บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (มหาชน)

คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการ

สำหรับงวดไตรมาสสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2564

คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการมีวัตถุประสงค์เพื่อนำเสนอและอธิบายผลการดำเนินงานและฐานะการเงินของบริษัทฯ ณ วันสิ้นสุดงวดบัญชี ซึ่งข้อมูลที่นำเสนออาจเปลี่ยนแปลงไปในอนาคต คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการจะใช้ฉบับภาษาไทยเป็นหลัก ในกรณีที่คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการฉบับภาษาอังกฤษมีเนื้อความขัดแย้งกันหรือ มีการตีความที่แตกต่างกัน ให้ใช้ฉบับภาษาไทยเป็นหลัก

หากนักลงทุนมีคำถามหรือข้อสงสัยประการใด กรุณาติดต่อสอบถามได้ที่ฝ่ายนักลงทุนสัมพันธ์ โทร. 0-2080-4488 หรืออีเมล ir@gulf.co.th

บทสรุปผู้บริหาร

เหตุการณ์สำคัญใน Q3'64

การลงนามสัญญา และการได้รับใบอนุญาตต่าง ๆ

การลงนามสัญญาร่วมลงทุนระหว่างหน่วยงานภาครัฐและเอกชน (Public Private Partnership: PPP Gross Cost) ของโครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 6 และหมายเลข 81 ในวันที่ 29 กันยายน 2564 ระหว่างกรมทางหลวง กับ BGSR 6 และ BGSR 81 ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนที่บริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วน 40% เพื่อดำเนินโครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 6 สายบางปะอิน- นครราชสีมา (M6) ระยะทาง 196 กิโลเมตร และโครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 81 สายบางใหญ่-กาญจนบุรี (M81) ระยะทาง 96 กิโลเมตร โดยสัญญาแบ่งออกเป็น 2 ระยะ ได้แก่ ระยะที่ 1 – งานออกแบบและก่อสร้างติดตั้งงานระบบ ซึ่งมีกำหนดเวลา 3 ปี และระยะที่ 2 – การดำเนินงานและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance: O&M) เป็นระยะเวลา 30 ปี โดยโครงการ M6 และ M81 มีกำหนดเริ่มต้นงานระยะที่ 1 ภายในเดือนธันวาคม 2564 และมีกำหนดเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2567

กิจกรรมทางการเงิน

การเสนอขายหุ้นกู้ชนิดไม่ด้อยสิทธิและไม่มีประกันของบริษัทฯ มูลค่ารวม 30,000 ล้านบาท เสนอขายต่อผู้ลงทุนสถาบันและผู้ลงทุนรายใหญ่ (Institutional Investors & High Net Worth Investors) เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2564 โดยบริษัทฯ ได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือในระดับ "A" และหุ้นกู้ได้รับการจัดอันดับในระดับ "A-" จากบริษัท ทริสเรทติ้ง จำกัด ทั้งนี้ หุ้นกู้ดังกล่าวแบ่งเป็น 4 ชุด โดยมีอายุ 3, 5, 7 และ 10 ปี มีอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยอยู่ที่ 2.51% ต่อปี และอายุหุ้นกู้เฉลี่ย 5.9 ปี

เหตุการณ์สำคัญภายหลังรอบระยะเวลารายงานงบการเงิน

การดำรงตำแหน่งกรรมการใน INTUCH, ADVANC และ THCOM

ตามที่บริษัทฯ ได้ทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของ INTUCH ในราคาเสนอซื้อหุ้นละ 65 บาท ซึ่งได้สิ้นสุดการเสนอซื้อหลักทรัพย์เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564 และส่งผลให้ปัจจุบัน บริษัทฯ ถือหุ้นใน INTUCH รวมทั้งสิ้น 42.25% นั้น เมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2564 ที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 1/2564 ของ INTUCH ได้มีมติอนุมัติแต่งตั้งตัวแทนผู้บริหารของบริษัทฯ จำนวน 4 ท่าน เข้าดำรงตำแหน่งกรรมการใน INTUCH โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2564 ได้แก่ นายสารัชถ์ รัตนาวะดี นางสาวยุพาพิน วังวิวัฒน์ นางสาวบังอร สุทธิพัฒนกิจ และนายสมิทธ์ พนมยงค์

นอกจากนี้ ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทของ INTUCH ได้เสนอชื่อตัวแทนของ INTUCH เพื่อดำรงตำแหน่งกรรมการใน ADVANC และ THCOM โดยเมื่อวันที่ 21 ตุลาคม 2564 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ADVANC ครั้งที่ 11/2564 ได้มีมติอนุมัติแต่งตั้งผู้บริหารของบริษัทฯ จำนวน 3 ท่าน เข้าดำรงตำแหน่งกรรมการใน ADVANC ได้แก่ นายสารัชถ์ รัตนาวะดี นางสาวยุพาพิน วังวิวัฒน์ และนายสมิทธ์ พนมยงค์ และที่ประชุมคณะกรรมการ THCOM ครั้งที่ 12/2564 เมื่อวันที่ 21 ตุลาคม 2564 ได้มีมติอนุมัติแต่งตั้งให้ผู้บริหารของบริษัทฯ จำนวน 2 ท่าน เข้าดำรงตำแหน่งกรรมการใน THCOM ได้แก่ นายบุญชัย ถิราติ และนายสุพร หลักมั่นคง โดยการเข้าดำรงตำแหน่งกรรมการใน ADVANC และ THCOM ให้มีผลตั้งแต่วันที่ 21 ตุลาคม 2564

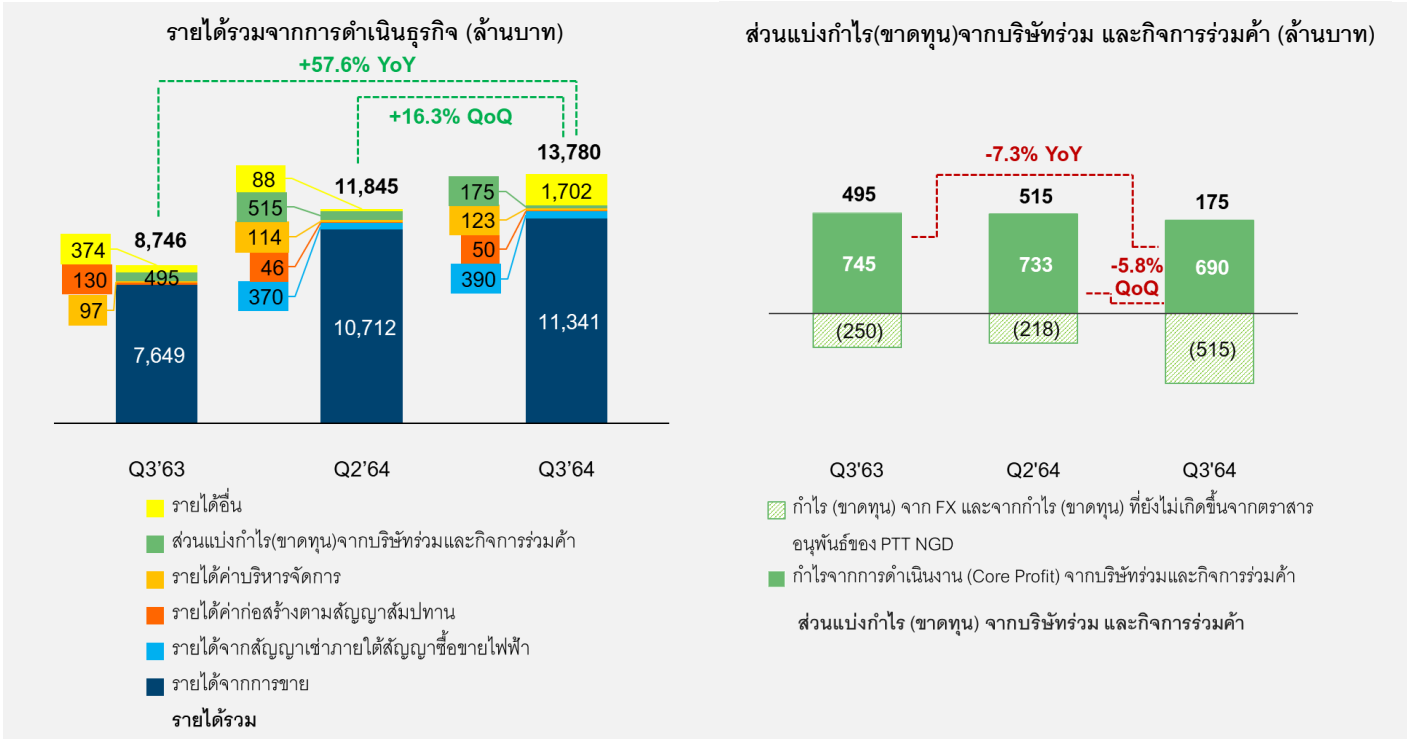
สรุปผลการดำเนินงานสำหรับ Q3'64

ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%QoQ*	*%YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%YoY*
รายได้จากการขาย รายได้จากสัญญาเช่า ค่าบริการและการก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	7,876	11,242	11,903	*5.9%*	*51.1%*	*23,518*	*32,180*	*36.8%*
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	495	515	175	*-65.9%*	*-64.6%*	*1,483*	*950*	*-36.0%*
รายได้อื่น	374	88	1,702	*1829.0%*	*355.4%*	*522*	*2,486*	*375.8%*
รายได้รวม	8,746	11,845	13,780	***16.3%***	***57.6%***	25,523	35,615	***39.5%***
EBITDA[1]	3,499	4,250	6,034	***42.0%***	***72.5%***	9,290	15,446	***66.3%***
กำไร (ขาดทุน) สุทธิสำหรับงวด	1,255	1,833	1,679	***-8.4%***	***33.8%***	3,409	5,303	***55.6%***
กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	970	1,407	1,588	***12.9%***	***63.7%***	2,438	4,627	***89.8%***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่กระทบบริษัทใหญ่	(355)	2	(767)	*n.a.*	*-116.1%*	(801)	(1,469)	*-83.5%*
หัก: กำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD	-	4	62	*1461.1%*	*n.a.*	-	12	*n.a.*
กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit)[2]	1,325	1,401	2,293	***63.7%***	***73.0%***	3,239	6,084	***87.8%***
กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) ของบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า[3]	745	733	690	*-5.8%*	*-7.3%*	2,001	2,166	*8.3%*
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	0.09	0.12	0.14	***13.8%***	***48.8%***	0.23	0.39	***72.5%***

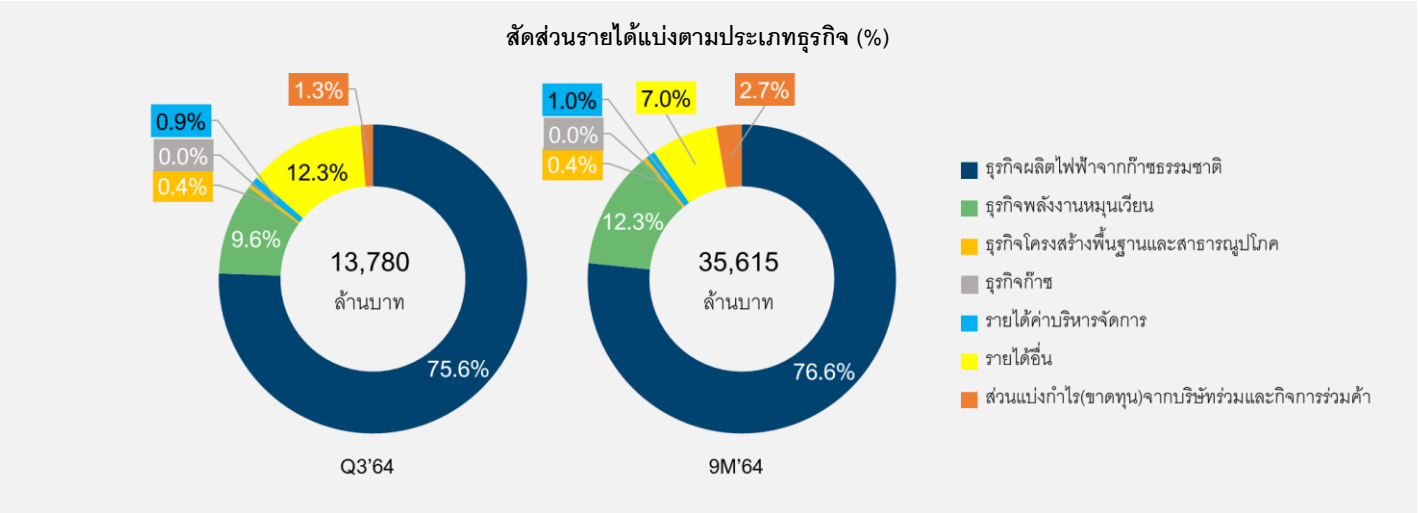
[1] EBITDA = กำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทฯ และของบริษัทร่วม GJP และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

