บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (มหาชน)

คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการ

สำหรับงวดไตรมาสสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2565

คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการมีวัตถุประสงค์เพื่อนำเสนอและอธิบายผลการดำเนินงานและฐานะการเงินของบริษัทฯ ณ วันสิ้นสุดงวดบัญชี ซึ่งข้อมูลที่นำเสนออาจเปลี่ยนแปลงไปในอนาคต คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการจะใช้ฉบับภาษาไทยเป็นหลัก ในกรณีที่คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการฉบับภาษาอังกฤษมีเนื้อความขัดแย้งกันหรือ มีการตีความที่แตกต่างกัน ให้ใช้ฉบับภาษาไทยเป็นหลัก

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

บทสรุปผู้บริหาร

เหตุการณ์สำคัญใน Q1'65

โครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์

โครงการโรงไฟฟ้า กัลฟ์ เอสอาร์ซี ("GSRC") หน่วยผลิตไฟฟ้าที่ 3 กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง 662.5 เมกะวัตต์ ตั้งอยู่ที่จังหวัดชลบุรี ซึ่งบริษัทฯ ถือหุ้น 70% ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ เมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2565 โดยโครงการ GSRC เป็นโรงไฟฟ้า IPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวม 2,650.0 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ หน่วยผลิตไฟฟ้าที่ 1-2 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เป็นที่เรียบร้อยแล้วในเดือนมีนาคม และ ตุลาคม 2564 ส่วนหน่วยที่ 4 มีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนตุลาคม 2565

การขยายการลงทุนในประเทศ

การเข้าลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าขยะชุมชน CM WTE ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ตั้งอยู่ที่จังหวัดเชียงใหม่ มีกำลังการผลิตติดตั้งไม่ต่ำกว่า 9.5 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับปริมาณขยะไม่ต่ำกว่า 650 ตันต่อวัน โดยมีรายได้จากบริการกำจัดขยะ และรายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ. โดยบริษัทฯ เข้าถือหุ้นในโครงการดังกล่าว ในวันที่ 24 มกราคม 2565 ในสัดส่วน 99.99% ทั้งนี้ โครงการ CM WTE มีแผนที่จะเริ่มก่อสร้างโรงไฟฟ้าหลังจากได้ลงนามซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. และคาดว่าจะใช้เวลาประมาณ 3 ปีในการก่อสร้าง

การลงนามสัญญา และการได้รับใบอนุญาตต่าง ๆ

การลงนามบันทึกความร่วมมือในการร่วมลงทุนธุรกิจศูนย์ซื้อขายสินทรัพย์ดิจิทัลในประเทศไทย ในวันที่ 17 มกราคม 2565 ระหว่างบริษัท กัลฟ์ อินโนวา จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วน 100% และ Binance เพื่อร่วมกันศึกษาและจัดทำแผนพัฒนาธุรกิจศูนย์ซื้อขายสินทรัพย์ดิจิทัล (Digital Asset Exchange) และธุรกิจที่เกี่ยวเนื่องในประเทศไทย

การลงนามบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ Pak Lay ในวันที่ 24 มกราคม 2565 ระหว่างบริษัทฯ กับ Sinohydro (Hong Kong) Holding Ltd. ("SHK") และ กฟผ. โดยโครงการ Pak Lay เป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบน้ำไหลผ่านตลอดปี (Run-of-the-River) ตั้งอยู่บนแม่น้ำโขง เมืองปากลาย แขวงไซยะบุรี สปป. ลาว มีกำลังผลิตติดตั้ง 770 เมกะวัตต์ และมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (SCOD) ในวันที่ 1 มกราคม 2575 โดย กฟผ. จะเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจากโครงการฯ ในอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 2.6989 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

การได้รับอนุมัติเพิ่มปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติ ในวันที่ 28 มกราคม 2565 โดย Gulf LNG ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัทฯ ได้รับใบอนุญาตนำเข้าก๊าซธรรมชาติ จาก กกพ. เพิ่มเติมจำนวน 5.54 ล้านตัน เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า สำหรับโครงการโรงไฟฟ้า IPP ของกลุ่มบริษัทฯ ส่งผลให้ในปัจจุบัน Gulf LNG มีสิทธิในการจัดหาและนำเข้า LNG ในปริมาณรวมทั้งสิ้น 6.37 ล้านตันต่อปี

การลงนามในสัญญาร่วมพัฒนาธุรกิจ (Joint Development Agreement) ศูนย์ข้อมูล (Data Center) ในประเทศไทย ในวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2565 ระหว่างบริษัทฯ กับ Singtel และ AIS โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อร่วมกันพัฒนาธุรกิจ Data Center ในประเทศไทย เพื่อตอบสนองต่อการเติบโตอย่างรวดเร็วของอุตสาหกรรมโครงสร้างพื้นฐานด้านดิจิทัลในประเทศ

