูงขึ้น และค่าที่ปรึกษาที่เกี่ยวกับการดำเนินการตามแผนยุทธศาสตร์

ผลประกอบการทางการเงิน

B.GRIMM SINCE 1878

รายการอื่นๆ

	9M'68	9M'69	เปลี่ยนแปลง	Q3'68	Q2'69	Q3'69	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
รายได้อื่น	842	1,015	20.5%	270	305	474	75.6%	55.4%
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	269	687	155.4%	(169)	98	445	n/a	354.1%
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	(400)	696	n/a	344	342	(164)	n/a	n/a
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง	187	126	(32.6%)	144	70	44	(69.4%)	(37.1%)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง	(588)	570	n/a	199	271	(209)	n/a	n/a

รายได้อื่น

- **รายได้อื่นเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 75.6 ใน Q3'2569** เป็น 474 ล้านบาท **และร้อยละ 20.5 ใน 9M'2569** เป็น 1,015 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์ทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนของหุ้นกู้แปลงสภาพของ Unison Co., Ltd.

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

- **ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าอยู่ที่ 445 ล้านบาท ใน Q3'2569** จากการดำเนินงานของโครงการ Nakwol 1 ที่เพิ่มขึ้นภายหลังทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) รวมถึงผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของ KOPOS และ Lohas **สำหรับ 9M'2569 ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าอยู่ที่ 687 ล้านบาท** มีสาเหตุหลักมาจากการดำเนินงานของโครงการ Nakwol 1 ภายหลังทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) และการรับรู้สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอตัดบัญชีที่เกี่ยวข้องกับสิทธิประโยชน์ทางภาษีจากการลงทุน รวมถึงการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก บริษัท อินทรี บี.กริม โซลาร์ จำกัด (IBS) ภายหลังเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) ในเดือนกุมภาพันธ์ 2569

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

- กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน ในหมวด "รายการอื่น ๆ" มีสาเหตุหลักมาจากเงินให้กู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันและการเปลี่ยนแปลงของสกุลเงินท้องถิ่นเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริง เป็นผลมาจากการรับชำระหนี้ และการชำระเงินตามงวดงานให้แก่ supplier ในช่วงเวลานั้น ขณะที่กำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง มาจากยอดคงเหลือของการให้กู้ยืมเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐให้แก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน และการเปลี่ยนแปลงของสกุลเงินท้องถิ่นเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงเวลานั้น

- **ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิอยู่ที่ 164 ล้านบาท ใน Q3'2569** โดยมีสาเหตุหลักมาจากผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการประเมินมูลค่าของเงินให้กู้ยืมระหว่างกันและดอกเบี้ยที่เกี่ยวข้อง เนื่องจากเงินเยนอ่อนค่าเมื่อเทียบกับเงินวอน **สำหรับ 9M'2569 มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิอยู่ที่ 696 ล้านบาท** โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการประเมินมูลค่าของเงินให้กู้ยืมระหว่างกัน ดอกเบี้ยค้างรับ และเงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับการพัฒนาโครงการ เนื่องจากเงินบาทอ่อนค่าเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ ประกอบกับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงจากการรับชำระคืนเงินกู้และดอกเบี้ย รวมถึงสัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้าที่ครบกำหนด

ผลประกอบการทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงินและค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้

	9M'68	9M'69	เปลี่ยนแปลง	Q3'68	Q2'69	Q3'69	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
ต้นทุนทางการเงิน								
ดอกเบี้ยจ่าย	3,506	3,603	2.8%	1,163	1,228	1,189	2.2%	(3.2%)
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่เกิดขึ้นจริง	59	(6)	n/a	55	23	(12)	n/a	n/a
ขาดทุน (กำไร) จาก FX ที่ยังไม่เกิดขึ้น	(257)	377	n/a	91	133	(149)	n/a	n/a
ต้นทุนทางการเงินอื่น	217	209	(3.7%)	75	69	73	(2.7%)	5.8%
รวมต้นทุนทางการเงิน	**3,525**	**4,183**	**18.7%**	**1,384**	**1,452**	**1,101**	**(20.4%)**	**(24.2%)**
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้								
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	603	738	22.4%	217	243	260	19.8%	7.0%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	(101)	(225)	n/a	(29)	(363)	89	n/a	n/a
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้	**502**	**513**	**2.2%**	**188**	**(120)**	**349**	**85.6%**	**n/a**