[2] กำไรจากการดำเนินงาน (core profit) = กำไรส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

[3] กำไรจากการดำเนินงาน (core profit) ของบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า = ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทร่วม GJP และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD



รายได้แบ่งตามประเภทธุรกิจ	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%QoQ*	*%YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%YoY*
ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	7,328	9,926	10,414	*4.9%*	*42.1%*	22,313	27,294	*22.3%*
ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	321	1,155	1,317	*14.0%*	*309.9%*	801	4,398	*449.1%*
ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค	130	46	50	*8.3%*	*-61.5%*	130	141	*8.3%*
ธุรกิจก๊าซ	-	-	-	*n.a.*	*n.a.*	-	-	*n.a.*
รายได้ค่าบริหารจัดการ	97	114	123	*7.9%*	*26.7%*	274	346	*26.6%*
รายได้อื่น	374	88	1,702	*1829.0%*	*355.4%*	522	2,486	*375.8%*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	495	515	175	*-65.9%*	*-64.6%*	1,483	950	*-36.0%*
รายได้รวม	8,746	11,845	13,780	***16.3%***	***57.6%***	25,523	35,615	***39.5%***



รายได้รวมจากการดำเนินธุรกิจใน Q3'64 อยู่ที่ 13,780 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 57.6% YoY **และเพิ่มขึ้น** 16.3% QoQ ประกอบไปด้วย

1) **รายได้จากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติใน Q3'64 อยู่ที่ 10,414 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน** 75.6% **ของรายได้รวม**

- เมื่อเทียบกับ Q3'63 เพิ่มขึ้น 42.1% YoY สาเหตุหลักมาจากการรับรู้รายได้ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 หลังจากที่โครงการดังกล่าวได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ไปเมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2564 และรายได้จากโรงไฟฟ้า 12 SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP ที่ปรับเพิ่มขึ้นตามทิศทางเดียวกับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม นอกจากนี้ ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยยังปรับตัวสูงขึ้นตามทิศทางเดียวกับต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติอีกด้วย
- เมื่อเทียบกับ Q2'64 ปรับเพิ่มขึ้น 4.9% QoQ โดยหลักเพิ่มขึ้นจากราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยที่เพิ่มขึ้นตามราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้น และกลุ่ม GMP ยังมีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นด้วย

2) **รายได้จากธุรกิจพลังงานหมุนเวียนใน Q3'64 อยู่ที่ 1,317 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน** 9.6% **ของรายได้รวม**

- เมื่อเทียบกับ Q3'63 ปรับเพิ่มขึ้น 309.9% YoY มีสาเหตุหลักมาจากรายได้ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี ที่เริ่มรับรู้เข้ามาในงบการเงินรวมของบริษัทฯ ตั้งแต่ Q4'63 อย่างไรก็ตาม รายได้จากการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 และ GTN2 ที่ประเทศเวียดนาม ปรับลดลงจากผลกระทบจากการแพร่ระบาดของไวรัส COVID-19 ทำให้มีการจำกัดการรับซื้อไฟฟ้าชั่วคราว (Temporary Curtailment) ในบางช่วงเวลา

- เมื่อเทียบกับ Q2'64 เพิ่มขึ้น 14.0% QoQ โดยหลักเป็นผลจากรายได้ของโครงการโรงไฟฟ้า BKR2 ที่ฟื้นตัวขึ้นเล็กน้อย จากปัจจัยด้านฤดูกาล รวมถึงโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ภายหลังจากที่หยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานเป็นเวลา 10 วันในไตรมาสก่อน ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 และ GTN2 ในประเทศเวียดนาม บันทึกรายได้ที่ลดลงจากผลกระทบของการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า ตามที่ได้อธิบายไว้ข้างต้น

3) **รายได้จากธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภคใน Q3'64 อยู่ที่ 50 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน 0.4% ของรายได้รวม** เป็นรายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน จำนวน 50 ล้านบาท สำหรับโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานโครงสร้างพื้นฐาน ซึ่งกำหนดแล้วเสร็จในปี 2567 และบริษัทฯ เริ่มรับรู้รายได้ตั้งแต่ Q3'63 เป็นต้นมา

4) **รายได้ค่าบริหารจัดการใน Q3'64 เท่ากับ 123 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 26.7% YoY และเพิ่มขึ้น 7.9% QoQ** จากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP ซึ่งเพิ่มขึ้นตามที่กำหนดในสัญญาให้บริการ รายได้จากการให้บริการแก่ HKP และโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัท GEC ตามสัญญา

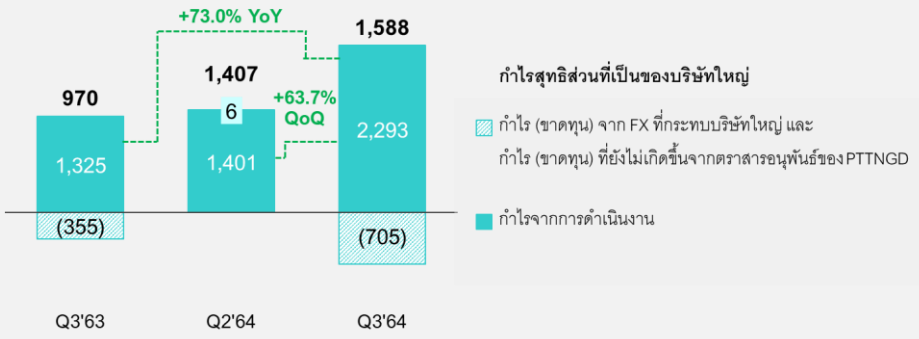
5) **รายได้อื่นใน Q3'64 เท่ากับ 1,702 ล้านบาท** โดยหลักเป็นเงินปันผลรับจาก INTUCH จำนวน 1,666 ล้านบาท

6) **ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า ใน Q3'64 อยู่ที่ 175 ล้านบาท ลดลง 64.6% YoY และลดลง 65.9% QoQ** โดยใน Q3'64 มีบันทึกผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนของ GJP และผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของ PTT NGD รวมเป็นผลขาดทุนสุทธิ 515 ล้านบาท ซึ่งมากกว่าใน Q3'63 ที่มีผลขาดทุนสุทธิจำนวน 250 ล้านบาท และมากกว่าใน Q2'64 ที่มีผลขาดทุนสุทธิ 218 ล้านบาท

อย่างไรก็ตาม **ส่วนแบ่งกำไรจากการดำเนินงาน** (Core Profit) **ของบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้าใน Q3'64 อยู่ที่ 690 ล้านบาท อ่อนตัวลง 7.3% YoY และอ่อนตัวลง 5.8% QoQ** ซึ่งโดยหลักประกอบด้วย

- **ส่วนแบ่งกำไรจากการดำเนินงาน** (Core Profit) **ของบริษัทร่วม GJP ปรับตัวลดลง 18.8% YoY และลดลง 7.8% QoQ** โดยหลักเป็นผลจากโรงไฟฟ้า 2IPPs ที่มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ที่ลดลง และอีกส่วนหนึ่งมาจากโรงไฟฟ้า 7 SPPs ที่กำไรอ่อนตัวลงจากผลกระทบของต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้น
- **ส่วนแบ่งกำไรจากการดำเนินงาน** (Core Profit) **จากบริษัทร่วม PTT NGD ใน Q3'64 อยู่ที่ 67 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้น 6.5% QoQ** จากกำไรขั้นต้นต่อหน่วยที่ปรับตัวดีขึ้นจากไตรมาสก่อน ในขณะที่ปริมาณการจำหน่ายยังคงอยู่ในระดับใกล้เคียงเดิม

กำไรสุทธิส่วนผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ (ล้านบาท)



- **กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) ใน Q3'64 เท่ากับ 2,293 ล้านบาท**
    - เมื่อเทียบกับ Q3'63 Core Profit เพิ่มขึ้น 73.0% YoY โดยหลักมาจากการรับรู้รายได้เงินปันผลจาก INTUCH เพิ่มขึ้น 1,371 ล้านบาท รวมถึงมีการรับรู้ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 31 มีนาคม 2564 และกำไรที่เพิ่มขึ้นจากกลุ่มโรงไฟฟ้า 12SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP เนื่องจากมีปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นให้กับ กฟผ. และลูกค้าอุตสาหกรรม
    - เมื่อเทียบกับ Q2'64 Core Profit ปรับตัวสูงขึ้น 63.7% QoQ โดยหลักเป็นผลมาจากรายได้เงินปันผลจาก INTUCH และผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG ซึ่งสามารถชดเชยผลการดำเนินงานที่อ่อนตัวลงของกลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ได้รับผลกระทบจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้า และปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.จากโรงไฟฟ้า IPPs ของบริษัทฯ ที่ลดลงในไตรมาสนี้ได้ทั้งหมด
- **กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ใน Q3'64 เท่ากับ 1,588 ล้านบาท เติบโตขึ้น 63.7% YoY และ 12.9% QoQ** โดยหลักเพิ่มขึ้นจากรายได้เงินปันผลจาก INTUCH แต่กำไรสุทธิปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่า Core Profit จากการบันทึกผลขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากอัตราแลกเปลี่ยน (Unrealized Loss) จำนวน 767 ล้านบาท จากค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงจาก 32.22 บาท/ดอลลาร์ ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2564 มาเป็น 34.09 บาท/ดอลลาร์ ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2564

สรุปฐานะการเงินของบริษัทฯ ณ วันที่ 30 กันยายน 2564

- **สินทรัพย์รวม ณ 30 กันยายน 2564 เท่ากับ 355,188 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 109,607 ล้านบาท (+44.6%)** จาก 31 ธันวาคม 2563 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากการลงทุนเพิ่มเติมในหุ้นสามัญของ INTUCH และมูลค่างานโครงการที่เพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าในการก่อสร้างของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC, GPD และ Mekong
- **หนี้สินรวม ณ 30 กันยายน 2564 เท่ากับ 255,804 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 82,303 ล้านบาท (+47.4%)** จาก 31 ธันวาคม 2563 ส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นจากเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินเพื่อใช้ลงทุนในหุ้นสามัญของ INTUCH และการออกหุ้นกู้ชุดที่ 1/2564 ของบริษัทฯ เพื่อใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียนในการขยายธุรกิจ รวมถึงมีการเบิกเงินกู้ของโรงไฟฟ้า GSRC และ GPD ตามความคืบหน้าของงานก่อสร้าง
- **ส่วนของผู้ถือหุ้น ณ 30 กันยายน 2564 เท่ากับ 99,384 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 27,304 ล้านบาท (+37.9%)** จาก 31 ธันวาคม 2563 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ ผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของเงินลงทุนในหุ้นสามัญของ INTUCH และการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9 ซึ่งบันทึกอยู่ในองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น
- **ณ วันที่ 30 กันยายน 2564 กลุ่มบริษัทฯ มีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ อยู่ที่ 2.34 เท่า** ซึ่งต่ำกว่าเงื่อนไขและข้อตกลงที่กำหนดสำหรับหุ้นกู้ของบริษัทฯ ที่ 3.50 เท่า