กิจกรรมทางการเงิน

การเสนอขายหุ้นกู้ชนิดไม่ด้อยสิทธิและไม่มีประกันของบริษัทฯ มูลค่ารวม 24,000 ล้านบาท เสนอขายต่อผู้ลงทุนสถาบันและผู้ลงทุนรายใหญ่ (Institutional Investors & High Net Worth Investors) เมื่อวันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2565 โดยบริษัทฯ ได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือในระดับ "A" และหุ้นกู้ได้รับการจัดอันดับในระดับ "A-" จากบริษัท ทริสเรทติ้ง จำกัด ทั้งนี้ หุ้นกู้ดังกล่าวแบ่งเป็น 4 ชุด โดยมีอายุ 3, 5, 7 และ 10 ปี มีอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยอยู่ที่ 2.74% ต่อปี และอายุหุ้นกู้เฉลี่ย 5.3 ปี

สรุปผลการดำเนินงานสำหรับ Q1'65

ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%QoQ*	*%YoY*
รายได้จากการขาย รายได้จากสัญญาเช่า ค่าบริการและการก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	9,035	15,287	20,628	*34.9%*	*128.3%*
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	259	1,936	1,790	*-7.5%*	*591.4%*
รายได้อื่น	696	31	35	*13.4%*	*-95.0%*
รายได้รวม	9,990	17,254	22,453	***30.1%***	***124.8%***
EBITDA[1]	5,162	6,706	7,075	***5.5%***	***37.1%***
กำไร (ขาดทุน) สุทธิสำหรับงวด	1,791	3,864	4,095	***6.0%***	***128.7%***
กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	1,632	3,043	3,395	***11.5%***	***108.0%***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่กระทบบริษัทใหญ่	(704)	242	160	*-34.1%*	*122.7%*
หัก: กำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD	(53)	73	(22)	*-129.5%*	*59.5%*
กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit)[2]	2,390	2,728	3,257	***19.4%***	***36.3%***
กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) ของบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า[3]	742	1,699	1,784	*5.0%*	*140.3%*
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	0.14	0.26	0.29	***11.5%***	***106.7%***

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

รายได้รวมจากการดำเนินธุรกิจ (ล้านบาท)

ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า (ล้านบาท)

รายได้แบ่งตามประเภทธุรกิจ	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%QoQ*	*%YoY*
ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	6,954	12,889	17,863	*38.6%*	*156.9%*
ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	1,927	2,248	2,305	*2.5%*	*19.6%*
ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค	44	22	328	*1403.2%*	*636.8%*
ธุรกิจก๊าซ	0	0	0	*n.a.*	*n.a.*
รายได้ค่าบริหารจัดการ	110	128	132	*3.2%*	*20.1%*
รายได้อื่น	696	31	35	*13.4%*	*-95.0%*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	259	1,936	1,790	*-7.5%*	*591.4%*
รายได้รวม	9,990	17,254	22,453	***30.1%***	***124.8%***

สัดส่วนรายได้แบ่งตามประเภทธุรกิจ (%)

รายได้รวมจากการดำเนินธุรกิจใน Q1'65 อยู่ที่ 22,453 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 124.8% YoY และเพิ่มขึ้น 30.1% QoQ ประกอบไปด้วย

