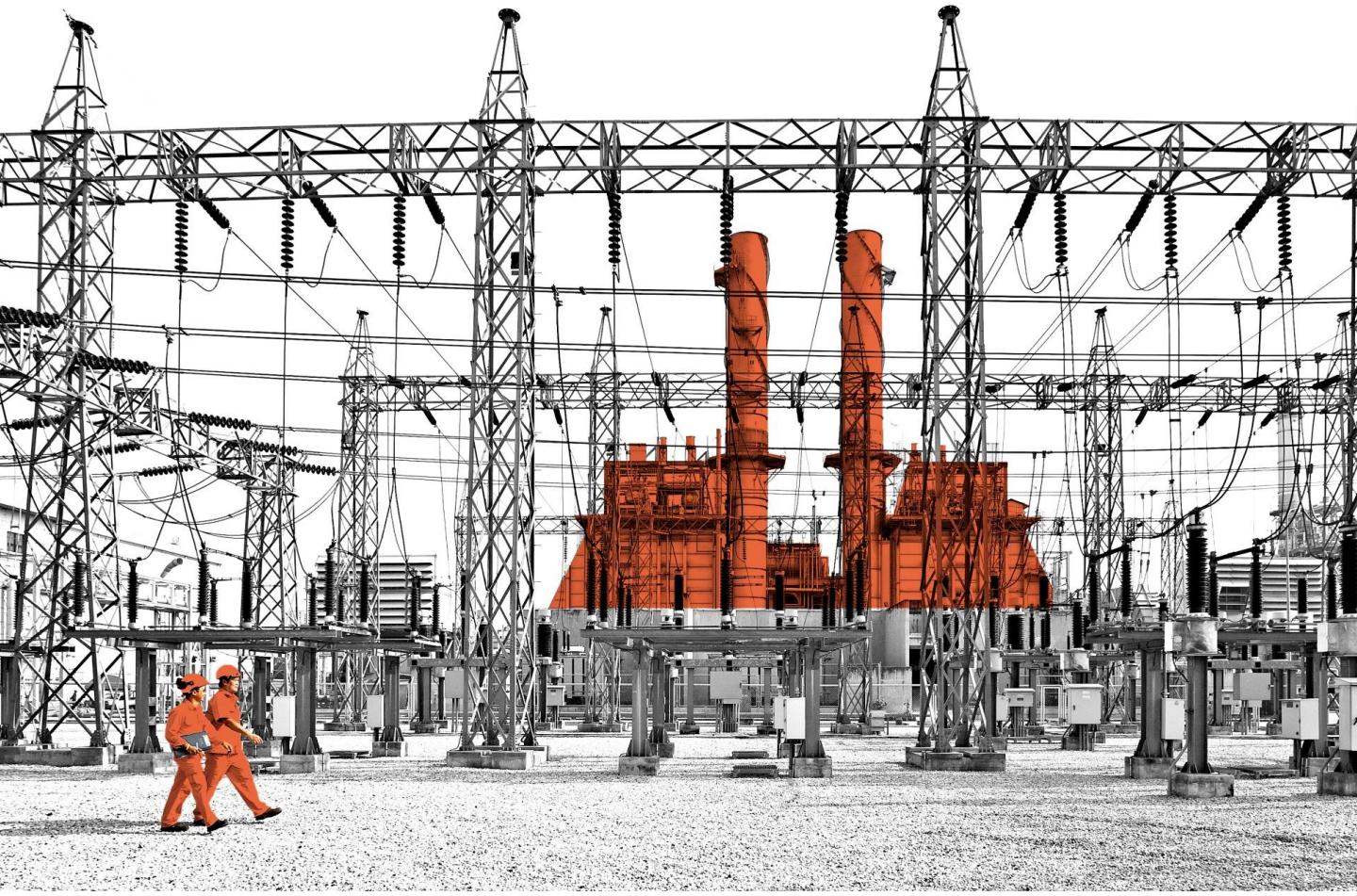
B.GRIMM
SINCE 1878

B.GRIMM POWER
EMPOWERING THE WORLD COMPASSIONATELY



คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 1 ปี 2562
สิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2562

ข้อมูลสรุป

เหตุการณ์สำคัญ

ความสำเร็จในการซื้อโครงการ Glow SPP1

บริษัทซื้อโครงการ Glow SPP1 ได้สำเร็จในเดือนมี.ค. 2562 ซึ่งจะช่วยเพิ่มการเติบโตและศักยภาพในการแข่งขันให้กับบริษัทในฐานะหนึ่งในผู้ผลิต SPP รายใหญ่ที่สุดในประเทศไทย Glow SPP1 ตั้งอยู่ที่อำเภอมาบตาพุด ซึ่งมีความเหมาะสมอย่างยิ่งสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมี เคมี เหล็ก และอุตสาหกรรมที่ต้องพึ่งพาสาธารณูปโภคในการผลิต ไม่ว่าจะเป็นพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำ

ภายหลังการเข้าทำสัญญาซื้อหุ้นทั้งหมด ในโครงการ Glow SPP1 จากบริษัท โกลว์ จำกัด บริษัทจึงเริ่มรวมผลกำไรของ Glow SPP1 ตั้งแต่เดือนมี.ค. 2562 โครงการ Glow SPP1 มีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง 124 เมกะวัตต์ ไอน้ำ 90 ตันต่อชั่วโมง และน้ำปราศจากแร่ธาตุ 190 ลบ.ม./ชั่วโมง โดยมี 2 สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกฟผ. ซึ่งสามารถต่ออายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม โดยมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอีก 25 ปี อ้างอิงตามมติที่ประชุม กพช. เมื่อวันที่ 24 ม.ค. 2562