ผลการดำเนินงานแบ่งตามประเภทธุรกิจ

ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ

รายได้จากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. กฟภ.	5,601	7,635	8,010	*4.9%*	*43.0%*	17,394	20,667	*18.8%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	1,607	1,760	1,853	*5.3%*	*15.3%*	4,589	5,402	*17.7%*
รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	120	161	160	*-0.5%*	*33.9%*	330	462	*40.0%*
รายได้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	-	370	390	*5.4%*	*n.a.*	-	763	*n.a.*
รายได้รวมจากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	7,328	9,926	10,414	***4.9%***	***42.1%***	22,313	27,294	***22.3%***

รายได้จากการขาย

ใน Q3'64 กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ บันทึกรายได้จากการขายและจากสัญญาเช่า 10,414 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 42.1% YoY **เมื่อเปรียบเทียบกับ** Q3'63 โดยหลักเป็นผลมาจากการรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และรายได้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ตามมาตรฐานการบัญชี TFRS 16 จากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 หลังจากที่โครงการดังกล่าวได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ไปเมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2564 นอกจากนี้ โครงการโรงไฟฟ้า 12 SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP ยังมีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ทั้ง กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่มากขึ้นตามทิศทางเดียวกับปริมาณการจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น โดย Load Factor ของกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจาก 57.3% ใน Q3'63 มาอยู่ที่ 59.4% ใน Q3'64 โดยหลักเพิ่มขึ้นในส่วนของลูกค้ากลุ่มกลุ่มบรรจุภัณฑ์ เครื่องประดับ และชิ้นส่วนอิเล็กทรอนิกส์

นอกจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าโดยรวมที่เพิ่มขึ้นแล้ว รายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าของกลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ และราคาขายไอน้ำต่อหน่วยให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมของกลุ่ม GMP ยังปรับเพิ่มขึ้นตามทิศทางเดียวกับราคาค่าก๊าซธรรมชาติด้วยเช่นกัน โดยค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้า SPP ปรับเพิ่มขึ้นจาก 235.22 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'63 เป็น 268.61 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'64 (+14.2% YoY)

เมื่อเทียบกับ Q2'64 กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ บันทึกรายได้จากการขายและจากสัญญาเช่า เพิ่มขึ้น +4.9% QoQ โดยรายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และ กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม โดยหลักเพิ่มขึ้นจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้น โดยในส่วนของโรงไฟฟ้า SPP ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยปรับเพิ่มขึ้น จาก 238.56 บาท/ ล้านบีทียูใน Q2'64 เป็น 268.61 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'64 (+12.6% QoQ) ส่งผลให้รายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าปรับเพิ่มขึ้นด้วย ทั้งนี้ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP ปรับตัวเพิ่มขึ้น เนื่องจากใน Q3'64 ไม่มีโรงไฟฟ้าภายในกลุ่มหยุดซ่อมบำรุง (B-Inspection) เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน ที่มีโรงไฟฟ้าหยุดซ่อมบำรุง 1 แห่ง อย่างไรก็ตาม ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้กลุ่ม GSRC ปรับตัวลดลงจากการที่ กฟผ. มีการเรียกไฟน้อยลง ตามทิศทางความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศที่อ่อนตัวลง

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้ของธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณการขายไฟฟ้าและขายไอน้ำ	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	% YoY			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย GMP								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	1,943	1,945	1,983	*2.0%*	*2.0%*	5,687	5,711	*0.4%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (GWh)	494	541	568	*4.9%*	*14.9%*	1,395	1,646	*18.0%*
ปริมาณการขายไอน้ำ (ตัน)	174,809	190,225	163,081	*-14.3%*	*-6.7%*	469,234	530,285	*13.0%*
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย IPD								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้กฟผ. (GWh)	-	1,208	878	*-27.3%*	*n.a.*	-	2,090	*n.a.*

ราคาขายไฟฟ้าและไอน้ำ	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	% YoY			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย GMP								
ราคาขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท / kWh)	2.88	2.93	3.17	*8.3%*	*10.1%*	3.06	2.98	*-2.8%*
ราคาขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (บาท / kWh)	3.24	3.17	3.21	*1.4%*	*-0.9%*	3.27	3.19	*-2.5%*
ราคาขายไอน้ำ (บาท / ตัน)	688.08	836.9	962.5	*15.0%*	*39.9%*	723.26	857.51	*18.6%*
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย IPD								
ราคาขายไฟฟ้าให้กฟผ. (GWh)	-	1.97	2.08	*5.6%*	*n.a.*	-	1.98	*n.a.*

ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน

รายได้จากธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. กฟภ.	181	163	184	*12.4%*	*1.3%*	392	526	*34.3%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	-	-	0.3	*n.a.*	*n.a.*	-	0.3	*n.a.*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม	140	129	126	*-2.6%*	*-10.0%*	409	374	*-8.6%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ Ørsted Energy	-	863	1,007	*16.7%*	*n.a.*	-	3,498	*n.a.*
รายได้รวมจากธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	**321**	**1,155**	**1,317**	***14.0%***	***309.9%***	**801**	**4,398**	***449.1%***

รายได้จากการขาย

ใน Q3'64 กลุ่มธุรกิจพลังงานหมุนเวียน บันทึกรายได้จากการขาย 1,317 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 309.9% YoY **เมื่อเทียบกับ** Q3'63 โดยสาเหตุหลักมาจากการรับรู้รายได้ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี ตั้งแต่ Q4'63 เป็นต้นมา หลังจากที่บริษัทฯ ได้เข้าถือหุ้นในโครงการดังกล่าวในสัดส่วน 50% โดยใน Q3'64 บริษัทฯ บันทึกรายได้จากโรงไฟฟ้า BKR2 จำนวน 1,007 ล้านบาท

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2 ในประเทศเวียดนาม มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม ลดลง 10.0% YoY โดยปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าในประเทศเวียดนามยังได้รับผลจากการจำกัดการรับซื้อไฟฟ้าชั่วคราว (Temporary Curtailment) เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศเวียดนามได้รับผลกระทบจากการแพร่ระบาดที่รุนแรงขึ้นของไวรัส COVID-19 ส่งผลให้มีการออกมาตรการ lock down อย่างเข้มงวดขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

ทั้งนี้ สำหรับธุรกิจพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย โรงไฟฟ้าชีวมวล GCG มีรายได้ปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากช่วงเดียวกันของปีก่อน จากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น 2.9% YoY แม้ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยจะปรับลดลง 1.7% YoY ตามทิศทางเดียวกับต้นทุนเชื้อเพลิงที่ปรับลดลง 6.2% YoY และค่า Ft ขายส่ง ที่ปรับลดลง จาก -0.348 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดียวกันของปีก่อน มาเป็น -0.264 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ใน Q3'64 (-24.0% YoY)

นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมีการเริ่มรับรู้รายได้จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาภายใต้บริษัทย่อย Gulf1 ที่ได้เริ่มทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์โครงการบางส่วนแล้ว ณ สิ้นเดือนกันยายน 2564

เมื่อเทียบกับ Q2'64 กลุ่มธุรกิจพลังงานหมุนเวียน มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 161 ล้านบาท (+14.0% QoQ) โดยหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี ที่ฟื้นตัวขึ้นเล็กน้อย ภายหลังจากที่ในไตรมาสก่อนอ่อนตัวจากปัจจัยด้านฤดูกาล อย่างไรก็ตาม ในไตรมาส 3 ยังถือว่าเป็นช่วง low season ของโครงการอยู่ โดยใน Q3'64 มี Capacity Factor อยู่ที่ 24.7% ในขณะที่ใน Q2'64 มี Capacity Factor อยู่ที่ 20.6% สำหรับการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า (curtailment) ของโครงการ BKR2 ไม่ได้มีผลกระทบต่อรายได้ของบริษัทฯ แต่อย่างใด เนื่องจากโครงการ BKR2 ได้รับรายได้ชดเชยสำหรับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่โดนจำกัด เสมือนว่าไม่ได้มีการ curtailment เกิดขึ้น

อย่างไรก็ตาม สำหรับรายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2 ในประเทศเวียดนาม ปรับตัวลดลง 2.6% QoQ โดยได้รับผลกระทบจากการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าที่มากกว่าไตรมาสก่อน จากความต้องการใช้ไฟฟ้าในเวียดนามที่อ่อนตัวลงเนื่องมาจากมาตรการ lock down ทั่วประเทศ หลังจากพบปริมาณผู้ติดเชื้อไวรัส COVID-19 ที่ปรับตัวสูงขึ้นมากในช่วง Q3'64

ในด้านโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 12.5% QoQ เป็นไปในทิศทางเดียวกับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการที่ปรับสูงขึ้น 12.3% QoQ หลังจากที่โครงการ CGC ได้มีการหยุดซ่อมบำรุงประจำปี เป็นเวลา 10 วัน ในเดือนเมษายน 2564

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้ของธุรกิจพลังงานหมุนเวียน

ปริมาณการขายไฟฟ้า	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	% YoY			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	44	41	46	*12.3%*	*2.9%*	94	131	*38.5%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ ให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม (GWh)	48	44	40	*-8.3%*	*-15.6%*	139	126	*-9.4%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงามลมในทะเล BKR2								
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)	-	208	251	*20.9%*	*n.a.*	-	865	*n.a.*
ปริมาณการชดเชย (GWh)	-	36	29	*-21.5%*	*n.a.*	-	144	*n.a.*

ราคาขายไฟฟ้า	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	% YoY			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG								
ราคาขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท / kWh)	4.08	4.00	4.01	*0.2%*	*-1.7%*	4.12	4.00	*-3.0%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2								
ราคาขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม (บาท / kWh)	2.93	2.95	3.11	*5.6%*	*6.2%*	2.94	2.97	*0.9%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงามลมในทะเล BKR2								
ราคาขายไฟฟ้า (บาท / kWh)	-	6.95	7.14	*2.7%*	*n.a.*	-	6.89	*n.a.*

ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค

รายได้จากธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
รายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	130	46	50	*8.3%*	*-61.5%*	130	141	*8%*

ใน Q3'64 บริษัทฯ บันทึกรายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน 50 ล้านบาท เป็นรายได้สำหรับโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานโครงสร้างพื้นฐาน ซึ่งกำหนดแล้วเสร็จในปี 2567 บริษัทฯ เริ่มรับรู้ใน Q3'63 เป็นต้นมา ตามการตีความมาตรฐานการรายงานทางการเงิน ฉบับที่ 12 (TFRIC 12) **โดยรายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานที่ลดลง 61.5% YoY** เนื่องจากในช่วงเดียวกันของปีก่อนเป็นการรับรู้รายได้ครั้งแรกหลังจากการเซ็นสัญญาออกแบบและก่อสร้างทางวิศวกรรม (EPC) ซึ่งได้ปรับปรุงตาม TFRIC 12 ตั้งแต่เริ่มโครงการ

เมื่อเทียบกับ Q2'64 รายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานปรับเพิ่มขึ้น 8.3% QoQ โดยเป็นการบันทึกรายได้เพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าในการพัฒนาโครงการ

รายได้ค่าบริหารจัดการ

รายได้ค่าบริหารจัดการ	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
รายได้ค่าบริหารจัดการ	97	114	123	*7.9%*	*26.7%*	274	346	*26.6%*

ใน Q3'64 บริษัทฯ มีรายได้ค่าบริหารจัดการเท่ากับ 123 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 26.7% YoY และเพิ่มขึ้น 7.9% QoQ จากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP ซึ่งเพิ่มขึ้นตามที่กำหนดในสัญญาให้บริการ รายได้จากการให้บริการแก่ HKP และ โรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัท GEC ตามสัญญา

รายได้อื่น

รายได้อื่น	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
เงินปันผลรับ	360	62	1,681	*2619.9%*	*367.5%*	440	2,426	*451.1%*
ดอกเบี้ยรับ	11	25	20	*-19.3%*	*83.9%*	64	56	*-12.6%*
รายได้อื่น	3	2	1	*-39.5%*	*-66.1%*	18	4	*-76.9%*
รวมรายได้อื่น	**374**	**88**	**1,702**	***1829.0%***	***355.4%***	**522**	**2,486**	***375.8%***