1) **รายได้จากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติใน Q1'65 อยู่ที่ 17,863 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน 79.6% ของรายได้รวม โดยเพิ่มขึ้น 156.9% YoY และ 38.6% QoQ** มีสาเหตุหลักมาจากการรับรู้รายได้ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ซึ่งได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ไปเมื่อวันที่ 31 มีนาคม และ 1 ตุลาคม 2564 ตามลำดับ นอกจากนี้ กลุ่ม GMP ยังมีราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่สูงขึ้นตามทิศทางเดียวกับต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ และมีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ ให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นด้วย
2) **รายได้จากธุรกิจพลังงานหมุนเวียนใน Q1'65 อยู่ที่ 2,305 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน 10.3% ของรายได้รวม โดยเพิ่มขึ้น 19.6% YoY และ 2.5% QoQ** มีสาเหตุจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี ที่รายได้ปรับตัวดีขึ้นตามความเร็วลมที่เพิ่มขึ้น และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 และ GTN2 ที่ประเทศเวียดนาม ได้รับผลกระทบจากการจำกัดปริมาณการซื้อไฟ (Curtailment) ลดลง นอกจากนี้ โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG ยังมีรายได้เพิ่มขึ้นตามค่า Ft ที่ปรับเพิ่มขึ้นเช่นกัน
3) **รายได้จากธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภคใน Q1'65 อยู่ที่ 328 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน 1.5% ของรายได้รวม** โดยเป็นรายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานสำหรับโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานถมทะเล ซึ่งกำหนดแล้วเสร็จในปี 2567
4) **รายได้ค่าบริหารจัดการใน Q1'65 เท่ากับ 132 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน 0.6% ของรายได้รวม โดยปรับเพิ่มขึ้น 20.1% YoY** จากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กิจการร่วมค้า GPC รวมถึง BGSR 6 และ BGSR 81 นอกจากนี้ ยังมีรายได้จากการให้บริการแก่กลุ่มโรงไฟฟ้าหินกองเพิ่มขึ้นด้วย **และเพิ่มขึ้น 3.2% QoQ** จากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP ซึ่งเพิ่มขึ้นตามที่กำหนดในสัญญาให้บริการ
5) **รายได้อื่นใน Q1'65 เท่ากับ 35 ล้านบาท ลดลง 95.0% YoY** จากรายได้เงินปันผลรับจาก INTUCH จำนวน 683 ล้านบาท ซึ่งบันทึกใน Q1'64 ในขณะที่ Q1'65 ไม่มีบันทึกรายได้เงินปันผลรับ **แต่เมื่อเทียบกับ Q4'64 เพิ่มขึ้น 13.4% QoQ** โดยหลักเพิ่มขึ้นจากรายได้ดอกเบี้ยรับตามสัญญาสัมปทานของโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3

6) **ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า ใน Q1'65 อยู่ที่ 1,790 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 591.4% YoY โดยหลักมาจากการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH จำนวน 1,090 ล้านบาท ซึ่งรับรู้เป็นไตรมาสแรกใน Q4'64 สำหรับ Q1'65 มีส่วนแบ่งกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม สุทธิ 6 ล้านบาท ขณะที่ใน Q1'64 มีบันทึกขาดทุนรายการดังกล่าวรวม 483 ล้านบาท

อย่างไรก็ตาม เมื่อเทียบกับ Q4'64 ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า ลดลง 7.5% QoQ โดยใน Q4'64 มีบันทึกส่วนแบ่งกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วมสุทธิ 238 ล้านบาท ทั้งนี้ ส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH อยู่ในระดับใกล้เคียงเดิม และส่วนแบ่ง Core Profit จาก GJP ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากการที่โรงไฟฟ้า 2IPPs มีกำไรเพิ่มขึ้นจาก heat rate margin ที่เพิ่มขึ้นภายหลัง มีการจ่ายไฟให้ กฟผ. เพิ่มขึ้น

- **กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) ใน Q1'65 เท่ากับ 3,257 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 36.3% YoY โดยหลักมาจากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1-2 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ระหว่างปี 2564 และผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ปรับตัวดีขึ้น รวมถึงมีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH ทั้งนี้ **เมื่อเทียบกับ Q4'64 เพิ่มขึ้น** 19.4% QoQ จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 มีผลประกอบการที่ดีขึ้น และโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ IPP ภายใต้กลุ่มบริษัทฯ มีกำไรเพิ่มขึ้นจาก heat rate margin ที่เพิ่มขึ้น ภายหลังมีการจ่ายไฟให้ กฟผ. มากขึ้น
- **กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ใน Q1'65 เท่ากับ 3,395 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 108.0% YoY **และ** 11.5% QoQ โดยเติบโตตามทิศทางเดียวกับ Core Profit ทั้งนี้ ใน Q1'65 มีบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม รวมเป็นผลกำไรสุทธิ 138 ล้านบาท เทียบกับใน Q1'64 ที่มีผลขาดทุนจากรายการดังกล่าวรวมสุทธิ 757 ล้านบาท และใน Q4'64 ที่มีผลกำไรจากรายการดังกล่าวรวมสุทธิ 316 ล้านบาท