เมื่อรวมโครงการใหม่ Glow SPP1 บริษัทมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมทั้งหมด 19 โครงการ มีกำลังผลิตรวมจากโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (ทั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและพลังงานทดแทน) ทั้งสิ้น 2,200 เมกะวัตต์ ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2562 ขณะที่บริษัทมีโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างและพัฒนา รวมกำลังการผลิตติดตั้งอีก 1,045 เมกะวัตต์ ซึ่งจะทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ภายในปี 2568 ทำให้กำลังการผลิตเติบโตอีก 48% มาที่ 3,245 เมกะวัตต์ ในปี 2568 (ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์)

การต่ออายุสัญญาโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) และก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม

หลังจากการอนุมัติโดยกพช. เมื่อวันที่ 24 ม.ค. 2562 ที่ผ่านมา คณะรัฐมนตรีได้มีการอนุมัติแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับใหม่ (PDP2018) เมื่อวันที่ 30 เม.ย. 2562 ซึ่งอนุมัติให้โครงการโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ที่จะหมดอายุสัญญาในระหว่างปี 2560 - 2568 สามารถสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนโรงไฟฟ้าเดิม ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 25 ปี ขณะที่โรงไฟฟ้าที่จะหมดอายุสัญญาภายในปี 2564 ได้รับการอนุมัติให้ต่ออายุรับซื้อไฟฟ้าออกไปอีกไม่เกิน 3 ปี ระหว่างที่โรงไฟฟ้าใหม่กำลังก่อสร้าง

บริษัทมีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่เข้าเกณฑ์และสามารถสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนโรงไฟฟ้าโรงไฟฟ้าเดิมจำนวน 5 โรง ซึ่งโรงไฟฟ้าเหล่านี้จะหมดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกฟผ. ระหว่างปี 2562-2565 บริษัทมีแผนสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนทั้ง 5 โครงการนี้ภายในปี 2565 ด้วยเทคโนโลยีประสิทธิภาพสูง เพื่อให้มั่นใจว่าบริษัทจะสามารถให้บริการด้วยคุณภาพที่สูงแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง

กลยุทธ์การลงทุนในสาธารณรัฐเกาหลีร่วมกับพันธมิตรทางธุรกิจที่แข็งแกร่งที่สุด

เมื่อวันที่ 28 ก.พ. 2562 บริษัทได้จัดตั้งบริษัทย่อย B.Grimm Power Korea Limited เพื่อประกอบธุรกิจพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสาธารณรัฐเกาหลี

นอกจากนี้ในเดือนเม.ย. 2562 ได้จัดประชุมความร่วมมือระหว่างบริษัท และ Korea Electric Power Corporation (KEPCO) ณ กรุงโซล สาธารณรัฐเกาหลี เพื่อผนึกความสัมพันธ์และเตรียมพร้อมสำหรับการนำระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) และระบบโครงข่ายสำหรับส่งไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) มาพัฒนาในพื้นที่เมืองการบินภาคตะวันออก และพื้นที่เขตส่งเสริมระเบียงเศรษฐกิจพิเศษภาคตะวันออก (EEC) และมีการประชุมกับบริษัท Korea Midland Power Co., Ltd (KOMIPO) เพื่อร่วมกันพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม และโครงการพลังงานทดแทนในอนาคต ในสาธารณรัฐเกาหลี

BGRIM ได้รับประกาศนียบัตรรับรองจาก GEIDCO

เมื่อเดือน เม.ย. 2562 บริษัทเป็นบริษัทไทยรายแรกที่องค์กร Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (GEIDCO) ได้มอบประกาศนียบัตรรับรองการเป็นสมาชิกท่ากลางกลุ่มบริษัทพลังงานชั้นนำระดับโลก เพื่อตอกย้ำความเป็นบริษัทพัฒนาพลังงานที่มีความยั่งยืนในระดับสากล

BGRIM ได้รับการรับรองเข้าเป็นสมาชิกแนวร่วมปฏิบัติของภาคเอกชนไทยในการต่อต้านทุจริต (CAC)

บริษัทได้ผ่านการรับรองสมาชิกโครงการแนวร่วมปฏิบัติของภาคเอกชนไทยในการต่อต้านการทุจริต (Thailand's Private Sector Collective Action Coalition Against Corruption: CAC) และจะสื่อสารนโยบายด้านการต่อต้านการทุจริตให้กับพันธมิตรและคู่ค้าของบริษัทให้รับทราบในลำดับถัดไป

บริษัทมีเจตนารมณ์มุ่งมั่นต่อการดำเนินธุรกิจตามหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจรรยาบรรณทางธุรกิจด้วยความรับผิดชอบต่อเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม บริษัทจึงให้ความสำคัญต่อการดำเนินงานในการต่อต้านการทุจริตด้วยการปลูกฝังและรณรงค์ให้ผู้บริหารและพนักงานทุกระดับของบริษัทและบริษัทย่อย มีจิตสำนึกและค่านิยมในการปฏิบัติงานด้วยความซื่อสัตย์ สุจริต มีกระบวนการทำงานที่โปร่งใส ชัดเจน ตรวจสอบได้ และไม่มีการดำเนินการใดๆ ที่ข้องเกี่ยวกับการทุจริตคอร์รัปชั่นทั้งทางตรงและทางอ้อม โดยบริษัทได้มีการจัดทำและสื่อสารนโยบายการต่อต้านคอร์รัปชันและนโยบายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง การประเมินและบริหารจัดการความเสี่ยงด้านการทุจริต การสอบทานระบบการควบคุมภายใน การจัดให้มีช่องทางและกระบวนการจัดการในการแจ้งเบาะแสการกระทำผิดทั้งภายในและภายนอกองค์กร รวมถึงให้มีการดูแลติดตามและรายงานผลอย่างสม่ำเสมอ