ใน Q3'64 บริษัทฯ บันทึกรายได้อื่น 1,702 ล้านบาท โดยหลักเพิ่มขึ้นในส่วนของรายได้เงินปันผลรับ จำนวน 1,681 ล้านบาท ซึ่งในไตรมาสนี้ บริษัทฯ ได้รับเงินปันผลจาก INTUCH จำนวน 1,666 ล้านบาท และจาก SPCG จำนวน 15 ล้านบาท โดยบริษัทฯ ได้มีการเพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นใน INTUCH เป็น 42.25% ในวันที่ 4 สิงหาคม 2564 ตามที่ได้กล่าวถึงในข้างต้น

โครงสร้างต้นทุนและค่าใช้จ่าย

โครงสร้างต้นทุนและค่าใช้จ่าย	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
ต้นทุนจากการขาย	5,672	8,424	8,848	***5.0%***	***56.0%***	17,499	23,212	***32.6%***
ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	*4,369*	*6,349*	*6,774*	*6.7%*	*55.1%*	*13,695*	*17,080*	*24.7%*
ต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	*281*	*513*	*483*	*-5.7%*	*72.0%*	*766*	*1,488*	*94.1%*
ค่าเสื่อมราคา	*710*	*1,206*	*1,231*	*2.0%*	*73.5%*	*2,104*	*3,601*	*71.2%*
ต้นทุนอื่น ๆ	*312*	*356*	*360*	*1.1%*	*15.3%*	*934*	*1,043*	*11.6%*
ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	121	43	42	*-2.3%*	*-65.2%*	121	126	*4.5%*
ต้นทุนค่าบริหารจัดการ	47	58	54	*-7.9%*	*14.3%*	140	160	*14.6%*
รวมต้นทุนขาย ค่าบริหารจัดการ และค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	5,839	8,525	8,944	***4.9%***	***53.2%***	17,759	23,498	***32.3%***
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร (SG&A)	428	532	589	*10.6%*	*37.6%*	1,202	1,605	*33.6%*
รวมต้นทุนและค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น	6,267	9,058	9,533	***5.2%***	***52.1%***	18,961	25,103	***32.4%***

ต้นทุนจากการขาย

ใน Q3'64 บริษัทฯ มีต้นทุนจากการขาย 8,848 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน 56.0% YoY โดยเพิ่มขึ้นทั้งในส่วนของต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา ค่าเสื่อมราคา จากต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่รับรู้เข้ามาในงบการเงินรวมของบริษัทฯ ตั้งแต่ Q4'63 เป็นต้นมา และโครงการโรงไฟฟ้า GSRC ภายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 31 มีนาคม 2564 ที่ผ่านมา รวมถึงโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP ซึ่งมีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้ารวมของโครงการที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ต้นทุนขายของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ยังปรับตัวสูงขึ้นตามทิศทางเดียวกับราคาค่าก๊าซธรรมชาติ โดยต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้า SPP ปรับเพิ่มขึ้นจาก 235.22 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'63 เป็น 268.61 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'64 (+14.2% YoY)

เมื่อเทียบกับ Q2'64 ต้นทุนจากการขายของบริษัทฯ ปรับเพิ่มขึ้น 5.0% QoQ โดยหลักเป็นผลของต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ซึ่งปรับเพิ่มขึ้นตามราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่สูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยต้นทุนค่าก๊าซเฉลี่ยของโครงการโรงไฟฟ้า SPP ปรับสูงขึ้นจาก 238.56 บาท/ ล้านบีทียูใน Q2'64 เป็น 268.61 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'64 (+12.6% QoQ) นอกจากนี้ โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP ยังมีปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตที่เพิ่มขึ้นเล็กน้อยตามปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าด้วย อย่างไรก็ตาม ต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษาปรับลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน ตามปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าของกลุ่มโรงไฟฟ้า GSRC

ปัจจัยที่ส่งผลต่อต้นทุนขายของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่มบริษัท

ราคาต้นทุนขายต่อหน่วย	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	% YoY			% YoY
ก๊าซธรรมชาติ (โรงไฟฟ้า SPP ภายใต้ GMP)								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (พันล้านบีทียู)	18,244	18,793	19,162	*2.0%*	*5.0%*	53,145	55,500	*4.4%*
ราคาค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (บาท/ ล้านบีทียู)	235.22	238.56	268.61	*12.6%*	*14.2%*	254.37	243.12	*-4.4%*
ก๊าซธรรมชาติ (โรงไฟฟ้า IPP ภายใต้ GSRC)								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (พันล้านบีทียู)	-	7,601	5,589	*-26.5%*	*n.a.*	-	13,217	*n.a.*
ราคาค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (บาท/ ล้านบีทียู)	-	229.24	259.17	*13.1%*	*n.a.*	-	241.86	*n.a.*
ชีวมวล (ไม้)								
ปริมาณการใช้ (ตัน)	72,020	66,173	74,589	*12.7%*	*3.6%*	157,487	213,824	*35.8%*
ราคาไม้ (บาท / ตัน)	1,062	1,148	996	*-13.3%*	*-6.2%*	1,073	1,104	*2.9%*

ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน

ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน เป็นต้นทุนของโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานโครงสร้างพื้นฐาน ซึ่งบันทึก ตาม TFRIC 12 โดย**ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานใน Q3'64 อยู่ที่ 42 ล้านบาท ปรับลดลง** 65.2% YoY เนื่องจากใน Q3'63 บริษัทฯ เริ่มรับรู้ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานเป็นครั้งแรก ตามที่ได้อธิบายไว้ก่อนหน้า อย่างไรก็ตาม เมื่อเทียบกับ Q2'64 ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน อยู่ในระดับใกล้เคียงกัน

ต้นทุนค่าบริหารจัดการ

ต้นทุนค่าบริหารจัดการเป็นต้นทุนจากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP และ HKP รวมถึงโรงไฟฟ้า SPP ในกลุ่มบริษัท GEC โดยใน Q3'64 **บริษัทฯ มีต้นทุนค่าบริหารจัดการเท่ากับ 54 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 14.3% YoY โดยหลักมาจากต้นทุนการบริหารจัดการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่โรงไฟฟ้า HKP รวมถึงมีค่าใช้จ่ายด้านบุคลากรที่ใช้ปันส่วนมากขึ้นจากปีก่อนหน้า **อย่างไรก็ตาม เมื่อเทียบกับ Q2'64 ต้นทุนค่าบริหารจัดการลดลง** 7.9% QoQ จากค่าใช้จ่ายด้านบุคลากรที่ลดลง

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ใน Q3'64 บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในการบริหารเท่ากับ 589 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 37.6% YoY **และเพิ่มขึ้น** 10.6% QoQ จากการรับรู้ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่มากขึ้นจากจำนวนโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัทฯ ที่เพิ่มขึ้น

ต้นทุนทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงิน	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
ดอกเบี้ยจ่าย	893	1,113	1,311	*17.8%*	*46.7%*	2,388	3,383	*41.6%*
ค่าธรรมเนียมการค้ำประกัน	4	9	10	*3.2%*	*166.3%*	13	28	*115.3%*
ค่าธรรมเนียมผูกพันหนี้	42	26	87	*234.9%*	*105.8%*	124	140	*13.2%*
อื่น ๆ	27	25	346	*1275.2%*	*1197.0%*	100	307	*207.9%*
รวมต้นทุนทางการเงิน	966	1,174	1,753	***49.3%***	***81.5%***	2,625	3,858	***47.0%***

ใน Q3'64 ต้นทุนทางการเงิน เท่ากับ 1,753 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 81.5% YoY และเพิ่มขึ้น 49.3% QoQ โดยหลักเพิ่มขึ้นจากดอกเบี้ยจ่ายและค่าธรรมเนียมต่างๆ จากเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน ซึ่งใช้เป็นเงินทุนในการเพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นใน INTUCH นอกจากนี้ ยังมีดอกเบี้ยจ่ายจากการออกหุ้นกู้เพิ่มเติม และจากต้นทุนทางการเงินของโครงการ BKR2

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า

ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วม GJP	503	441	34	*-92.2%*	*-93.2%*	1,510	694	*-54.0%*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วม PTT NGD	-	67	129	*92.3%*	*n.a.*	-	195	*n.a.*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากกิจการร่วมค้า Gulf WHA MT	(2)	0	1	*105.4%*	*150.7%*	(3)	2	*196.8%*
ส่วนแบ่งขาดทุนจากกิจการร่วมค้า BSE	(0)	(0)	(0)	*2.7%*	*-620.0%*	(7)	(1)	*85.9%*
ส่วนแบ่งขาดทุนจากกิจการร่วมค้า HKH	(1)	(3)	(2)	*5.8%*	*-89.8%*	(6)	(8)	*-36.7%*
ส่วนแบ่งกำไรจากกิจการร่วมค้า BPH	0	0	0	*-26.1%*	*0.0%*	1	1	*-2.2%*
ส่วนแบ่งกำไรจากกิจการร่วมค้า BGSR 6	-	0	(0)	*-375.0%*	*n.a.*	-	(0)	*n.a.*
ส่วนแบ่งกำไรจากกิจการร่วมค้า BGSR 81	-	0	(0)	*-442.9%*	*n.a.*	-	(0)	*n.a.*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากกิจการร่วมค้า GMIM	-	0	5	*1014.0%*	*n.a.*	-	47	*n.a.*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากกิจการร่วมค้าในประเทศโอมาน	(5)	9	10	*11.5%*	*288.4%*	(12)	20	*270.1%*
รวมส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	495	515	175	***-65.9%***	***-64.6%***	1,483	950	***-36.0%***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทร่วม GJP	(250)	(222)	(577)	*-159.9%*	*131.0%*	(518)	(1,228)	*-137.4%*
กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) ของบริษัทร่วม GJP	753	663	611	*-7.8%*	*-18.8%*	2,027	1,922	*-5.2%*
หัก: กำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD	-	4	62	*1461.1%*	*n.a.*	-	12	*n.a.*
กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) ของบริษัทร่วม PTT NGD	-	63	67	*6.5%*	*n.a.*	-	182	*n.a.*
กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	745	733	690	***-5.8%***	***-7.3%***	2,001	2,166	***8.3%***

กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้าใน Q3'64 จำนวน 175 ล้านบาท โดยหากไม่รวมผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทร่วม GJP จำนวน 577 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากการแปลงมูลค่าหนี้ระยะยาวสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐให้เป็นสกุลบาทด้วยอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวดบัญชี และผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD จำนวน 62 ล้านบาท กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้าใน Q3'64 เท่ากับ 690 ล้านบาท อ่อนตัวลง -7.3% YoY และ -5.8% QoQ ซึ่งโดยหลักประกอบด้วย

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP ที่ไม่รวมผลกระทบจาก FX (Core Profit) ใน Q3'64 เมื่อเทียบกับ Q3'63 อ่อนตัวลงจาก 753 ล้านบาท เป็น 611 ล้านบาท (-18.8% YoY) โดยหลักเป็นผลมาจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ของโครงการโรงไฟฟ้า 2 IPPs ภายใต้กลุ่ม GJP ที่ปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญ นอกจากนี้ โครงการโรงไฟฟ้า 7SPPs ภายใต้กลุ่ม GJP ยังได้รับผลกระทบจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้า SPP ที่ปรับเพิ่มขึ้นจาก 235.22 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'63 เป็น 268.61 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'64 (+14.2% YoY)

ในขณะที่ค่า Ft ปรับลดลง จาก -0.1188 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดียวกันของปีก่อน มาเป็น -0.1532 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ใน Q3'64 (-29.0% YoY) และโรงไฟฟ้า 2 IPPs ได้รับอัตราค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment Rate) ลดลงเล็กน้อยจากปีก่อนหน้า ซึ่งเป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จากปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้น ส่งผลให้ส่วนแบ่งกำไรจากการดำเนินงานจากบริษัทร่วม GJP ปรับตัวลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน อย่างไรก็ตาม ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็นให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมของโรงไฟฟ้า 7 SPPs ภายใต้กลุ่ม GJP ยังสามารถปรับตัวเพิ่มขึ้นได้ทั้งในส่วนของกลุ่มลูกค้าเดิม และจากการขยายฐานลูกค้าของบริษัทฯ ซึ่งโดยหลักเพิ่มขึ้นในส่วนของลูกค้ากลุ่มสิ่งทอ และชิ้นส่วนอิเล็กโทรนิกส์