สรุปฐานะการเงินของบริษัทฯ ณ วันที่ 31 มีนาคม 2565

- **สินทรัพย์รวม ณ 31 มีนาคม 2565 เท่ากับ 382,193 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 5.4% จาก 31 ธันวาคม 2564 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากลูกหนี้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า จากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 3 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนมีนาคม 2565 ลูกหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้นตามทิศทางเดียวกับรายได้ของกลุ่มบริษัท ความคืบหน้าในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า GPD และเงินลงทุนเพิ่มเติมในบริษัทร่วม INTUCH
- **หนี้สินรวม ณ 31 มีนาคม 2565 เท่ากับ 265,645 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 4.1% จาก 31 ธันวาคม 2564 ส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นจากการออกหุ้นกู้ชุดที่ 1/2565 ของบริษัทฯ เพื่อใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียนในการขยายธุรกิจ และเจ้าหนี้การค้าที่มีมูลค่าเพิ่มขึ้นตามทิศทางเดียวกับต้นทุนเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม เงินกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาวจากสถาบันการเงิน ปรับลดลงจากการคืนเงินกู้ของบริษัทฯ
- **ส่วนของผู้ถือหุ้น ณ 31 มีนาคม 2565 เท่ากับ 116,548 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 8.4% จากวันที่ 31 ธันวาคม 2564 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ และการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9 ซึ่งบันทึกอยู่ในองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม
- **ณ วันที่ 31 มีนาคม 2565 กลุ่มบริษัทฯ มีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ อยู่ที่** 1.79 เท่า ซึ่งต่ำกว่าเงื่อนไขและข้อตกลงที่กำหนดสำหรับหุ้นกู้ของบริษัทฯ ที่ 3.50 เท่า

ผลการดำเนินงานแบ่งตามประเภทธุรกิจ

ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ

รายได้จากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. กฟภ.	5,021	10,078	14,783	*46.7%*	*194.4%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	1,788	1,921	2,109	*9.8%*	*17.9%*
รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	141	196	229	*16.6%*	*62.3%*
รายได้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	4	694	742	*6.9%*	*n.a.*
รายได้รวมจากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	**6,954**	**12,889**	**17,863**	***38.6%***	***156.9%***

รายได้จากการขาย (ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ)

ใน Q1'65 กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ บันทึกรายได้จากการขายและจากสัญญาเช่า เป็นจำนวน 17,863 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 156.9% YoY เมื่อเปรียบเทียบกับ Q1'64 โดยหลักเป็นผลมาจากการรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และรายได้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ตามมาตรฐานการบัญชี TFRS 16 จากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ไปเมื่อวันที่ 31 มีนาคม และ 1 ตุลาคม 2564 ประกอบกับการรับรู้รายได้ที่เพิ่มขึ้นของโครงการโรงไฟฟ้า 12SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP ทั้งจากราคาขายไฟฟ้าที่สูงขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติ (ราคาค่าก๊าซเฉลี่ยต่อหน่วยปรับเพิ่มขึ้นจาก 220.17 บาท/ ล้านบีทียูใน Q1'64 เป็น 441.56 บาท / ล้านบีทียูใน Q1'65 (+100.6% YoY)) และจากปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลจากการที่โครงการโรงไฟฟ้า 12 SPP มีจำนวนลูกค้าใหม่ที่เพิ่มขึ้น

เมื่อเทียบกับ Q4'64 กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ บันทึกรายได้จากการขายและจากสัญญาเช่า เพิ่มขึ้น 38.6% QoQ ส่วนหนึ่งเนื่องมาจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้กลุ่ม GSRC ที่ปรับเพิ่มขึ้นตามทิศทางความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศ และการสั่งซื้อไฟที่มากขึ้นของ กฟผ. นอกจากนี้ รายได้ของกลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ยังเพิ่มขึ้นจากราคาค่าเชื้อเพลิงที่ปรับตัวสูงขึ้น โดยในส่วนของโรงไฟฟ้า SPP ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยปรับเพิ่มขึ้น จาก 336.74 บาท/ ล้านบีทียูใน Q4'64 เป็น 441.56 บาท/ ล้านบีทียูใน Q1'65 (+31.1% QoQ) ส่งผลให้รายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าปรับเพิ่มขึ้นด้วย

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้ของธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณการขายไฟฟ้าและขายไอน้ำ	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
				% QoQ	*% YoY*
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย GMP					
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	1,783	1,848	1,812	*-1.9%*	*1.6%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (GWh)	537	592	607	*2.5%*	*13.0%*
ปริมาณการขายไอน้ำ (ตัน)	176,980	183,044	194,804	*6.4%*	*10.1%*
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย IPD					
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	4	857	1,747	*104.0%*	*n.a.*

ราคาขายไฟฟ้าและไอน้ำ	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
				% QoQ	% YoY
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย GMP					
ราคาขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท / kWh)	2.81	3.75	4.61	*22.8%*	*63.9%*
ราคาขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (บาท / kWh)	3.18	3.26	3.35	*2.8%*	*5.1%*
ราคาขายไอน้ำ (บาท / ตัน)	782.9	1,050.1	1,148.9	*9.4%*	*46.7%*
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย IPD					
ราคาขายไฟฟ้าให้กฟผ. (บาท / kWh)	3.39	4.58	4.19	*-8.4%*	*23.6%*

ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน

รายได้จากธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. กฟภ.	179	172	186	*8.1%*	*4.3%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	-	0.6	1.5	*160.0%*	*n.a.*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม	119	120	142	*18.2%*	*19.1%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ Ørsted Energy	1,629	1,947	1,970	*1.2%*	*21.0%*
รายได้อื่นๆ	-	8	5	-40.8%	*n.a.*
รายได้รวมจากธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	1,927	2,248	2,305	***2.5%***	***19.6%***

รายได้จากการขาย (ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน)

ใน Q1'65 กลุ่มธุรกิจพลังงานหมุนเวียน บันทึกรายได้จากการขาย 2,305 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 19.6% YoY **เมื่อเทียบกับ** Q1'64 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี ที่มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่มากขึ้นตามความเร็วลมในพื้นที่ตั้งของโครงการ โดยความเร็วลมเฉลี่ยใน Q1'65 อยู่ที่ 11.0 เมตร/วินาที เมื่อเทียบกับ 9.8 เมตร/วินาที ใน Q1'64 โดยการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า (curtailment) ของโครงการ BKR2 แม้จะเพิ่มขึ้นจากข้อจำกัดในสายส่งไฟฟ้า (grid congestion) แต่ไม่ได้มีผลกระทบต่อรายได้ของบริษัทฯ แต่อย่างใด เนื่องจากโครงการ BKR2 ได้รับรายได้ชดเชยสำหรับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่โดนจำกัด เสมือนว่าไม่ได้มีการ curtailment เกิดขึ้น

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2 ในประเทศเวียดนาม มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม เพิ่มขึ้น 19.1% YoY จากสถานการณ์การจำกัดการรับซื้อไฟฟ้าชั่วคราว (Temporary Curtailment) ที่คลี่คลายลง ส่งผลให้ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการปรับตัวดีขึ้น

สำหรับธุรกิจพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย โรงไฟฟ้าชีวมวล GCG มีรายได้เพิ่มขึ้น 4.3% YoY เป็นผลจากค่าพลังงานไฟฟ้าที่ปรับตัวสูงขึ้นตามทิศทางเดียวกับค่า Ft ขายส่ง ที่เพิ่มขึ้นจาก -0.3626 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงเดียวกันของปีก่อน มาเป็น -0.1440 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ใน Q1'65

นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังเริ่มรับรู้รายได้จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาภายใต้บริษัทย่อย GULF1 ทั้งจากการจำหน่ายไฟฟ้าจากโครงการที่ได้เริ่มทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วบางส่วน และจากรายได้จากการรับติดตั้ง Solar Rooftop ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม รวมถึงมีรายได้จากการกำจัดขยะของโครงการโรงไฟฟ้าขยะชุมชน CM WTE อีกด้วย

เมื่อเทียบกับ Q4'64 กลุ่มธุรกิจพลังงานหมุนเวียน มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 2.5% QoQ โดยหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากความเร็วลมที่สูงขึ้น ตามที่ได้กล่าวถึงในข้างต้น (ความเร็วลมเฉลี่ยใน Q1'65 อยู่ที่ 11.0 เมตร/วินาที เมื่อเทียบกับ 9.8 เมตร/วินาที ใน Q4'64)

รายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2 ในประเทศเวียดนาม เพิ่มขึ้น 18.2% QoQ โดยได้รับผลกระทบจากการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าที่น้อยลงจากไตรมาสก่อน ประกอบกับเข้าสู่ช่วง high season ซึ่งสภาพอากาศในพื้นที่มีท้องฟ้าโปร่งใสมากขึ้น

ด้านโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 8.1% QoQ ซึ่งเป็นผลมาจากราคาขายไฟฟ้าที่สูงขึ้นตามทิศทางเดียวกับค่า Ft ขายส่ง ที่ปรับขึ้น จาก -0.3391 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ในไตรมาสก่อนหน้า มาเป็น -0.1440 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ใน Q1'65

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้ของธุรกิจพลังงานหมุนเวียน

ปริมาณการขายไฟฟ้า	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
				% QoQ	*% YoY*
โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG					
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	45	42	44	*4.3%*	*-0.8%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2					
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ ให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม (GWh)	42	35	44	*25.2%*	*5.8%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงามลมในทะเล BKR2					
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)	407	483	404	*-16.4%*	*-0.6%*
ปริมาณการชดเชย (GWh)	79	73	173	*136.1%*	*119.8%*