โครงการระหว่างก่อสร้างมีความคืบหน้าตามแผน

Nam Che โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ (Run of the river) กำลังการผลิตติดตั้ง 15 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 98.9 ปัจจุบันการก่อสร้างในส่วนหลักของโรงไฟฟ้าเสร็จเรียบร้อย และอยู่ระหว่างการติดตั้งสายส่ง และระบบสื่อสาร โดยมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในครึ่งปีแรกปี 2562

โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ DTE1&2 (โครงการ Xuan Cau) กำลังการผลิตติดตั้ง 420 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใหญ่ที่สุดในภูมิภาคอาเซียน และโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Phu Yen TTP (โครงการ Phu Yen) กำลังการผลิตติดตั้ง 257 เมกะวัตต์ ในประเทศเวียดนาม มีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 94.3 และ 87.5 ตามลำดับ ความคืบหน้าในการก่อสร้างดังกล่าวเป็นไปตามแผน ภายใต้การดูแลอย่างใกล้ชิดจากผู้บริหารระดับสูง โดยทั้งสองโครงการมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือน มิ.ย. 2562 ซึ่งจะทำให้สามารถบันทึกรายได้จาก EVN ได้ทันที

โครงการโรงไฟฟ้าขยะอุตสาหกรรม Interchem กำลังการผลิตติดตั้ง 4.8 เมกะวัตต์ มีความคืบหน้าในการก่อสร้างร้อยละ 6.8 ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมพื้นที่สำหรับก่อสร้าง โดยมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือน ธ.ค. 2562

ข้อมูลสรุป

B.GRIMM SINCE 1878

ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	Q1'2562	Q1'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	q-on-q
รายได้จากการขายและการให้บริการ	10,257	8,156	25.8%	9,933	3.3%
EBITDA	2,413	2,218	8.8%	2,202	9.6%
กำไรสุทธิ	835	1,203	-30.6%	280	198.2%
กำไรสุทธิ - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	532	723	-26.4%	130	309.2%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน*	687	830	-17.2%	381	80.3%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	443	512	-13.5%	220	101.4%
อัตรากำไร EBITDA (%)	**23.5%**	**27.2%**		**22.2%**	
อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน (%)	**6.7%**	**10.2%**		**3.8%**	
สัดส่วนกำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ (%)	**64.5%**	**61.7%**		**57.7%**	

หมายเหตุ:

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

รายได้จากการขายและการให้บริการ

- **รายได้จากการขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 25.8 y-on-y** จาก 8,156 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 10,257 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า SPP ABPR3, ABPR4 และ ABPR5 ในเดือน ก.พ., มิ.ย. และ ต.ค. 2561 ตามลำดับ และการเข้าซื้อ SPP1 ในเดือน มี.ค. 2562
- **รายได้จากการขายและการให้บริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 q-on-q** จาก 9,933 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 10,257 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณและราคาขายไฟฟ้าและไอน้ำ และการเข้าซื้อ SPP1 ในเดือน มี.ค. 2562

EBITDA

- **EBITDA เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.8 y-on-y** จาก 2,218 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 2,413 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 เนื่องจากการดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าใหม่ในปี 2561
- **EBITDA เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.6 q-on-q** จาก 2,202 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 2,413 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 เนื่องจากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนที่ลดลง และค่าใช้จ่ายที่ลดลงจากค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารจัดการที่สูงตามฤดูกาลในไตรมาสที่ 4
- **อัตรากำไร EBITDA ในไตรมาสที่ 1 ปี 2562 อยู่ที่ร้อยละ 23.5** เทียบกับ ร้อยละ 27.8 สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เนื่องจาก 1) การเพิ่มขึ้นเล็กน้อยของราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรม ตามการปรับขึ้นที่ค่อนข้างล่าช้าของค่า Ft แต่ต้นทุนค่าก๊าซปรับเพิ่มขึ้นที่ร้อยละ 18.7 และ 2) การเพิ่มขึ้นของการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนจากช่วงเดียวกันของปีก่อน อย่างไรก็ตามเมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส ที่ 4 ปี 2561 อัตรากำไร EBITDA เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 22.2 เนื่องจาก 1) ปริมาณขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมที่มากขึ้น 2) การลดลงของการหยุดซ่อมบำรุงตามแผน 3) การพัฒนากระบวนการผลิตไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่อง และ 4) การลดลงของผลกระทบตามฤดูกาลที่สูงในไตรมาส 4