เมื่อเทียบกับ Q2'64 ส่วนแบ่งกำไร Core Profit **จากบริษัทร่วม GJP ที่ไม่รวมผลกระทบจาก FX ปรับลดลง** 7.8% QoQ โดยสาเหตุหลักมาจากการที่โรงไฟฟ้า 2 IPPs ในกลุ่ม GJP มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ที่ต่ำลงอย่างมีนัยสำคัญในไตรมาสนี้ จากความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศที่อ่อนตัวลง รวมถึงปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็นให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมของโรงไฟฟ้า 7 SPPs ยังปรับลดลงจากไตรมาสก่อนหน้าด้วย โดยความต้องการใช้ของกลุ่มอุตสาหกรรมอ่อนตัวลงจากการที่กลุ่มลูกค้าบางส่วนมีการหยุดซ่อมบำรุงโรงงาน นอกจากนี้ ส่วนแบ่งกำไรจากกลุ่ม GJP ยังได้รับแรงกดดันจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้น โดยในส่วนของโรงไฟฟ้า SPP ต้นทุนค่าก๊าซเฉลี่ยต่อหน่วยปรับตัวสูงขึ้นจาก 238.56 บาท/ ล้านบีทียูใน Q2'64 เป็น 268.61 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'64 (+12.6% QoQ) ในขณะที่ค่า Ft เฉลี่ยคงอยู่ในระดับเดิมจากไตรมาสก่อนหน้า

ปริมาณการขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็นของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทร่วม GJP

ปริมาณการขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
โครงการโรงไฟฟ้า IPP				*% QoQ*	*% YoY*			*% YoY*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	1,367	2,507	301	*-88.0%*	*-78.0%*	4,803	4,822	*0.4%*
โครงการโรงไฟฟ้า 7 SPPs								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	1,146	1,094	1,126	*2.9%*	*-1.7%*	3,334	3,278	*-1.7%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (GWh)	281	300	290	*-3.4%*	*3.0%*	824	882	*7.0%*
ปริมาณการขายไอน้ำ (ตัน)	72,393	86,631	82,376	*-4.9%*	*13.8%*	213,587	254,265	*19.0%*
ปริมาณการขายน้ำเย็น (ล้านตันความเย็น)	6	7	7	*2.8%*	*11.8%*	18	21	*14.5%*

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม PTT NGD

ส่วนแบ่งกำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) **จากบริษัทร่วม** PTT NGD **ใน Q3'64 อยู่ที่** 67 **ล้านบาท** โดยบริษัทฯ เริ่มรับรู้ผลกำไรจากบริษัทร่วม PTT NGD หลังจากที่บริษัทฯ เข้าไปลงทุนในสัดส่วน 40% ในเดือนธันวาคม 2563 และต่อมาเพิ่มสัดส่วนการลงทุนเป็น 42% ในเดือนเมษายน 2564 **โดยเมื่อเทียบกับ Q2'64 ส่วนแบ่ง** Core Profit **จากบริษัทร่วม** PTT NGD **เพิ่มขึ้น** 6.5% QoQ โดยหลักเป็นผลจากกำไรขั้นต้นต่อหน่วยที่ปรับตัวดีขึ้น จากราคาขายที่ปรับตัวสูงขึ้นในอัตราที่มากกว่าต้นทุน โดยมีปริมาณการจำหน่ายก๊าซอยู่ที่ 7.8 ล้านล้านบีทียู ซึ่งเป็นระดับที่ใกล้เคียงจากในไตรมาสก่อนหน้า ทั้งนี้ ใน Q3'64 บริษัท PTT NGD มีส่วนแบ่งผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากสัญญาอนุพันธ์ เพื่อป้องกันความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาขาย จำนวน 62 ล้านบาท เป็นผลจากราคาน้ำมันเตาปรับเพิ่มขึ้นจากในไตรมาสก่อนหน้า เทียบกับใน Q2'64 ที่มีผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากสัญญาอนุพันธ์ 4 ล้านบาท

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนนั้นโดยหลักมาจากการที่โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP และ IPD มีเงินกู้ยืมระยะยาวในสกุลเงินต่างประเทศ (ดอลลาร์สหรัฐ) จึงทำให้กลุ่มบริษัทฯ ต้องรับรู้ผลกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้น ซึ่งเกิดจากการแปลงมูลค่าหนี้ระยะยาวสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐให้เป็นสกุลบาทด้วยอัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวดบัญชีใด ๆ โดยหากค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ จะทำให้กลุ่มบริษัทฯ มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเนื่องจากมีการบันทึกมูลค่าเงินกู้ยืมเป็นสกุลบาทในจำนวนที่ลดต่ำลง และผลจะเป็นไปในทางตรงกันข้ามหากเงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์สหรัฐ อย่างไรก็ตาม ด้วยเงินกู้ยืมเป็นหนี้ระยะยาวที่ยังไม่ถึงกำหนดชำระ จึงทำให้กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน ดังกล่าวนั้นเป็นเพียงกำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง

นอกจากนี้ ใน Q3'63 บริษัทฯ ได้ให้เงินกู้เป็นสกุลเงินยูโร แก่ GIH ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่สิงคโปร์ เพื่อเข้าลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ในขณะเดียวกัน บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงิน (Cross Currency Swap: CCS) บางส่วนเพื่อป้องกันความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน จึงทำให้บริษัทฯ ต้องรับรู้ผลกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้น จากการแปลงมูลค่าเงินให้กู้ยืมสกุลยูโรให้เป็นสกุลบาท และการวัดมูลค่ายุติธรรมของสัญญา CCS ณ วันสิ้นงวดบัญชี โดยหากค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินยูโร จะทำให้บริษัทฯ มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเนื่องจากมีการบันทึกมูลค่าสินทรัพย์เงินให้กู้ยืม เป็นสกุลบาทในจำนวนที่ลดต่ำลง และผลจะเป็นไปในทางตรงกันข้ามหากเงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับเงินยูโร อย่างไรก็ดี ปัจจุบัน GIH รับเงินกู้จากบริษัทฯ เป็นสกุลเงินยูโร ซึ่งเป็นจำนวนที่มากกว่าเงินให้กู้ยืมกับ BKR2 ตามมาตรฐานบัญชี จะต้องบันทึกผลของการแปลงค่าเงินสกุลของทรัพย์สินและหนี้สินทางการเงินที่มิใช่เงินสกุลที่ใช้ในการดำเนินงาน (functional currency) ของประเทศนั้น ๆ ในงบกำไรขาดทุน ทำให้ GIH ซึ่งมี functional currency เป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ แต่มีลูกหนี้และเจ้าหนี้เป็นสกุลเงินยูโร ต้องรับรู้ผลกำไร (ขาดทุน) จาก FX ที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากรายการดังกล่าวด้วย ดังนั้น ผลจากการเปลี่ยนแปลงค่าเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐต่อยูโร จึงมีผลกระทบต่องบการเงินรวมของบริษัทฯ ด้วย โดยหากค่าเงินดอลลาร์สหรัฐอ่อนค่าเมื่อเทียบกับเงินยูโร GIH จะบันทึกผลขาดทุนสุทธิที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จาก FX และผลจะเป็นไปในทิศทางตรงกันข้ามหากค่าเงินดอลลาร์สหรัฐแข็งค่าเมื่อเทียบกับเงินยูโรด้วยเช่นกัน

ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ณ สิ้น Q3'64 อ่อนค่าลง 1.87 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ และอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อยูโรอ่อนค่าลง 1.22 บาทต่อยูโร เมื่อเทียบกับ Q2'64 ส่งผลให้กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงบนหนี้สินที่เป็นเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐ และรับรู้ผลกำไรจากเงินให้กู้ยืมของบริษัทฯ ที่ให้แก่ GIH ซึ่งเป็นเงินสกุลยูโร อีกทั้งอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินดอลลาร์สหรัฐต่อยูโรแข็งค่าขึ้น 0.03 ดอลลาร์สหรัฐต่อยูโร เมื่อเทียบกับ Q2'64 ทำให้ GIH รับรู้ผลกำไรสุทธิจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง บนส่วนต่างของลูกหนี้และเจ้าหนี้ที่เป็นเงินสกุลยูโร ส่งผลรวมให้กลุ่มบริษัทฯ มีขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิใน Q3'64 เท่ากับ 725 ล้านบาท

ใน Q3'64 ผลกระทบจาก FX ของบริษัทร่วม GJP มีผลขาดทุนจาก FX ที่ 577 ล้านบาท และในส่วนของบริษัทฯ และบริษัทย่อย เฉพาะในส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ มีผลขาดทุนจาก FX ที่ 190 ล้านบาท รวมเป็นผลขาดทุนจาก FX ที่กระทบส่วนของบริษัทใหญ่เท่ากับ 767 ล้านบาท

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ	(278)	26	(725)	*-2843.4%*	*-160.7%*	(589)	(1,312)	*-122.9%*
หัก ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(173)	(197)	(535)	*-171.3%*	*-209.5%*	(305)	(1,071)	*-250.9%*
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ส่วนของบริษัทใหญ่	(105)	223	(190)	*-185.2%*	*-80.6%*	(283)	(241)	*15.0%*
บวก กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม	(250)	(222)	(577)	*-159.9%*	*-131.0%*	(518)	(1,228)	*-137.4%*
รวมผลกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบส่วนของบริษัทใหญ่	(355)	2	(767)	*n.a.*	*-116.1%*	(801)	(1,469)	-83.5%

อัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวด			
	(บาท / ดอลลาร์สหรัฐ)	(บาท / ยูโร)	(ดอลล่าร์สหรัฐ/ยูโร)*
Q2'63	31.0658	34.3318	-
Q3'63	31.8258	36.7782	-
Q4'63	30.2068	36.4949	1.2290
Q1'64	31.5052	36.3346	1.1706
Q2'64	32.2219	37.7588	1.1902
Q3'64	34.0908	38.9765	1.1604

*อิงกับอัตราแลกเปลี่ยนในประเทศสิงคโปร์

กำไร

กำไรสำหรับงวด	Q3'63	Q2'64	Q3'64	เปลี่ยนแปลง		9M'63	9M'64	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
กำไรขั้นต้น	2,037	2,716	2,959	*8.9%*	*45.3%*	5,758	8,682	*50.8%*
กำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า	*1,978*	*2,657*	*2,882*	*8.5%*	*45.7%*	*5,615*	*8,481*	*51.0%*
กำไรขั้นต้นจากงานก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	*10*	*3*	*8*	*140.9%*	*-14.2%*	*10*	*15*	*55.5%*
กำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ	*50*	*56*	*69*	*24.5%*	*38.5%*	*134*	*186*	*39.2%*
EBITDA [1]	3,499	4,250	6,034	*42.0%*	*72.5%*	9,290	15,446	*66.3%*
กำไร(ขาดทุน)สุทธิสำหรับงวด	1,255	1,833	1,679	*-8.4%*	*33.8%*	3,409	5,303	*55.6%*
กำไร(ขาดทุน)ส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่	**970**	**1,407**	**1,588**	***12.9%***	***63.7%***	**2,438**	**4,627**	***89.8%***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่กระทบบริษัทใหญ่	(355)	2	(767)	*n.a.*	*-116.1%*	(801)	(1,469)	*-83.5%*
หัก: กำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD	-	4	62	*1461.1%*	*n.a.*	-	12	*n.a.*
กำไรจากการดำเนินงาน (Core profit) [2]	1,325	1,401	2,293	***63.7%***	***73.0%***	3,239	6,084	***87.8%***
อัตรากำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า	*25.9%*	*24.0%*	*24.6%*	*0.6%*	*-1.3%*	*24.3%*	*26.8%*	*2.5%*
อัตรากำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ	*51.5%*	*48.8%*	*56.3%*	*7.5%*	*4.8%*	*48.9%*	*53.8%*	*4.9%*
อัตรากำไร EBITDA	*40.0%*	*35.9%*	*43.5%*	*7.6%*	*3.5%*	*36.4%*	*43.3%*	*6.9%*
อัตรากำไรสุทธิ (Net profit margin) [3]	*11.1%*	*11.9%*	*11.5%*	*-0.3%*	*0.4%*	*9.6%*	*13.0%*	*3.4%*
กำไรสุทธิสำหรับงวด / รายได้รวม (ไม่รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า)	*15.2%*	*16.2%*	*12.3%*	*-3.8%*	*-2.9%*	*14.2%*	*15.3%*	*1.1%*
อัตรากำไรจากการดำเนินงานสุทธิ (Core profit margin)	*15.2%*	*11.8%*	*16.6%*	*4.8%*	*1.5%*	*12.7%*	*17.1%*	*4.4%*