ราคาขายไฟฟ้า	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
				% QoQ	*% YoY*
โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG					
ราคาขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท / kWh)	3.99	4.04	4.25	*5.2%*	*6.5%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2					
ราคาขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม (บาท / kWh)	2.85	3.17	3.14	*-0.8%*	*10.1%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงามลมในทะเล BKR2					
ราคาขายไฟฟ้า (บาท / kWh)	6.71	7.04	6.83	*-3.0%*	*1.7%*

ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค

รายได้จากธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*
รายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	44	22	328	*1403.2%*	*636.8%*

ใน Q1'65 บริษัทฯ บันทึกรายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน 328 ล้านบาท เป็นรายได้สำหรับโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานถมทะเล ซึ่งกำหนดแล้วเสร็จในปี 2567 โดยเป็นการบันทึกรายได้เพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าในการพัฒนาโครงการ ตามการตีความมาตรฐานการรายงานทางการเงิน ฉบับที่ 12 (TFRIC 12)

รายได้ค่าบริหารจัดการ

รายได้ค่าบริหารจัดการ	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*
รายได้ค่าบริหารจัดการ	110	128	132	*3.2%*	*20.1%*

ใน Q1'65 บริษัทฯ มีรายได้ค่าบริหารจัดการเท่ากับ 132 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20.1% YoY จากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กิจการร่วมค้า GPC รวมถึง BGSR 6 และ BGSR 81 นอกจากนี้ ยังมีรายได้จากการให้บริการแก่ HKH และ HKP เพิ่มขึ้นด้วย **และเพิ่มขึ้น** 3.2% QoQ จากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP ซึ่งเพิ่มขึ้นตามที่กำหนดในสัญญาให้บริการ

รายได้อื่น

รายได้อื่น	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*
เงินปันผลรับ	683	-	-	*n.a.*	*n.a.*
ดอกเบี้ยรับ	12	27	29	*7.6%*	*152.4%*
รายได้อื่น	1	3	5	*60.5%*	*343.5%*
รวมรายได้อื่น	**696**	**31**	**35**	***13.4%***	***-95.0%***

ใน Q1'65 บริษัทฯ บันทึกรายได้อื่น 35 ล้านบาท ลดลง 95.0% YoY โดยหลักลดลงจากรายได้เงินปันผลรับจาก INTUCH จำนวน 683 ล้านบาท ซึ่งบันทึกใน Q1'64 ในขณะที่ Q1'65 ไม่มีบันทึกรายได้เงินปันผลรับ **แต่เมื่อเทียบกับ Q4'64 รายได้อื่นเพิ่มขึ้น** 13.4% QoQ โดยหลักเพิ่มขึ้นจากรายได้ดอกเบี้ยรับตามสัญญาสัมปทานของโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3

โครงสร้างต้นทุนและค่าใช้จ่าย

โครงสร้างต้นทุนและค่าใช้จ่าย	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*
ต้นทุนจากการขาย	5,940	10,815	15,716	***45.3%***	***164.6%***
ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	*3,957*	*8,669*	*13,577*	*56.6%*	*243.1%*
ต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	*492*	*485*	*521*	*7.3%*	*5.8%*
ค่าเสื่อมราคา	*1,164*	*1,229*	*1,204*	*-2.1%*	*3.5%*
ต้นทุนอื่น ๆ	*327*	*431*	*414*	*-4.0%*	*26.6%*
ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	41	20	291	***1340.6%***	***606.1%***
ต้นทุนค่าบริหารจัดการ	48	55	59	***7.1%***	***22.8%***
รวมต้นทุนขาย ค่าบริหารจัดการ และค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	6,029	10,890	16,065	***47.5%***	***166.5%***
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร (SG&A)	484	692	551	*-20.4%*	*14.0%*
รวมต้นทุนและค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น	6,512	11,582	16,617	***43.5%***	***155.2%***

ต้นทุนจากการขาย

ใน Q1'65 บริษัทฯ มีต้นทุนจากการขาย 15,716 **ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน** 164.6% YoY โดยเพิ่มขึ้นทั้งในส่วนของราคาก๊าซธรรมชาติ และปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต โดยต้นทุนก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า SPPs ปรับสูงขึ้นถึง 100.6% YoY อีกทั้งโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในวันที่ 31 มีนาคม และ 1 ตุลาคม 2564 ที่ผ่านมา จึงทำให้มีการรับรู้ในส่วนของต้นทุนเชื้อเพลิง ต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา ค่าเสื่อมราคา และต้นทุนอื่น ๆ เข้ามาในงบการเงินรวมของบริษัทฯ นอกจากนี้

โครงการโรงไฟฟ้า GSRC ได้มีการดำเนินการผลิตไฟฟ้าโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในบางช่วง ตามคำสั่งของ กฟผ. จึงทำให้รับรู้ต้นทุนเชื้อเพลิงสูงขึ้น ทั้งนี้ โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GMP ยังมีปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าด้วยเช่นกัน