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงานลดลงร้อยละ 17.2 y-o-y / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน –ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ลดลงร้อยละ 13.5 y-on-y** จาก 830 ล้านบาท / 512 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 687 ล้านบาท / 443 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก ต้นทุนก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยเพิ่มขึ้นร้อยละ 18.7 ขณะที่ราคาขายต่อหน่วยให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.9 (จากการปรับขึ้นของค่า Ft ที่ล่าช้ากว่าการปรับเพิ่มขึ้นของค่าก๊าซ) อย่างไรก็ตามสถานการณ์นี้เป็นเพียงสถานการณ์ชั่วคราว เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มปรับตัวลดลงในไตรมาสที่ 2 ปี 2562 นอกจากนี้มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนที่มากกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน แต่แผนซ่อมบำรุงจะลดลงในช่วงที่เหลือของปี
- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 80.3 q-on-q / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่เพิ่มขึ้นร้อยละ 101.4 q-on-q** จาก 381 ล้านบาท/ 220 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 687 ล้านบาท / 443 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) ผลกระทบตามฤดูกาลที่ลดลงจากไตรมาสที่ 4 ซึ่งมีการลดลงของหน่วยขายในช่วงเทศกาลวันหยุด และมีค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารที่สูง 2) ต้นทุนทางการเงินที่ลดลงจากการชำระคืนเงินกู้ 3) ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF ที่ลดลงและ 4) การหยุดซ่อมบำรุงตามแผนที่ลดลง
- **อัตรากำไรสุทธิจากการดำเนินงาน ในไตรมาสที่ 1 ปี 2562 อยู่ที่ร้อยละ 6.7** ลดลงจากไตรมาสที่ 1 ปี 2561 ซึ่งอยู่ที่ร้อยละ 10.2 แต่เพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 4 ปี 2561 ซึ่งอยู่ที่ร้อยละ 3.8 ตามที่กล่าวข้างต้น

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

	Q1'2562	Q1'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	q-on-q
รายได้จากการขายไฟฟ้า					
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฟผ.	6,912	5,032	37.4%	6,652	3.9%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	2,559	2,450	4.4%	2,515	1.7%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	269	262	2.7%	309	-12.9%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฝภ.	174	18	866.7%	125	39.2%
รายได้การขายไฟฟ้าให้ กฟน.	32	0	n/a	2	n/a
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าลาว	6	8	-25.0%	24	-75.0%
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	**9,952**	**7,769**	**28.1%**	**9,626**	**3.4%**
รายได้จากการขายไอน้ำ	192	137	40.1%	146	31.5%
รายได้จากการขาย Demineralized Water	4	0	n/a	0	n/a
รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ	109	249	-56.2%	161	-32.3%
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการ	**10,257**	**8,156**	**25.8%**	**9,933**	**3.3%**

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 37.4 y-on-y** จาก 5,032 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 6,912 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562
- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.9 q-on-q** จาก 6,652 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 6,912 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 21.6 y-on-y** (1,750 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 2,127 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และร้อยละ 3.6 q-on-q** (2,053 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 2,127 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า ABPR3, ABPR4 และ ABPR5 ในเดือน ก.พ., มิ.ย. และ ต.ค. 2561 ตามลำดับ 2) การลดลงของผลกระทบตามฤดูกาล (หน่วยขายที่ลดลงในช่วงวันหยุดในไตรมาสที่ 4) และ 3) การเพิ่มขึ้นของหน่วยขายจากการซื้อ SPP1 ในเดือน มี.ค.
  - **ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต่อหน่วยเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.8 y-on-y** (2.88 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 3.25 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ของปี 2562) **และร้อยละ 0.3 q-on-q** (3.24 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 3.25 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ของปี 2562) เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ซึ่งอ้างอิงตามราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นในไตรมาส ที่ 1 ปี 2562

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.4 y-on-y** จาก 2,450 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 2,559 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562
- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7 q-on-q** จาก 2,515 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 2,559 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 y-on-y** (749 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 775 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และร้อยละ 1.7 q-on-q** (763 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 775 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การเพิ่มขึ้นของลูกค้าใหม่ในนิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง โดยเฉพาะจากโรงไฟฟ้าใหม่ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2561 2)การรวมลูกค้าอุตสาหกรรมของ SPP1 ในนิคมอุสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด) และ 3) การเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมรายเดิมในนิคมอุตสาหกรรมบางกะดี
  - **ราคาขายไฟให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.9 y-on-y** (3.27 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 3.30 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ของปี 2562) ซึ่งเป็นไปตามการเปลี่ยนแปลงของค่า Ft ที่ประกาศโดย กกพ. **แต่คงที่ q-on-q** (3.30 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 และไตรมาสที่ 1 ของปี 2562) จากค่า Ft ที่ปรับขึ้นเล็กน้อย แต่ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์) ของโรงไฟฟ้า ABP1 และ ABP2 ลดลง

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.7 y-on-y** จาก 262 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 269 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562
- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามลดลงร้อยละ 12.9 q-on-q** จาก 309 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 269 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562
  - **ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 y-on-y** (112 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 116 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **แต่ลดลงร้อยละ 11.1 q-o-q** (130 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 116 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และลดลงของลูกค้ารายเดิมตามลำดับ
  - **ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนามลดลงร้อยละ 0.4 y-on-y** (2.34 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 2.33 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และร้อยละ 2.1 q-on-q** (2.38 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 2.33 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการลดลงของราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ ซึ่งกลุ่มบริษัท ขายไฟฟ้าในราคาที่เป็นส่วนเพิ่มจากราคาขายปลีกที่บริษัทย่อยของ EVN เรียกเก็บ (cost plus margin)

รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทย

- **รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 40.1 y-on-y** จาก 137 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 192 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562
- **รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 31.5 q-on-q** จาก 146 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 192 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562
  - **ปริมาณไอน้ำที่ขายให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยเพิ่มขึ้นร้อยละ 25.1 y-on-y** (132,087 ตัน สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 165,250 ตัน สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และร้อยละ 33.8 q-o-q** (123,500 ตัน สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 เป็น 165,250 ตัน สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุมาจากการรวมลูกค้าไอน้ำอุตสาหกรรมของ SPP1 ในนิคมอุตสาหกรรมต้บบลิวเอชเอตะวันออก (มาบตาพุด) และมีความต้องการใช้ไอน้ำที่เพิ่มขึ้นของลูกค้าอุตสาหกรรมรายเดิม
  - **ราคาขายไอน้ำต่อหน่วยแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศไทยมีอัตราเพิ่มขึ้นร้อยละ 12.2 y-o-y** (1,035.55 บาทต่อตัน สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 1,161.88 บาทต่อตัน สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของราคาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งราคาไอน้ำจะถูกปรับให้สอดคล้องกับราคาของก๊าซธรรมชาติ **แต่ลดลงร้อยละ 2.0 q-on-q** (1,185.75 บาทต่อตัน สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 1,161.88 บาทต่อตัน สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) จากการรวมรายได้จากการขายไอน้ำของ SPP1 ในเดือน มี.ค. 2562

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. และกฟน.

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 866.7 y-on-y** (18 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 174 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และร้อยละ 39.2 q-on-q** (125 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 174 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การรวมงบการเงินของ BGYSP หลังจากถือหุ้นเพิ่มจากร้อยละ 49 เป็นร้อยละ 100 ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 และ 2) รายได้จาก กฟภ. และกฟน. จากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตรซึ่งเปิดดำเนินการเต็มไตรมาสที่ 1 หลังจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในช่วงปลายเดือน ธ.ค. ปี 2561

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาว

- **รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าลาวในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวลดลงร้อยละ 25.0 y-o-y** (8 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 6 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) จากปริมาณน้ำที่ลดลง **และร้อยละ 75.0 q-on-q** (24 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 6 ล้านบาทสำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) เนื่องจากในช่วงไตรมาส 1 ของปี เป็นช่วงฤดูแล้งของสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการ

- **รายได้อื่นจากการขายและการให้บริการลดลงร้อยละ 56.2 y-on-y** (249 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 109 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และร้อยละ 32.3 q-on-q** (161 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 109 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกรายได้จากการก่อสร้างภายใต้ข้อตกลงสัมปทาน ซึ่งจะรับรู้ตามความคืบหน้าในการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ Nam Che ในประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างรายได้

ตารางที่ 1: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำที่ขาย

	Q1'2562	Q1'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	GWh	GWh	y-on-y	GWh	q-on-q
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ.	**2,127**	**1,750**	**21.6%**	**2,053**	**3.6%**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย					
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	395	393	0.6%	395	0.2%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	106	85	24.5%	98	8.4%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	172	175	-1.8%	172	0.0%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	57	58	-1.3%	63	-8.4%
สวนอุตสาหกรรมบางกะดี	38	37	3.1%	35	9.9%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	6	0	n/a	0	n/a
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	**775**	**749**	**3.5%**	**763**	**1.7%**
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	**116**	**112**	**3.5%**	**130**	**-11.1%**

	Q1'2562	Q1'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ตัน	ตัน	y-on-y	ตัน	q-on-q
ปริมาณไอน้ำที่ขาย					
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ชลบุรี	37,477	34,717	8.0%	38,482	-2.6%
นิคมอุตสาหกรรมอมตะซิตี้ ระยอง	33,646	38,918	-13.5%	33,666	-0.1%
นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง	56,245	58,453	-3.8%	51,352	9.5%
นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	37,883	0	n/a	0	n/a
ปริมาณไอน้ำที่ขาย	**165,250**	**132,087**	**25.1%**	**123,500**	**33.8%**

ตารางที่ 2: ราคาขายต่อหน่วย

	หน่วย	Q1'2562	Q1'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
				y-on-y		q-on-q
ราคาไฟฟ้า - กฟผ.	บาทต่อ KWh	3.25	2.88	12.8%	3.24	0.3%
ราคาขายไฟฟ้า - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อ KWh	3.30	3.27	0.9%	3.30	0.0%
ราคาขายไฟฟ้า-ลูกค้าอุตสาหกรรมในเวียดนาม	บาทต่อ KWh	2.33	2.34	-0.4%	2.38	-2.1%
ราคาขายไอน้ำ - ลูกค้าอุตสาหกรรมในไทย	บาทต่อตัน	1,161.88	1,035.55	12.2%	1,185.75	-2.0%
ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย	บาทต่อล้าน BTU	281.52	237.21	18.7%	278.60	1.0%

ผลประกอบการทางการเงิน

โครงสร้างต้นทุน

	Q1'2562	Q1'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	q-on-q
ต้นทุนขายและการให้บริการ					
ต้นทุนก๊าซธรรมชาติ	6,503	4,728	37.5%	6,221	4.5%
ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม	246	235	4.7%	278	-11.5%
ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา	623	440	41.6%	666	-6.5%
ต้นทุนอื่น	239	350	-31.7%	289	-17.3%
รวมต้นทุนขายและการให้บริการ	**7,611**	**5,754**	**32.3%**	**7,454**	**2.1%**
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (SG&A)	328	268	22.4%	411	-20.2%
ค่าเสื่อมราคา (Depreciation)	968	725	33.5%	956	1.3%
ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	**8,907**	**6,747**	**32.0%**	**8,821**	**1.0%**

ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ

- **ต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 37.5 y-on-y** (4,728 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 6,503 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และร้อยละ 4.5 q-on-q** (6,221 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 6,503 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และการเพิ่มขึ้นของราคาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอ้างอิงกับกับราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของก๊าซธรรมชาติทั้งหมดของ ปตท.