[1] EBITDA = กำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทฯ และของบริษัทร่วม GJP และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

[2] กำไรจากการดำเนินงาน (core profit) = กำไรส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

[3] อัตรากำไรสุทธิ (Net profit margin) = กำไร(ขาดทุน)ส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ / รายได้รวม

กำไรขั้นต้น

กำไรขั้นต้นใน Q3'64 **เท่ากับ** 2,959 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 45.3% YoY **เมื่อเทียบกับ** Q3'63 โดยหลักเพิ่มขึ้นในส่วนของกำไรขั้นต้นจากการขายและสัญญาเช่า ซึ่งมีสาเหตุมาจากการรับรู้กำไรจากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ เมื่อวันที่ 31 มีนาคม

2564 และผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นจากกลุ่ม GMP ซึ่งเป็นผลของปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นให้กับ กฟผ.และลูกค้าอุตสาหกรรม รวมถึงมีการรับรู้ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม BKR2 ตั้งแต่ Q4'63 เป็นต้นมา

ทั้งนี้ อัตรากำไรขั้นต้นจากการขายและสัญญาเช่า อ่อนตัวลงเล็กน้อยจากช่วงเดียวกันของปีก่อน จาก 25.9% เป็น 24.6% (-1.3% YoY) โดยได้รับแรงกดดันจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้า SPP ที่ปรับเพิ่มขึ้นจาก 235.22 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'63 เป็น 268.61 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'64 (+14.2% YoY) ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่า (ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่กลุ่ม GMP ขายให้แก่ กฟผ. ปรับเพิ่มขึ้น 9.2% YoY และราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่ขายให้กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมอยู่ในระดับใกล้เคียงเดิม) อย่างไรก็ตาม เนื่องจาก บริษัทฯ มีสัดส่วนการขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ถึง 90% ซึ่งต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติจะถูกส่งผ่าน (pass through) ในรูปของรายได้ค่าไฟฟ้าทั้งหมดไปให้ กฟผ. ในขณะที่มีสัดส่วนการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมเพียงแค่ 10% ดังนั้นจึงได้รับผลกระทบอย่างจำกัดจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้น

สำหรับกำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ เติบโตขึ้น 38.5% YoY และอัตรากำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการปรับตัวดีขึ้นเช่นกัน เป็นผลมาจากจากการที่บริษัทฯ ได้รับรายได้ค่าบริหารจัดการทั้งกลุ่มบริษัทร่วม GJP, HKP และโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัท GEC เพิ่มขึ้น

เมื่อเทียบกับ Q2'64 กำไรขั้นต้น ปรับเพิ่มขึ้น 8.9% QoQ โดยในส่วนของกำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า เพิ่มขึ้นจากผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ฟื้นตัวขึ้นเล็กน้อย ตามปัจจัยทางฤดูกาล และกำไรจากโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG ที่ได้รับอานิสงค์จากต้นทุนค่าไม้ที่ลดลง ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าอยู่ในระดับเดียวกับไตรมาสก่อนหน้า อย่างไรก็ตาม ใน Q3'64 กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติได้รับแรงกดดันจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าจากกลุ่ม GSRC ที่ลดลง และต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ปรับสูงขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วย (ในส่วนของโรงไฟฟ้า SPP ต้นทุนค่าก๊าซเฉลี่ยต่อหน่วยปรับตัวสูงขึ้นจาก 238.56 บาท/ ล้านบีทียูใน Q2'64 เป็น 268.61 บาท/ ล้านบีทียูใน Q3'64 (+12.6% QoQ)) ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมของกลุ่ม GMP ปรับเพิ่มขึ้น 8.3% YoY และ 1.4% YoY ตามลำดับ) ซึ่งจากปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้น ส่งผลให้อัตรากำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า ยังคงอยู่ในระดับเดียวกับไตรมาสก่อน

ทั้งนี้ ในส่วนของกำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ ปรับตัวเพิ่มขึ้น 24.5% QoQ และอัตรากำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการปรับตัวดีขึ้นด้วย เป็นผลมาจากรายได้ค่าบริหารจัดการให้แก่บริษัทร่วม GJP, HKP และโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัท GEC ที่เพิ่มขึ้นตามที่ได้กล่าวถึงข้างต้น

กำไรก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)

EBITDA ใน Q3'64 เท่ากับ 6,034 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 72.5% YoY และ 42.0% QoQ โดยเปลี่ยนแปลงตามทิศทางเดียวกับ Core Profit

กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit)

Core Profit ใน Q3'64 เท่ากับ 2,293 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 73.0% YoY เมื่อเทียบกับ Q3'63 สาเหตุหลักมาจาก

1) เงินปันผลรับใน Q3'64 จำนวน 1,681 ล้านบาท โดยเป็นเงินปันผลรับจาก INTUCH จำนวน 1,666 ล้านบาท และจาก SPCG จำนวน 15 ล้านบาท
2) การรับรู้ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 31 มีนาคม 2564
3) กำไรที่เพิ่มขึ้นจากกลุ่มโรงไฟฟ้า SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP เนื่องจากมีปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นให้กับ กฟผ.และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม เช่น กลุ่มบรรจุภัณฑ์ เครื่องประดับ และชิ้นส่วนอิเล็กทรอนิกส์ แม้จะได้รับแรงกดดันจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้าก็ตาม
4) รับรู้ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จาก PTT NGD จำนวน 67 ล้านบาท จากการที่บริษัทฯ เข้าไปลงทุนในสัดส่วน 40% ในเดือนธันวาคม 2563 และต่อมาเพิ่มสัดส่วนการลงทุนเป็น 42% ในเดือนเมษายน 2564
5) ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานของบริษัทฯ ปรับเพิ่มขึ้นไม่ได้มากเท่าที่ควร เนื่องจากส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม GJP ที่อ่อนตัวลงจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ของโรงไฟฟ้า 2 IPPs ที่ปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญ และผลกระทบจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้า SPP ที่ปรับเพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่า Ft ปรับลดลง

เมื่อเทียบกับ Q2'64 Core Profit **ปรับตัวเพิ่มขึ้น** 63.7% QoQ เป็นผลมาจาก

1) เงินปันผลรับใน Q3'64 จำนวน 1,681 ล้านบาท ตามที่ได้กล่าวถึงในข้างต้น
2) โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG มีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้น ทั้งจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และได้รับอานิสงค์จากต้นทุนเชื้อเพลิงที่ลดลง ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าอยู่ใกล้เคียงเดิม
3) อย่างไรก็ตาม กำไรจากการดำเนินงานส่วนหนึ่ง ลดลงจากกลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่มีผลการดำเนินงานอ่อนตัวลงใน Q3'64 โดยโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้กลุ่ม GSRC และ GJP มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ลดลง และโรงไฟฟ้า SPPs ได้รับผลกระทบจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้า
4) นอกจากนี้ อีกหนึ่งปัจจัยที่กดดันกำไรจากการดำเนินงานของบริษัทฯ ในไตรมาสนี้ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่แม้จะมีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าที่ฟื้นตัวขึ้นจากไตรมาสก่อน แต่ความเร็วลมในพื้นที่ตั้งของโครงการยังอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าปกติ เมื่อหักต้นทุนทางการเงิน และค่าตัดจำหน่าย ที่เกี่ยวข้องกับโครงการดังกล่าวแล้ว ในงบการเงินรวมของบริษัทฯ จึงมีการรับรู้ผลขาดทุนจากโครงการ BKR2 จำนวน 154 ล้านบาท ตามสัดส่วนการถือหุ้น 50%

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ซึ่งรวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ใน Q3'64 **เท่ากับ** 1,588 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 63.7% YoY **เมื่อเทียบกับ** Q3'63 **และเพิ่มขึ้น** 12.9% QoQ เมื่อเทียบกับ Q2'64 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากเงินปันผลรับจาก INTUCH แต่กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ปรับเพิ่มขึ้นน้อยกว่า Core Profit จากค่าเงินบาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ที่อ่อนค่าลงจาก 32.22 บาท/ดอลลาร์ ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2564 มาเป็น 34.09 บาท/ดอลลาร์ ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2564 ส่งผลให้มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง 767 ล้านบาท ซึ่งมากกว่าในช่วงเดียวกันของปีก่อนที่มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 355 ล้านบาท และมากกว่าในไตรมาสก่อนหน้าที่มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 2 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนดังกล่าว เป็นเพียงการบันทึกรายการทางบัญชี จึงไม่มีผลกระทบต่อกระแสเงินสดและผลประกอบการที่แท้จริงของกลุ่มบริษัทฯ แต่อย่างใด

ฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2564

ฐานะการเงินของกลุ่มบริษัทฯ	ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563	ณ วันที่ 30 กันยายน 2564	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*%*
เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน	22,998	25,665	*11.6%*
ลูกหนี้การค้า	5,660	7,966	*40.7%*
เงินลงทุนในบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	22,079	24,568	*11.3%*
เงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับที่ดินและการก่อสร้างโรงไฟฟ้า	6,701	4,905	*-26.8%*
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สุทธิ	129,718	133,307	*2.8%*
สินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น	28,523	111,702	*291.6%*
ลูกหนี้สัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	-	11,911	*n.a.*
สินทรัพย์อื่น	29,901	35,165	*17.6%*
สินทรัพย์รวม	245,581	355,188	***44.6%***
เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	11,500	8,427	*-26.7%*
เจ้าหนี้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า	7,177	7,497	*4.5%*
เจ้าหนี้การค้า	1,353	2,271	*67.8%*
เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน	85,936	138,953	*61.7%*
หุ้นกู้	43,428	71,971	*65.7%*
หนี้สินอื่น	24,106	26,686	*10.7%*
หนี้สินรวม	173,501	255,804	***47.4%***
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	11,733	11,733	*0.0%*
ส่วนเกินมูลค่าหุ้นสามัญ	51,822	51,822	*0.0%*
กำไรสะสมที่ยังไม่ได้จัดสรร	7,310	7,096	*-2.9%*
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	(8,670)	16,411	*-289.3%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นอื่น ๆ	1,831	2,091	*14.2%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นบริษัทใหญ่	64,027	89,153	***39.2%***
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	8,053	10,230	*27.0%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม	72,080	99,384	***37.9%***
ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม (ไม่รวมองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น)	80,749	82,973	***2.8%***

สินทรัพย์รวม

สินทรัพย์รวม ณ 30 กันยายน 2564 เท่ากับ 355,188 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 109,607 ล้านบาท (+44.6%) จาก 31 ธันวาคม 2563 โดยเปลี่ยนแปลงจากปัจจัยหลักดังนี้

1) สินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น เพิ่มขึ้น 291.6% หรือ 83,179 ล้านบาท จากการที่บริษัทฯ เข้าลงทุนเพิ่มเติมในหุ้นสามัญของ INTUCH