เมื่อเทียบกับ Q4'64 ต้นทุนจากการขายของบริษัทฯ ปรับเพิ่มขึ้น 45.3% QoQ โดยเพิ่มขึ้นทั้งในส่วนของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิต ซึ่งเป็นไปตามทิศทางเดียวกับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ นอกจากนี้ ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงยังปรับเพิ่มขึ้นตามราคาค่าก๊าซธรรมชาติ โดยต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า 12SPPs ปรับสูงขึ้น 31.1% QoQ และของโรงไฟฟ้า GSRC มีต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยปรับสูงขึ้น 32.0% QoQ ประกอบกับมีการผลิตไฟฟ้าโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในบางช่วง จึงทำให้รับรู้ต้นทุนเชื้อเพลิงสูงขึ้นด้วย

ปัจจัยที่ส่งผลต่อต้นทุนขายของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่มบริษัท

ราคาต้นทุนขายต่อหน่วย	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
				% QoQ	*% YoY*
ก๊าซธรรมชาติ (SPP ภายใต้ GMP)					
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (พันล้านบีทียู)	17,545	18,255	18,163	*-0.5%*	*3.5%*
ราคาค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (บาท/ ล้านบีทียู)	220.17	336.74	441.56	*31.1%*	*100.6%*
ก๊าซธรรมชาติ (IPP ภายใต้ GSRC)					
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (พันล้านบีทียู)	27	4,468	9,870	*120.9%*	*n.a.*
ราคาค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (บาท / ล้านบีทียู)	n.a.	327.41	432.23	*32.0%*	*n.a.*
ชีวมวล (ไม้)					
ปริมาณการใช้ (ตัน)	73,061	83,041	77,827	*-6.3%*	*6.5%*
ราคาไม้ (บาท / ตัน)	1,174	1,047	1,118	*6.8%*	*-4.7%*

ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน

ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน เป็นต้นทุนของโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานโครงสร้างพื้นฐาน ซึ่งบันทึกตาม TFRIC 12 โดย**ใน Q1'65 อยู่ที่ 291 ล้านบาท** ปรับเพิ่มขึ้นตามการบันทึกรายได้ที่เพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าในการพัฒนาโครงการ

ต้นทุนค่าบริหารจัดการ

ต้นทุนค่าบริหารจัดการเป็นต้นทุนจากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP และ HKP, โรงไฟฟ้า SPP ในกลุ่มบริษัท GEC, กิจการร่วมค้า GPC รวมถึง BGSR 6 และ BGSR 81 โดย**ใน Q1'65 บริษัทฯ มีต้นทุนค่าบริหารจัดการเท่ากับ 59 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 22.8% YoY **และเพิ่มขึ้น** 7.1% QoQ โดยหลักมาจากค่าใช้จ่ายด้านบุคลากรที่มากขึ้น และมีต้นทุนค่าบริหารจัดการที่ให้บริการแก่กลุ่มกิจการร่วมค้า GPC ซึ่งบันทึกใน Q1'65 เป็นไตรมาสแรก

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ใน Q1'65 บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในการบริหารเท่ากับ 551 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 14.0% YoY สาเหตุจากการรับรู้ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่มากขึ้นจากจำนวนโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัทฯ ที่เพิ่มขึ้น **ในขณะที่เมื่อเทียบกับ Q4'64 ปรับลดลง** 20.4% QoQ สาเหตุจากใน Q4'64 มีค่าใช้จ่าย (imbalance cost) ที่เกิดจากการที่โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ไม่สามารถจ่ายไฟเข้าระบบได้ตามแผนในช่วงที่เกิดการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า (curtailment) อย่างไรก็ตาม โครงการ BKR2 ได้รับรายได้ชดเชยสำหรับค่าใช้จ่ายดังกล่าวแล้วทั้งหมด

ต้นทุนทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงิน	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*
ดอกเบี้ยจ่าย	959	1,618	1,586	*-2.0%*	***65.4%***
ค่าธรรมเนียมการค้ำประกัน	9	9	9	*3.2%*	*0.5%*
ค่าธรรมเนียมการจัดหาเงินกู้	13	32	31	*-3.2%*	*138.1%*
ค่าธรรมเนียมผูกพันหนี้	28	22	18	*-18.6%*	*-36.4%*
อื่นๆ	(77)	57	(171)	*-399.6%*	*-122.7%*
รวมต้นทุนทางการเงิน	932	1,737	1,473	***-15.2%***	***58.1%***