ต้นทุนทางการเงิน

- **ต้นทุนทางการเงินลดลง y-on-y ร้อยละ 20.4 ใน Q3'2569** เป็น 1,101 ล้านบาท **แต่เพิ่มขึ้นร้อยละ 18.7 ใน 9M'2569** เป็น 4,183 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดดังนี้
  - ดอกเบี้ยจ่ายจากเงินกู้ยืม เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 2.2 ใน Q3'2569 เป็น 1,189 ล้านบาท และร้อยละ 2.8 ใน 9M'2569 เป็น 3,603 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น
  - ผลขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยน (FX) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด เกิดจากการแปลงมูลค่าเงินกู้ยืมสกุลดอลลาร์ด้วยอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวด **รายงานผลกำไรที่ 149 ล้านบาท ใน Q3'2569** มีสาเหตุหลักมาจากการแข็งค่าของเงินวอนเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนในเกาหลีใต้ รวมถึงการแข็งค่าของเงินดองเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐสำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศเวียดนาม **ขณะที่ใน 9M'2569 มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจำนวน 377 ล้านบาท** โดยมีสาเหตุหลักมาจากการอ่อนค่าของเงินบาทเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ

ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้

- **ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 85.6 ใน Q3'2569** เป็น 349 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรทางภาษีที่เพิ่มขึ้นและการสิ้นสุดสิทธิประโยชน์ทางภาษีของ ABPR3, ABPR4, ABPR5 และ BPLC1R **สำหรับ 9M'2569 ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 2.2** เป็น 513 ล้านบาท โดยการเพิ่มขึ้นดังกล่าวถูกชดเชยบางส่วนด้วยการรับรู้รายได้ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีจากผลขาดทุนสะสมทางภาษี (Tax Loss Carryforwards) ภายหลังการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่ เมื่อ Q2'2569

ผลประกอบการทางการเงิน

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

	9M'68	9M'69	เปลี่ยนแปลง	Q3'68	Q2'69	Q3'69	เปลี่ยนแปลง	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	q-on-q
กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**1,182**	**2,238**	**89.3%**	**521**	**676**	**841**	**61.4%**	**24.4%**
กำไรสุทธิ	2,330	3,205	37.6%	878	1,112	1,104	25.7%	(0.7%)
บวก (กำไร) / ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	330	(193)	n/a	(108)	(139)	59	n/a	n/a
บวก (กำไร) / ขาดทุน ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน	(16)	(196)	n/a	(16)	(21)	(181)	n/a	n/a
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	2,645	2,816	6.5%	754	952	982	30.2%	3.2%
ลบ ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	1,007	1,126	11.8%	340	474	277	(18.5%)	(41.6%)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**1,638**	**1,690**	**3.2%**	**414**	**478**	**706**	**70.5%**	**47.7%**
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	*0.63*	*0.65*	*3.2%*	*0.16*	*0.18*	*0.27*	*70.5%*	*47.7%*
จำนวนหุ้นที่ใช้ในการคำนวณ (ล้านหุ้น)	*2,607*	*2,607*		*2,607*	*2,607*	*2,607*		

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 70.5 ใน Q3'2569** เป็น 706 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) ที่เพิ่มขึ้น ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากโครงการพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้น ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าที่เพิ่มขึ้น รวมถึงรายได้จากการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงการที่เพิ่มขึ้น **สำหรับ 9M'2569 กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่เพิ่มขึ้น y-on-y ร้อยละ 3.2** เป็น 1,690 ล้านบาท โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากปัจจัยข้างต้น ทั้งนี้ การเพิ่มขึ้นของต้นทุนก๊าซธรรมชาติและการลดลงของค่าไฟฟ้าสำหรับลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) ตามการปรับลดค่า Ft เป็นปัจจัยกดดันต่อการเติบโตของกำไรบางส่วน

  โดยมีการปรับปรุงรายการกำไรสุทธิจากการดำเนินงานสำหรับ Q3'2569 และ 9M'2569 จากรายการดังนี้:

  - **ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง ซึ่งเป็นรายการที่ไม่กระทบกระแสเงินสด อยู่ที่ 59 ล้านบาท ใน Q3'2569** โดยมีสาเหตุหลักมาจากการแข็งค่าของเงินวอนเมื่อเทียบกับเงินเยน รวมถึงการอ่อนค่าของเงินบาทเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ ซึ่งส่งผลให้เกิดผลขาดทุนจากการแปลงมูลค่าหนี้สินสกุลดอลลาร์สหรัฐ **สำหรับ 9M'2569 มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จำนวน 193 ล้านบาท** โดยมีสาเหตุหลักมาจากการแปลงมูลค่าเงินให้กู้ยืมสกุลดอลลาร์สหรัฐแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันและธุรกรรมสกุลเงินต่างประเทศโดยหลักจากเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ
  - **รายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมออยู่ที่ 181 ล้านบาท ใน Q3'2569 และ 196 ล้านบาท ใน 9M'2569** โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์ทางการเงินประเภทหุ้นกู้แปลงสภาพ ทั้งนี้ รายการดังกล่าวถูกชดเชยบางส่วนด้วยค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้รอตัดบัญชีจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์ทางการเงิน การตัดจำหน่ายต้นทุนการพัฒนาโครงการ และผลขาดทุนด้านเครดิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากรายได้ดอกเบี้ยค้างรับ

กำไรสุทธิ

- **กำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ อยู่ที่ 841 ล้านบาท ใน Q3'2569 และ 2,238 ล้านบาท ใน 9M'2569** จากเหตุผลข้างต้น

ฐานะการเงิน

งบฐานะการเงิน

	31 ธ.ค. 68	30 ก.ย. 69	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	
เงินสด, รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนชั่วคราว	24,172	17,023	(29.6%)
รวมสินทรัพย์	183,046	197,860	8.1%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	118,411	128,015	8.1%
รวมหนี้สิน	133,686	146,086	9.3%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	49,360	51,773	4.9%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น - บริษัทใหญ่	33,436	36,811	10.1%
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	***1.91***	***2.14***	

การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเงินทุน

- **สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.1** จาก ณ สิ้นปี 2568 เป็น 197,860 ล้านบาท ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก
  1) เงินลงทุนในบริษัทร่วมเพิ่มขึ้นร้อยละ 180.3 หรือ 10,932 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลงทุนในโครงการพลังงานหมุนเวียน เช่น โครงการ Nakwol 1 และ New England Reliable Hydropower Holdings (NERH) รวมถึงธุรกิจดาต้าเซ็นเตอร์
  2) ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 77.1 หรือ 9,335 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากลูกหนี้ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นซึ่งเกี่ยวข้องกับมาตรการสนับสนุนราคาก๊าซของภาครัฐตามมติคณะรัฐมนตรี ประกอบกับลูกหนี้คงค้างจาก EVN
  3) สินทรัพย์ทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 268.7 หรือ 1,054 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลงทุนในหุ้นกู้แปลงสภาพที่ออกโดยบริษัท Unison Co., Ltd. ในเดือนมิถุนายน 2569
  4) เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงร้อยละ 30.8 หรือ 7,112 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลงทุนในบริษัทร่วม การชำระดอกเบี้ย และการจ่ายเงินปันผล
- **หนี้สินรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.3** จาก ณ สิ้นปี 2568 เป็น 146,086 ล้านบาท ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 โดยมีสาเหตุมาจากปัจจัยดังต่อไปนี้
  1) เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.2 หรือ 3,469 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เป็นเงินกู้สำหรับการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
  2) เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินเพิ่มขึ้นร้อยละ 174.4 หรือ 3,075 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่ใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียน และการนำเข้า LNG
  3) เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 27.4 หรือ 2,405 ล้านบาท จากเจ้าหนี้การค้า ปตท. ที่เพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากมาตรการสนับสนุนราคาก๊าซของภาครัฐตามมติคณะรัฐมนตรี
  4) หุ้นกู้สุทธิเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.8 หรือ 2,546 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากการออกหุ้นกู้ชุดใหม่
- **ส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9** จาก ณ สิ้นปี 2568 เป็น 51,773 ล้านบาท ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสะสมและองค์ประกอบอื่นของส่วนของเจ้าของ
- **จากที่กล่าวข้างต้น ทำให้อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น** เป็น 2.14 เท่า ณ วันที่ 30 กันยายน 2569

งบการเงิน

งบกระแสเงินสด

	สำหรับรอบระยะเวลา 9 เดือน สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2569
	ล้านบาท
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	6,703
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมลงทุน	(14,814)
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	866
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	**(7,246)**
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นรอบระยะเวลา	23,080
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนของเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	134
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสิ้นรอบระยะเวลา	**15,968**