2) ลูกหนี้การค้า เพิ่มขึ้น 40.7% หรือ 2,305 ล้านบาท เป็นไปตามทิศทางเดียวกันกับรายได้ที่เพิ่มขึ้นจากโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 ภายหลังโครงการดังกล่าวเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 31 มีนาคม 2564

3) เงินลงทุนในบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า เพิ่มขึ้น 11.3% หรือ 2,489 ล้านบาท โดยหลักเพิ่มขึ้นจากการที่บริษัทฯ รับรู้ผลการดำเนินงานของกลุ่ม GJP และ PTT NGD ในระหว่างงวด นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังได้เข้าลงทุนใน PTT NGD ในสัดส่วนเพิ่มเติมอีก 2% ในเดือนเมษายน 2564

4) ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์สุทธิ เพิ่มขึ้น 2.8% หรือ 3,588 ล้านบาท โดยหลักเพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าในการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้า GSRC, GPD และ Mekong หักด้วยส่วนที่ลดลง จากการบันทึกบัญชีตามมาตรฐานบัญชี TFRS 16 ภายหลังการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 ในเดือนมีนาคม 2564 ซึ่งส่งผลให้ลูกหนี้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เพิ่มขึ้น 11,911 ล้านบาทด้วย

5) สินทรัพย์อื่น เพิ่มขึ้น 17.6% หรือ 5,264 ล้านบาท เปลี่ยนแปลงจากเงินให้กู้ยืมแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน เพิ่มขึ้น 43% จากการให้เงินกู้ยืมแก่โครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ DIPWP ในประเทศโอมาน เพื่อเป็นเงินทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน เพิ่มขึ้น 19% จากสิทธิในการใช้สถานีไฟฟ้าย่อย และสิทธิในการใช้ท่อก๊าซ ภายหลังการเปิดดำเนินงานเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC

หนี้สินรวม

หนี้สินรวม ณ 30 กันยายน 2564 เท่ากับ 255,804 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 82,303 ล้านบาท (+47.4%) จาก 31 ธันวาคม 2563 โดยเปลี่ยนแปลงจากปัจจัยหลักดังนี้

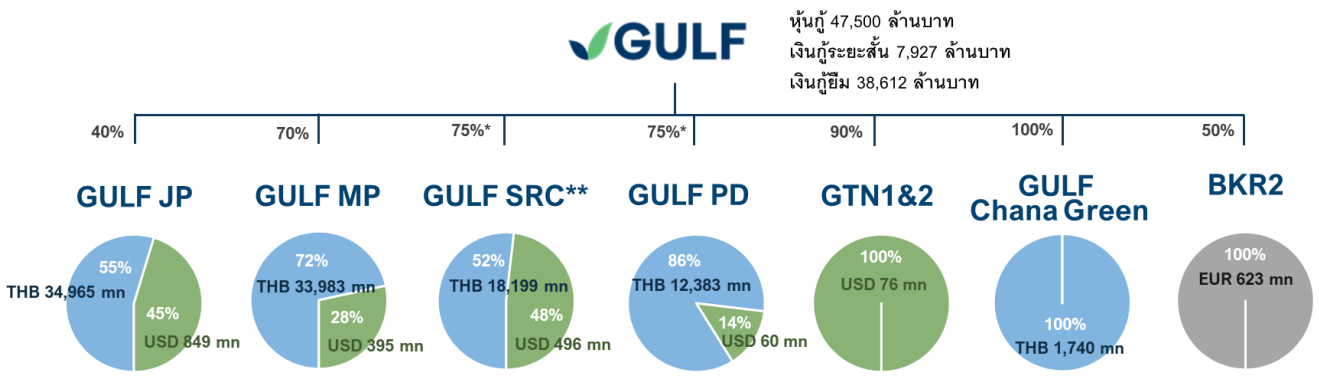
1) หนี้สินระยะสั้นลดลง 26.7% หรือ 3,073 ล้านบาท จากการจ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน

2) เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน เพิ่มขึ้น 61.7% หรือ 53,017 ล้านบาท จากการเบิกเงินกู้เพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้า GSRC และ GPD และเพื่อใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียนของบริษัทฯ

3) หุ้นกู้เพิ่มขึ้น 65.7% หรือ 28,542 ล้านบาท โดยหลักเพิ่มขึ้นจากการออกหุ้นกู้ชุดที่ 1/2564 ของบริษัทฯ มูลค่ารวมทั้งสิ้น 30,000 ล้านบาท เพื่อใช้ในการซื้อหุ้นสามัญของ INTUCH และเพื่อเป็นเงินทุนหมุนเวียนในการขยายธุรกิจ

4) หนี้สินอื่น เพิ่มขึ้น 10.7% หรือ 2,580 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากหนี้สินเงินได้รอตัดบัญชี ที่เพิ่มขึ้น 5,530 ล้านบาท จากการเพิ่มขึ้นในมูลค่ายุติธรรมของ INTUCH แต่ลดลงจากหนี้สินทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น 3,602 ล้านบาท จากการเปลี่ยนแปลงมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยที่บริษัทฯ ต้องรับรู้มูลค่าตลอดอายุสัญญาเข้ามาในงบการเงิน ตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9

หนี้สินคงค้างรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อย ณ วันที่ 30 กันยายน 2564



หนี้สินคงค้าง (เทียบเท่าสกุลเงินบาท):	63,898 ล้านบาท	47,454 ล้านบาท	35,122 ล้านบาท	14,437 ล้านบาท	2,598 ล้านบาท	1,740 ล้านบาท	24,747 ล้านบาท

** ตามสัดส่วนการได้รับเงินปันผลจาก GSRC และ GPD*

*** Gulf SRC มีเงินกู้ระยะสั้น อีกจำนวน 500 ล้านบาท*

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้น ณ 30 กันยายน 2564 เท่ากับ 99,384 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 27,304 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น 37.9% จากวันที่ 31 ธันวาคม 2563 โดยเปลี่ยนแปลงจากปัจจัยหลักดังนี้

1) องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น เพิ่มขึ้น 25,080 ล้านบาท โดยหลักเป็นผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของเงินลงทุนในหุ้นสามัญของ INTUCH ภายหลังจากที่บริษัทฯ ได้เพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นเป็น 42.25% ในเดือนสิงหาคม 2564 ซึ่งราคาหุ้น INTUCH ได้มีการปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ
2) ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมเพิ่มขึ้น 2,177 ล้านบาท เกิดจากการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย ซึ่งรับรู้ตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9 ในไตรมาสนี้ ทั้งนี้ การบันทึกรายการบัญชีดังกล่าว ไม่ได้มีผลกระทบต่อผลประกอบการของบริษัทฯ แต่อย่างใด
3) กำไรสะสมที่ยังไม่ได้จัดสรรลดลง 214 ล้านบาท จากการจ่ายเงินปันผล 4,459 ล้านบาท จัดสรรเป็นสำรองตามกฎหมาย 260 ล้านบาท หักด้วยการรับรู้ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ จำนวน 4,627 ล้านบาท

โครงสร้างเงินทุน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของเจ้าของ ณ 30 กันยายน 2564 อยู่ที่ 2.57 เท่า อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาโครงสร้างเงินทุนตามเงื่อนไขและข้อตกลงที่กำหนดสำหรับหุ้นกู้ของบริษัทฯ จะมี**อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ อยู่ที่ 2.34 เท่า** ทั้งนี้ สาเหตุหลักเนื่องจากบริษัทฯ ได้ทำการกู้ยืมเงินจากสถาบันการเงินจำนวน 48,612 ล้านบาท เพื่อชำระค่าหุ้นของ INTUCH ที่ได้มาจากการทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ (Tender Offer) อย่างไรก็ตาม ใน Q4'64 คาดว่าอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นจะลดลงมาที่ประมาณ 2.00 เท่า หลังจากที่บริษัทฯ เปลี่ยนวิธีบันทึกบัญชีสำหรับเงินลงทุนใน INTUCH จากวิธีการวัดมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น เป็นวิธีส่วนได้เสีย (Equity Method) ส่งผลให้ส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้นจากกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จากการปรับมูลค่าต้นทุนเฉลี่ยของ INTUCH ให้เป็นมูลค่าตลาด ณ วันที่ 1 ตุลาคม 2564 (วันที่มีการเปลี่ยนวิธีการบันทึกบัญชี)

งบกระแสเงินสด

งบกระแสเงินสด	สำหรับงวดสิ้นสุด วันที่ 30 กันยายน 2564
	ล้านบาท
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	10,104
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(69,744)
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	64,706
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	**5,066**
ผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนที่มีต่อเงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสด	14
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 1 มกราคม	15,902
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 30 กันยายน 2564	**20,982**

ณ วันที่ 30 กันยายน 2564 บริษัทฯ และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 20,982 ล้านบาท ประกอบด้วย

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน เท่ากับ 10,104 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดรับจากผลการดำเนินงาน 11,546 ล้านบาท
- หักด้วยเงินสดจ่ายจากการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานสุทธิ 1,442 ล้านบาท

เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน เท่ากับ 69,744 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ 16,313 ล้านบาท โดยหลักสำหรับโรงไฟฟ้าภายในโครงการ GSRC, GPD และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม Mekong
- เงินสดจ่ายซื้อสินทรัพย์ทางการเงินอื่น 57,383 ล้านบาท ซึ่งโดยหลักมาจากการที่บริษัทฯ เข้าลงทุนเพิ่มเติมในหุ้นสามัญ INTUCH

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน เท่ากับ 64,706 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดรับจากเงินกู้ยืมระยะยาวสุทธิ 49,243 ล้านบาท
- เงินสดรับสุทธิจากหุ้นกู้ 26,925 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายสุทธิเพื่อคืนเงินกู้ยืมระยะสั้น 3,073 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายดอกเบี้ยจ่ายและต้นทุนทางการเงิน 4,104 ล้านบาท
- เงินปันผลจ่าย 5,459 ล้านบาท

อัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนทางการเงิน	Q3'63	Q2'64	Q3'64
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	0.09	0.12	0.14
อัตรากำไรขั้นต้นจากการขาย	25.9%	24.0%	24.6%
อัตรากำไร EBITDA	40.0%	35.9%	43.8%
อัตรากำไรสุทธิต่อรายได้รวม [1] (%)	11.1%	11.9%	11.5%
อัตรากำไรจากการดำเนินงานต่อรายได้รวม (Core profit margin) [1,2] (%)	15.2%	11.8%	16.6%
กำไรสุทธิสำหรับงวด / รายได้รวม (ไม่รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า)	15.2%	16.2%	12.3%
อัตราผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (%)	8.5%	13.8%	9.7%
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ [3] (%)	2.8%	3.6%	2.8%

	30 กันยายน 2563	31 มิถุนายน 2564	30 กันยายน 2564
มูลค่าตามบัญชีต่อหุ้น (บาท)	4.98	5.89	7.60
อัตราส่วนเงินทุนหมุนเวียน (เท่า)	1.85	0.71	1.24
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า)	1.76	0.63	1.09
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	2.38	2.41	2.57
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ [4] (เท่า)	1.35	1.75	2.34

[1] รายได้รวม = รายได้จากการขายและบริหาร รวมถึงรายได้อื่น ดอกเบี้ยรับ เงินปันผลรับ และส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า

[2] กำไรจากการดำเนินงาน (core profit) = กำไรส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

[3] อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ คำนวนโดยใช้กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (annualized) / สินทรัพย์รวม (เฉลี่ย)

[4] อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ (เท่า) = อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ คำนวณโดยการหาผลต่างของ (ก) หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยรวม (ข) เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด และ (ค) เงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน แล้วนำมาหารด้วยส่วนของผู้ถือหุ้นของผู้ออกหุ้นกู้โดยไม่รวมองค์ประกอบอื่นของส่วนของเจ้าของ ตามที่ปรากฏในงบการเงินรวมที่ได้ผ่านการตรวจสอบโดยผู้สอบบัญชีของผู้ออกหุ้นกู้แล้ว