ต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศเวียดนาม

- **ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากบริษัทย่อยของ EVN เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 y-on-y** (235 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 246 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และลดลงร้อยละ 11.5 q-on-q** (278 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 246 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของรายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในประเทศเวียดนาม

ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- **ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นร้อยละ 41.6 y-on-y** จาก 440 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 623 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า ABPR3, ABPR4 และ ABPR5 ในเดือน ก.พ., มิ.ย. และ ต.ค. 2561 ตามลำดับ
- **ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาลดลงร้อยละ 6.5 q-on-q** จาก 666 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 623 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนลดลงในไตรมาสที่ 1 ปี 2562 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2561

ต้นทุนอื่นของการขายและการให้บริการ

- **ต้นทุนอื่นของการขายและการให้บริการลดลงร้อยละ 31.7 y-on-y** (350 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 239 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) และ**ร้อยละ 17.3 q-on-q** (289 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 239 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกต้นทุนจากการก่อสร้างตามความคืบหน้าการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ Nam Che

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

- **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารเพิ่มขึ้นร้อยละ 22.4 y-on-y** (268 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 328 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และลดลงร้อยละ 20.2 q-on-q** (411 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 328 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ดังกล่าวข้างต้น ขณะที่ค่าใช้จ่ายตามฤดูกาลที่สูงในไตรมาสที่ 4 ส่งผลกระทบต่อการเปรียบเทียบ q-on-q

ผลประกอบการทางการเงิน

รายการที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการ

	Q1'2562	Q1'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	q-on-q
รายได้อื่น	48	22	118.2%	72	-33.3%
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	30	50	-40.0%	49	-38.8%
กำไร(ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	11	(93)	n/a	8	37.5%

รายได้อื่น ๆ

- **รายได้อื่น ๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 118.2 y-on-y** (22 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 48 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และลดลงร้อยละ 33.3 q-on-q** (72 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 48 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเปลี่ยนแปลงของดอกเบี้ยรับ

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

- **ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้าลดลงร้อยละ 40.0 y-on-y** (50 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 30 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และร้อยละ 38.8 q-on-q** (49 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 30 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) การเปลี่ยนแปลงวิธีการลงบัญชีสำหรับส่วนแบ่งรายได้ของโครงการ BGYSP จากวิธีส่วนได้เสีย (Equity Method) มาเป็นการรวมงบการเงิน (Consolidation Method) หลังจากถือหุ้นเพิ่มจากร้อยละ 49 เป็นร้อยละ 100 ในไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 และ 2) ส่วนแบ่งกำไรที่ลดลงจากบริษัทร่วม ABPIF

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

- **บริษัทบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 11 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562** โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ไม่เกิดขึ้นจริงจากเจ้าหนี้การค้า

ผลประกอบการทางการเงิน

B.GRIMM SINCE 1878

ต้นทุนทางการเงิน และรายได้/ค่าใช้จ่าย ภาษีเงินได้

	Q1'2562	Q1'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	q-on-q
ต้นทุนทางการเงิน					
ดอกเบี้ยจ่าย	652	532	22.6%	673	-3.1%
ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF	56	68	-17.6%	144	-61.1%
ขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	(170)	(466)	n/a	13	n/a
ต้นทุนทางการเงินอื่น	16	12	33.3%	86	-81.4%
รวมต้นทุนทางการเงิน	**554**	**145**	**282.1%**	**917**	**-39.6%**
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้					
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	41	88	-53.4%	29	41.4%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	8	(49)	n/a	17	-52.9%
ค่าใช้จ่าย (รายได้) ภาษีเงินได้	**49**	**39**	**25.6%**	**46**	**6.5%**

ต้นทุนทางการเงิน

- **ต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้นร้อยละ 282.1 y-on-y** จาก 145 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 554 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562
- **ต้นทุนทางการเงินลดลงร้อยละ 39.6 q-on-q** จาก 917 ล้านบาทสำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 554 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก
  - ดอกเบี้ยจ่ายจากการกู้ยืม y-on-y: เพิ่มขึ้นร้อยละ 22.6 y-on-y จาก 532 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 652 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกดอกเบี้ยจ่ายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการ ABPR3, ABPR4 และ ABPR5 ในปี 2561;
  - ดอกเบี้ยจ่ายจากการกู้ยืม q-on-q: ลดลงร้อยละ 3.1 q-on-q จาก 673 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 เป็น 652 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ของปี 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการการชำระคืนเงินกู้ หลังจากการออกหุ้นกู้ระดับบริษัท และหุ้นกู้กรีนบอนด์ ในเดือนต.ค. และ ธ.ค. 2562 ตามลำดับ;
  - ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF: ลดลงร้อยละ 17.6 y-on-y จาก 68 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 56 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 และลดลงร้อยละ 61.1 q-on-q จาก 144 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 เป็น 56 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ของปี 2562 ตามเงินนำส่งจากผลประกอบการของ ABP1 และ ABP2;
  - ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม y-o-y: จากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 466 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็นกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 170 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โดยมีสาเหตุมาจากการแข็งค่าขึ้นร้อยละ 2.0 ของสกุลเงินบาทเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ณ สิ้นไตรมาสที่ 1 ปี 2562 เทียบกับการแข็งค่าขึ้นร้อยละ 4.4 ของสกุลเงินบาทเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ณ สิ้นไตรมาสที่ 1 ปี 2561; และ
  - ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากกิจกรรมจัดหาเงินกู้ยืม q-o-q: จากขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 13 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ของปี 2561 เป็นกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 170 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ของปี 2562 โดยมีสาเหตุมาจากการแข็งค่าของสกุลเงินบาทเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ ณ สิ้นไตรมาสของงบการเงิน