สำหรับรอบระยะเวลา 9 เดือน สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2569 บี.กริม เพาเวอร์ และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงสุทธิ 7,246 ล้านบาท เมื่อรวมกับเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นรอบระยะเวลา จำนวน 23,080 ล้านบาท และกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนของเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 134 ล้านบาท เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสิ้นรอบระยะเวลาจะอยู่ที่ 15,968 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดของกระแสเงินสดของแต่ละกิจกรรมดังนี้

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน จำนวน 6,703 ล้านบาท โดยหลักมีการเปลี่ยนแปลงมาจาก

- เงินสดได้มาจากการดำเนินงาน จำนวน 9,763 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายสำหรับสินทรัพย์และหนี้สินจากการดำเนินงาน จำนวน 3,060 ล้านบาท

เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน จำนวน 14,814 ล้านบาท โดยมีรายการสำคัญประกอบด้วย

- เงินสดจ่ายเพื่อลงทุนในบริษัทย่อย บริษัทร่วม และการร่วมค้า จำนวน 9,171 ล้านบาท โดยหลักสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน และธุรกิจดาต้าเซ็นเตอร์
- เงินสดจ่ายเพื่อการพัฒนาโครงการ จำนวน 2,822 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เพื่อพัฒนาโครงการในต่างประเทศ
- เงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ จำนวน 1,280 ล้านบาท โดยหลักมาจากเงินลงทุนในโครงการพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย ประเทศเวียดนาม และฟิลิปปินส์ รวมถึงการจัดซื้ออุปกรณ์เพื่อการบำรุงรักษาและเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย
- เงินสดจ่ายสุทธิเพื่อเงินให้กู้ระยะสั้นแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน จำนวน 1,048 ล้านบาท

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน จำนวน 866 ล้านบาท โดยหลักมีการเปลี่ยนแปลงมาจาก

- เงินสดรับสุทธิจากเงินกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาวจากสถาบันการเงิน จำนวน 4,917 ล้านบาท
- เงินสดรับสุทธิจากการออกหุ้นกู้และไถ่ถอนหุ้นกู้ จำนวน 2,500 ล้านบาท
- เงินสดรับสุทธิจากเงินกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาวจากกิจการอื่น จำนวน 968 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายดอกเบี้ยและต้นทุนทางการเงิน จำนวน 4,183 ล้านบาท
- เงินปันผลจ่าย จำนวน 3,299 ล้านบาท

อัตราส่วนทางการเงิน

B.GRIMM SINCE 1878

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	Q3'2568	Q2'2569	Q3'2569
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน[1] (บาท)	0.1	0.2	0.2
กำไรจากการดำเนินงานต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน[2] (บาท)	0.2	0.3	0.3
อัตรากำไรขั้นต้น[3] (ร้อยละ)	19.3	16.1	15.1
อัตรากำไร EBITDA[4] (ร้อยละ)	26.3	23.2	24.3
อัตราส่วนกำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่[5] (ร้อยละ)	3.9	4.5	5.2
อัตราส่วนกำไรจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่[6] (ร้อยละ)	3.1	3.2	4.3
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น[7] (ร้อยละ)	4.7	5.6	8.0
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์[8] (ร้อยละ)	1.7	2.0	2.1
มูลค่าตามบัญชีต่อหุ้น[9] (บาท)	13.0	13.3	14.1
อัตราส่วนสภาพคล่อง[10] (เท่า)	1.5	1.2	1.4
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว[11] (เท่า)	1.1	1.0	1.2
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น[12] (เท่า)	2.6	2.9	2.8
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น[13] (เท่า)	1.9	2.2	2.1

หมายเหตุ:

[1] กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน = กำไร (ขาดทุน) สุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่หลังหักดอกเบี้ยจ่ายสะสมในระหว่างรอบระยะเวลาของหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน / จำนวนหุ้นสามัญถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก

[2] กำไรจากการดำเนินงานต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน = กำไรจากการดำเนินงานส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / จำนวนหุ้นสามัญถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก

[3] อัตรากำไรขั้นต้น = (รายได้จากการขายและการให้บริการ - ต้นทุนขายและการให้บริการ) / รายได้จากการขายและการให้บริการ