ความคืบหน้าของโครงการที่อยู่ระหว่างก่อสร้างและพัฒนา

ธุรกิจพลังงานไฟฟ้าและพลังงานหมุนเวียน

โครงการ Gulf SRC (ประเทศไทย)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิต	2,650 เมกะวัตต์ (4 หน่วย หน่วยละ 662.5 เมกะวัตต์)
กำหนดเปิดดำเนินการ	หน่วยที่ 1: 31 มีนาคม 2564 หน่วยที่ 3: 31 มีนาคม 2565 หน่วยที่ 2: 1 ตุลาคม 2564 หน่วยที่ 4: 1 ตุลาคม 2565
สถานะ	หน่วยที่ 1 – 2: เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว หน่วยที่ 3 – 4: อยู่ระหว่างก่อสร้าง - ความคืบหน้าประมาณ 80-94%

โครงการ Gulf PD (ประเทศไทย)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิต	2,650 เมกะวัตต์ (4 หน่วย หน่วยละ 662.5 เมกะวัตต์)
กำหนดเปิดดำเนินการ	หน่วยที่ 1: 31 มีนาคม 2566 หน่วยที่ 3: 31 มีนาคม 2567 หน่วยที่ 2: 1 ตุลาคม 2566 หน่วยที่ 4: 1 ตุลาคม 2567
สถานะ	อยู่ระหว่างก่อสร้าง โดยมีความคืบหน้าตามรายละเอียดด้านล่างนี้ หน่วยที่ 1: 49.3% หน่วยที่ 3: 26.8% หน่วยที่ 2: 19.4% หน่วยที่ 4: 18.7%

โครงการโรงไฟฟ้าหินกอง (ประเทศไทย)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิตติดตั้ง	1,540 เมกะวัตต์ (2 หน่วย หน่วยละ 770 เมกะวัตต์)
กำหนดเปิดดำเนินการ	หน่วยที่ 1: มีนาคม 2567 หน่วยที่ 2: มกราคม 2568
สถานะ	• อยู่ระหว่างเตรียมการก่อสร้างและจัดหาเงินกู้ • ลงนามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแล้วในเดือน ตุลาคม 2564 • เริ่มก่อสร้างแล้วในเดือน พฤศจิกายน 2564

โครงการโรงไฟฟ้าบูรพาพาวเวอร์ (ประเทศไทย)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิตติดตั้ง	600 เมกะวัตต์
กำหนดเปิดดำเนินการ	พฤศจิกายน 2570
สถานะ	• ได้รับอนุมัติ EIA แล้ว • คาดว่าเริ่มก่อสร้างได้ภายในปี 2568

DIPWP (ประเทศโอมาน)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิตติดตั้ง	ไฟฟ้า: ประมาณ 326 เมกะวัตต์ น้ำจืด: ประมาณ 1,667 ลูกบาศก์เมตร / ชั่วโมง
กำหนดเปิดดำเนินการ	ระยะที่ 1 (40 เมกะวัตต์): 2565 ระยะที่ 2 (286 เมกะวัตต์): 2566
สถานะ	อยู่ระหว่างก่อสร้าง - ความคืบหน้าประมาณ 93.9%

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม Mekong (ประเทศเวียดนาม)

เชื้อเพลิง	พลังงานลมในทะเล	
กำลังการผลิตติดตั้ง	เฟส 1: เฟส 2-3:	30 เมกะวัตต์ 98 เมกะวัตต์
กำหนดเปิดดำเนินการ	เฟส 1: เฟส 2-3:	SCOD ภายในธันวาคม 2564 SCOD ภายในธันวาคม 2564
สถานะ	เฟส 1: เฟส 2-3:	อยู่ระหว่างพัฒนาโครงการ – ความคืบหน้าประมาณ 94.2% อยู่ระหว่างพัฒนาโครงการ – ความคืบหน้าประมาณ 77.1%

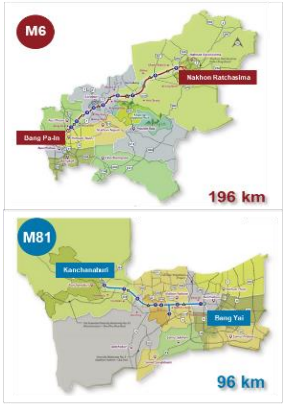
ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค

โครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 (ประเทศไทย)

ลักษณะโครงการ	**Infrastructure**: งานขุดลอกและถมทะเล **Superstructure**: งานก่อสร้างท่าเทียบเรือก๊าซและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG terminal)
ขอบเขตโครงการ	งานขุดลอกและถมทะเล: พื้นที่ประมาณ 1,000 ไร่ LNG terminal: ไม่เกิน 10.8 ล้านตันต่อปี
ระยะเวลาก่อสร้าง	งานขุดลอกและถมทะเล: 2564 – 2567 LNG terminal: 2567 – 2569* *ขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการใช้ LNG ในประเทศ
สถานะ	อยู่ระหว่างพัฒนาโครงการ – ความคืบหน้าประมาณ 1.2%

โครงการพัฒนาท่าเรือแหลมฉบัง ระยะที่ 3 (ประเทศไทย)

ลักษณะโครงการ	ท่าเทียบเรือตู้สินค้า (ท่าเทียบเรือ F1 และ F2)
ความจุ	ประมาณ 4 ล้านตู้ (TEU) ต่อปี (ระยะเวลาการดำเนินงาน 35 ปี)
กำหนดเปิดดำเนินการ	F1 = [2568] F2 = [2572]
สถานะ	คาดว่าจะลงนามสัญญา PPP ได้ภายใน พฤศจิกายน 2564 และคาดว่าจะเริ่มการก่อสร้างได้ภายในปี 2566



โครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมือง (M6 & M81) (ประเทศไทย)

ลักษณะโครงการ	ออกแบบ ก่อสร้าง ดำเนินงานและบำรุงรักษา ด่านเก็บค่าผ่านทาง ระบบบริหารจัดการการจราจร และโครงสร้างพื้นฐานอื่นๆ
ระยะทาง	M6: 196 km M81: 96 km
กำหนดเปิดดำเนินการ	[2567]
สถานะ	ลงนามสัญญา EPC แล้วในเดือนกรกฎาคม 2564 ลงนามสัญญา PPP แล้วในเดือนกันยายน 2564 คาดว่าจะเริ่มการก่อสร้างได้ ในเดือนธันวาคม 2564

ONE BANGKOK

โครงการ One Bangkok (ประเทศไทย)

ลักษณะโครงการ	ระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า ระบบผลิตน้ำเย็นแบบรวมศูนย์
กำลังการผลิตติดตั้ง	ไฟฟ้า: 240 เมกะวัตต์ น้ำเย็น: 36,000 ตันความเย็น
กำหนดเปิดดำเนินการ	ระยะที่ 1: 2565 (ไฟฟ้า) ระยะที่ 1-4: 2566 - 2569 (ไฟฟ้า และ น้ำเย็น)
สถานะ	ระบบผลิตน้ำเย็น อยู่ระหว่างพัฒนาโครงการ – ความคืบหน้าประมาณ 12.6% ระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า อยู่ระหว่างพัฒนาโครงการ – ความคืบหน้าประมาณ 26.1%

คำนิยาม

บริษัทฯ	บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (มหาชน)
กลุ่มบริษัทฯ	บริษัทฯ และบริษัทในเครือ
กลุ่มบริษัท GEC	บริษัท กัลฟ์อิเล็คตริก จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือ
กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
กฟภ.	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
7SPPs	โรงไฟฟ้า SPP จำนวน 7 โครงการภายใต้กลุ่ม GJP ประกอบด้วย GKP1, GKP2, GTLC, GCRN, GNNK, GNLL และ GNK2
12SPPs	โรงไฟฟ้า SPP จำนวน 12 โครงการภายใต้กลุ่ม GMP ประกอบด้วย GVTP, GTS1, GTS2, GTS3, GTS4, GNC, GBL, GBP, GNLL2, GNPM, GNRV1 และ GNRV2
ADVANC	บริษัท แอดวานซ์ อินโฟร์ เซอร์วิส จำกัด (มหาชน)
BGSR 6	บริษัท บีจีเอสอาร์ 6 จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 40.0%
BGSR 18	บริษัท บีจีเอสอาร์ 81 จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 40.0%
BKR2	Borkum Riffgrund 2 Offshore Wind Farm GmbH & Co. oHG ซึ่งดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเลที่ประเทศเยอรมนี
BPG	บริษัท บูรพา พาวเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัท BPH
BPH	บริษัท บูรพา พาวเวอร์ โฮลดิ้ง จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 35.0%
BSE	บริษัท แบงค็อก สมาร์ท เอ็นเนอร์จี จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้นอยู่ 33.3%
DIPWP	Duqm Integrated Power and Water Project ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าในประเทศโอมาน
EPC	ออกแบบวิศวกรรม จัดหา และก่อสร้าง
EVN	การไฟฟ้าแห่งประเทศเวียดนาม (Vietnam Electricity Corporation)
GBL	บริษัท กัลฟ์ บีแอล จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GBP	บริษัท กัลฟ์ บีพี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GCG	บริษัท กัลฟ์ จะนะ กรีน จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้น 100.0%
GCRN	บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เอ็น จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GIH	Gulf International Holding Pte. Ltd. ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 100.0%
GJP	บริษัท กัลฟ์ เจพี จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทร่วมที่บริษัทฯ ถือหุ้น 40.0%
GKP1	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี1 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GKP2	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี2 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GMP	บริษัท กัลฟ์ เอ็มพี จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 70.0%
GMTP	บริษัท กัลฟ์ เอ็มทีพี แอลเอ็นจี เทอร์มินอล จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 70.0%
GNC	บริษัท กัลฟ์ เอ็นซี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GNK2	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเค2 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GNLL	บริษัท กัลฟ์ เอ็นแอลแอล จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GNLL2	บริษัท กัลฟ์ เอ็นแอลแอล2 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GNNK	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอ็นเค จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GNPM	บริษัท กัลฟ์ เอ็นพีเอ็ม จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GNRV1	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี1 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GNRV2	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี2 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GNS	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GPD	บริษัท กัลฟ์ พีดี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้บริษัทย่อย IPD
GSRC	บริษัท กัลฟ์ เอสอาร์ซี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้บริษัทย่อย IPD
GTLC	บริษัท กัลฟ์ เจพี ทีแอลซี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GTN1	Gulf Tay Ninh 1 Joint Stock Company ซึ่งดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศเวียดนาม

GTN2	Gulf Tay Ninh 2 Joint Stock Company ซึ่งดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศเวียดนาม
GTS1	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส1 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GTS2	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส2 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GTS3	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส3 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GTS4	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส4 จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
GULF1	บริษัท กัลฟ์1 จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 100.0%
Gulf WHA MT	บริษัท กัลฟ์ ดับบลิวเอชเอ เอ็มที จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 35.0%
GUT	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GVTP	บริษัท กัลฟ์ วีทีพี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
HKH	บริษัท หินกองเพาเวอร์โฮลดิ้ง จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 49.0%
HKP	บริษัท หินกองเพาเวอร์ จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัท HKH
INTUCH	บริษัท อินทัช โฮลดิ้งส์ จำกัด (มหาชน)
IPD	บริษัท อินดิเพนเดนท์ เพาเวอร์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 70.0%
IPP	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer) ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. มากกว่า 90 เมกะวัตต์
Marafiq	Centralised Utilities Company L.L.C. ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 49.0%
Mekong	Mekong Wind Power Joint Stock Company
MTP3	โครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3
PTT NGD	บริษัท ปตท. จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด
SPP	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer) ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. มากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
TFRIC 12	การตีความมาตรฐานการรายงานการเงิน ฉบับที่ 12 เรื่อง ข้อตกลงสัมปทานบริการ
TFRS 9	มาตรฐานการรายงานทางการเงิน ฉบับที่ 9 เรื่อง เครื่องมือทางการเงิน
TFRS 16	มาตรฐานการรายงานทางการเงิน ฉบับที่ 16 เรื่อง สัญญาเช่า
THCOM	บริษัท ไทยคม จำกัด (มหาชน)