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นร้อยละ 25.6 y-on-y** (39 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 49 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) **และร้อยละ 6.5 q-on-q** (46 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 49 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562) โดยมีสาเหตุหลักมาจากการบันทึกค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีและการเพิ่มขึ้นของกำไรก่อนภาษีเงินได้ตามลำดับ

ผลประกอบการทางการเงิน

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

	Q1'2562	Q1'2561	% เปลี่ยนแปลง	Q4'2561	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	y-on-y	ล้านบาท	q-on-q
กำไรสำหรับงวด	835	1,203	-30.6%	280	198.2%
บวก (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้น	(180)	(400)	n/a	13	n/a
บวก รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ	31	27	14.8%	88	-64.8%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	**687**	**830**	**-17.2%**	**381**	**80.3%**
ลบ ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	244	318	-23.3%	161	51.6%
กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน - ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**443**	**512**	**-13.5%**	**220**	**101.4%**
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	*0.17*	*0.20*	-13.5%	*0.08*	*101.4%*
จำนวนหุ้นที่ใช้ในการคำนวณ (ล้านหุ้น)	*2,607*	*2,607*		*2,607*	

กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน

- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงานงบการเงินรวมลดลงร้อยละ 17.2 y-on-y / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ลดลงร้อยละ 13.5 y-on-y** จาก 830 ล้านบาท/ 512 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2561 เป็น 687 ล้านบาท/ 443 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยเพิ่มขึ้นร้อยละ 18.7 ขณะที่ราคาขายต่อหน่วยให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.9 (จากการปรับขึ้นของค่า Ft ที่ล่าช้ากว่าการปรับเพิ่มขึ้นของต้นทุนค่าก๊าซ) อย่างไรก็ตามสถานการณ์นี้เป็นเพียงสถานการณ์ชั่วคราว เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มปรับตัวลดลงในไตรมาสที่ 2 ปี 2562 นอกจากนี้มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนที่มากกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน แต่แผนซ่อมบำรุงจะลดลงในช่วงที่เหลือของปี
- **กำไรสุทธิจากการดำเนินงานงบการเงินรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 80.3 q-on-q / กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน – ส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เพิ่มขึ้นร้อยละ 101.4 q-on-q** จาก 381 ล้านบาท/ 220 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เป็น 687 ล้านบาท/ 443 ล้านบาท สำหรับไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก 1) ผลกระทบตามฤดูกาลที่ลดลงจากไตรมาสที่ 4 ซึ่งมีการลดลงของหน่วยขายในช่วงเทศกาลวันหยุด และมีค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารที่สูง 2) ต้นทุนทางการเงินที่ลดลงจากการชำระคืนเงินกู้ 3) ดอกเบี้ยจ่ายแก่ ABPIF ที่ลดลงและ 4) การหยุดซ่อมบำรุงตามแผนที่ลดลง

โดยมีการปรับปรุงรายการหลังกำไรสุทธิดังนี้

- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง** จำนวน 180 ล้านบาท;
- **รายจ่ายอื่นที่ไม่เกิดขึ้นเป็นประจำ** จำนวน 31 ล้านบาท โดยมีสาเหตุมาจาก ค่าใช้จ่ายสำหรับพนักงานของบริษัทเพื่อให้ทำงานอยู่ร่วมกับองค์กรที่จัดสรรให้ในช่วง IPO จำนวน 14 ล้านบาท และการตัดจำหน่ายวัสดุสำรองคลังจำนวน 17 ล้านบาท

สถานะ ทางการเงิน

งบแสดงสถานะการเงิน

	31 ธ.ค. 61	30 มี.ค. 62	% เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	ล้านบาท	%
เงินสด, รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนชั่วคราว	15,179	14,940	-1.6%
รวมสินทรัพย์	100,636	110,161	9.5%
หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	58,173	60,721	4.4%
รวมหนี้สิน	72,897	81,625	12.0%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	27,739	28,536	2.9%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น - บริษัทใหญ่	19,253	19,670	2.2%
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	***1.5***	***1.6***	

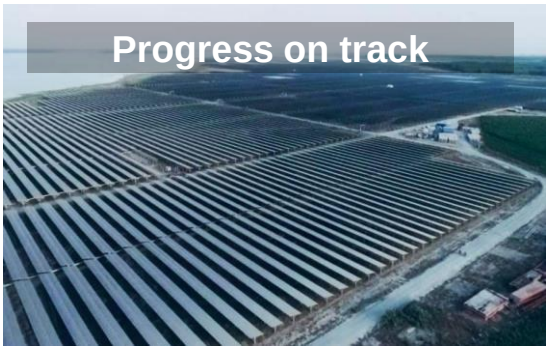
การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเงินทุน

- **สินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.5** จาก 100,636 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2561 เป็น 110,161 ล้านบาท ณ วันที่ 31 มี.ค. 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน
- **หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.4** จาก 58,173 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2561 เป็น 60,721 ล้านบาท ณ วันที่ 31 มี.ค. 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการกู้ยืมเงินระยะสั้น สำหรับซื้อโครงการ และการกู้ยืมเงินสำหรับพัฒนาโครงการที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้าง
- **ส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9** จาก 27,739 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2561 เป็น 28,536 ล้านบาท ณ วันที่ 31 มี.ค. 2562 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสะสมจากผลประกอบการในช่วงที่ผ่านมา
- **อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น** จาก 1.5 เท่า ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2561 เป็น 1.6 เท่า ณ วันที่ 31 มี.ค. 2562

โครงการโรงไฟฟ้า
ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

(ณ วันที่ 8 พฤษภาคม 2562)

Nam Che Hydro Power Project (สปป. ลาว)	
ประเภทเชื้อเพลิง	น้ำ
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	15 MW
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	72.0%
SCOD	ครึ่งแรกของปี 2562
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	15.0 MW / 25 ปี
% ความคืบหน้า	98.9%



Dau Tieng 1 and Dau Tieng 2 Solar Plants Project (Xuan Cau Project; เวียดนาม)	
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานแสงอาทิตย์
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	420 MW dc
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	55.0%
SCOD	30 มิ.ย. 2562
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	350 MW ac / 20 ปี
% ความคืบหน้า	94.3%

Phu Yen TTP Solar Plants Project (Phu Yen Project; เวียดนาม)	
ประเภทเชื้อเพลิง	พลังงานแสงอาทิตย์
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	257 MW dc
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	80.0%
SCOD	30 มิ.ย. 2562
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	214 MW ac / 20 ปี
% ความคืบหน้า	87.5%

Interchem	
ประเภทเชื้อเพลิง	ขยะอุตสาหกรรม
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	4.8 MW
สัดส่วนการถือหุ้น (%)	48.0%
SCOD	30 ธ.ค. 2562
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	4.8 MW / 20 ปี
% ความคืบหน้า	6.8%

คำนิยาม & ชื่อโครงการ

คำนิยาม

ADB	ธนาคารพัฒนาเอเชีย (Asian Development Bank)
COD	วันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date)
EBITDA	กำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา
EDL	การไฟฟ้าลาว
EPC	การดำเนินงานงานด้านวิศวกรรม จัดหาอุปกรณ์และก่อสร้าง
EVN	การไฟฟ้าแห่งประเทศเวียดนาม
FX	อัตราแลกเปลี่ยน
IPO	การเสนอขายหุ้นสามัญให้แก่ประชาชนเป็นการทั่วไปครั้งแรก
IU	ลูกค้าอุตสาหกรรม
JV	บริษัทร่วมทุน
KWh / GWh	กิโลวัตต์-ชั่วโมง / กิกะวัตต์-ชั่วโมง
mmBtu	ล้านบีทียู (หน่วยที่ใช้อ้างอิงการใช้ก๊าซธรรมชาติ)
NNP	กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน
O&M	การปฏิบัติการและบำรุงรักษา
Q-o-Q	เปรียบเทียบกับไตรมาสที่ผ่านมา
SG&A	ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร
Y-o-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
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
BPLC1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 1 จำกัด
BPLC2	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (แหลมฉบัง) 2 จำกัด
BPWHA1	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ดับบลิวเอชเอ) 1 จำกัด
Nam Che	Nam Che 1 Hydro Power Project
XXHP	Xenamnoy 2 and Xekatam 1 Hydro Power Project
Interchem	Progress Interchem
Solar WVO & CO-OP	โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร
DTE	Dau Tieng Ninh Energy Solar Plant Project (Xuan Cau)
Phu Yen TTP	Phu Yen TTP Solar Plant Projcet (Phu Yen)

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

Gunnlapat Wichutarat
Email: Gunnlapat.W@BGrimmPower.com

Thunruethai Makaraphan
Email: Thunruethai.M@BGrimmPower.com

Dr. Gerhard Link Building,
5 Krungthepkreetha Road, Huamark,
Bangkapi, Bangkok 10240, Thailand
Tel. +66 (0) 2710 3400
Fax. +66 (0) 2379 4245

Disclaimer

None of the Company makes any representation or warranty, express or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this document or otherwise made available nor as to the reasonableness of any assumption contained herein or therein, and any liability therein (including in respect of any direct, indirect or consequential loss or damage) is expressly disclaimed. Nothing contained herein or therein is, or shall be relied upon as, a promise or representation, whether as to the past or the future and no reliance, in whole or in part, should be placed on the fairness, accuracy, completeness or correctness of the information contained herein. Further, nothing in this document should be construed as constituting legal, business, tax or financial advice.

This material contains “forward-looking” statements that relate to future events, which are, by their nature, subject to significant risks and uncertainties. These forward-looking statements reflect our current views with respect to future events and are not a guarantee of future performance. Actual results may differ materially from information contained in these forward-looking statements as a result of a number of factors. We do not undertake to update our forward-looking statements to reflect future events or circumstances.

The information in these materials is provided as at the date of this document and is subject to change without notice.