[4] อัตรากำไร EBITDA = (กำไรสุทธิสำหรับรอบระยะเวลา + ต้นทุนทางการเงิน + ภาษีเงินได้ + ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย + รายการที่ไม่ได้เกิดจากการดำเนินงานอย่างสม่ำเสมอ) / รายได้จากการขายและการให้บริการ

[5] อัตราส่วนกำไรสุทธิ – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ = กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / รายได้จากการขายและการให้บริการ

[6] อัตราส่วนกำไรจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ = กำไรจากการดำเนินงานส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / รายได้จากการขายและการให้บริการ

[7] อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น = กำไรจากการดำเนินงานส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / ส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ยที่เป็นของบริษัทใหญ่

[8] อัตราผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ = กำไรจากการดำเนินงาน / สินทรัพย์รวมเฉลี่ย

[9] มูลค่าตามบัญชีต่อหุ้น = ส่วนของผู้ถือหุ้นที่เป็นของบริษัทใหญ่ / จำนวนหุ้นสามัญที่ออกและชำระแล้ว ณ วันสิ้นงวด

[10] อัตราส่วนสภาพคล่อง = สินทรัพย์หมุนเวียน / หนี้สินหมุนเวียน

[11] อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว = (เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด + เงินฝากธนาคารที่มีข้อจำกัดในการเบิกถอนภายในหนึ่งปี + เงินฝากประจำที่ครบกำหนดเกินกว่าสามเดือน + เงินลงทุนระยะสั้นในพันธบัตรรัฐบาล + ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้หมุนเวียนอื่นสุทธิ) / หนี้สินหมุนเวียน

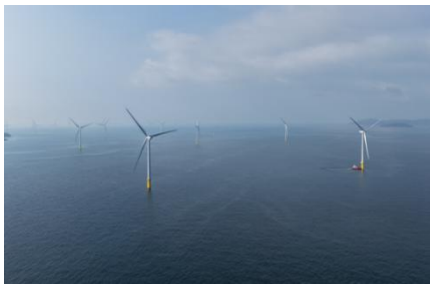
[12] อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินรวม / ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

[13] อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = (หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย - เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด - เงินฝากประจำที่ครบกำหนดเกินกว่าสามเดือน) / ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

โครงการโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง *(ความคืบหน้าในการก่อสร้าง ณ ปัจจุบัน)*

B.GRIMM SINCE 1878

1. NAKWOL 1 Offshore Wind Farm



	Nakwol 1
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานลม
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	364.8
สัดส่วนการถือหุ้น	49.0%
SCOD	Q4 2569
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	364.8 เมกะวัตต์ / 20 ปี
ผู้รับซื้อไฟฟ้า	Korea Southern Power Co., Ltd. (KOSPO)

% ความคืบหน้าโครงการ

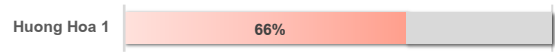


2. Huong Hoa 1 Onshore Wind Farm



	Huong Hoa 1
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานลม
กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	48
สัดส่วนการถือหุ้น	80.0%
SCOD	1H 2570
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	48 เมกะวัตต์ / 20 years
ผู้ที่มีแนวโน้มรับซื้อไฟฟ้า	Electricity of Vietnam (EVN)

% ความคืบหน้าโครงการ



3. Data Centre

3.1 อาคาร 1



	Data Centre
ประเภท	Hyperscaler
โมเดล	Build-to-Suit (BTS)
กำลังการผลิต (เมกะวัตต์ ไอที)	48 เมกะวัตต์
สัดส่วนการถือหุ้น	40.0%
SCOD	Q1 2570
ระยะเวลาในการดำเนินงาน	25 ปี

% ความคืบหน้าโครงการ



3.2 อาคาร 2



	Data Centre
ประเภท	Hyperscaler
โมเดล	Build-to-Suit (BTS)
กำลังการผลิต (เมกะวัตต์ ไอที)	48 เมกะวัตต์
สัดส่วนการถือหุ้น	40.0%
SCOD	Q3 2570
ระยะเวลาในการดำเนินงาน	25 ปี

% ความคืบหน้าโครงการ



คำนิยาม & ชื่อโครงการ

B.GRIMM SINCE 1878

คำนิยาม

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

ชื่อโครงการ

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

B.GRIMM
SINCE 1878

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.