ใน Q1'65 **ต้นทุนทางการเงิน เท่ากับ** 1,473 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 58.1% YoY โดยหลักเพิ่มขึ้นจากดอกเบี้ยจ่ายและค่าธรรมเนียมต่าง ๆ จากเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน ซึ่งใช้เป็นเงินทุนในการเพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นใน INTUCH นอกจากนี้ ยังมีดอกเบี้ยจ่ายจากการออกหุ้นกู้เพิ่มเติม และการบันทึกดอกเบี้ยจ่ายหลังการเปิดดำเนินเชิงพาณิชย์ของโครงการ GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 อีกด้วย

เมื่อเทียบกับ Q4'64 **ต้นทุนทางการเงิน ลดลง** 15.2% QoQ โดยหลักเป็นผลมาจากการปรับปรุงประมาณการหนี้สินจากการรื้อถอนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ในประเทศเยอรมนีลดลง ส่งผลให้มีการปรับรายการต้นทุนทางการเงินส่วนนี้ลดลง ทำให้ต้นทุนทางการเงินรวมปรับลดลงด้วย

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า

ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*
บริษัทร่วม INTUCH	-	1,105	1,090	*-1.4%*	*n.a.*
บริษัทร่วม GJP	219	676	658	*-2.7%*	*200.8%*
บริษัทร่วม PTTNGD	(2)	105	(26)	*-124.7%*	*-1374.7%*
บริษัทร่วมและกิจการร่วมค้าภายใต้ GULF1	-	0	(1)	*n.a.*	*n.a.*
กิจการร่วมค้าในประเทศโอมาน	2	18	50	*177.1%*	*2132.6%*
บริษัทร่วมและกิจการร่วมค้าอื่น ๆ	40	33	19	*-41.0%*	*-51.2%*
รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	259	1,936	1,790	***-7.5%***	***591.4%***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนของ INTUCH	-	12	(10)	*-185.5%*	*n.a.*
ส่วนแบ่ง Core Profit ของบริษัทร่วม INTUCH	-	1,093	1,100	*0.6%*	*n.a.*
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนของ GJP	(430)	152	38	*-74.9%*	*108.9%*
ส่วนแบ่ง Core Profit ของบริษัทร่วม GJP	648	523	619	***18.4%***	***-4.5%***
หัก: กำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของ PTT NGD	(53)	73	(22)	*-129.5%*	*59.5%*
ส่วนแบ่ง Core Profit ของบริษัทร่วม PTT NGD	52	32	(4)	***-113.5%***	***-108.3%***
Core Profit จากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	742	1,699	1,784	***5.0%***	***140.3%***

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP ที่ไม่รวมผลกระทบจาก FX (Core Profit) ใน Q1'65 **เท่ากับ** 619 **ล้านบาท** (-4.5% YoY) โดยหลักเป็นผลจากโครงการโรงไฟฟ้า 7 SPPs ภายใต้กลุ่ม GJP ที่ได้รับผลกระทบจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย โดยต้นทุนค่าก๊าซเฉลี่ยต่อหน่วยปรับตัวสูงขึ้นถึง 100.6% YoY ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่จำหน่ายให้ กฟผ. และลูกค้า

อุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้น 64.8% และ 5.1% ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม กำไรขั้นต้นที่ปรับตัวดีขึ้นของโรงไฟฟ้า 2 IPPs สามารถชดเชยผลประกอบการที่อ่อนตัวลงจากปัจจัยราคาค่าก๊าซที่ปรับขึ้นได้บางส่วน ทั้งนี้ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่ม GJP อ่อนตัวลงจาก Q1'64 จากการสั่งซื้อไฟฟ้าที่น้อยลงของ กฟผ. ในช่วงวันหยุดปีใหม่ ในขณะที่ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมอยู่ใกล้เคียงเดิม

เมื่อเทียบกับ Q4'64 ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม GJP ปรับตัวดีขึ้น 18.4% QoQ โดยหลักเป็นผลมาจากโรงไฟฟ้า 2 IPPs ที่มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. มากขึ้น และยังมีกำไรขั้นต้นที่ดีขึ้น จากการเปลี่ยนมาเดินเครื่องโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงแทนก๊าซธรรมชาติตามคำสั่งของ กฟผ. ในสภาวะที่ก๊าซธรรมชาติขาดแคลนและมีราคาที่ปรับเพิ่มสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดย กฟผ. มีการสั่งซื้อไฟฟ้ามากขึ้น ส่งผลให้มีกำไรจาก heat rate margin ที่ดีขึ้น ทั้งนี้ ผลประกอบการที่ดีขึ้นของโรงไฟฟ้า 2 IPPs สามารถชดเชยกำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้า 7 SPPs ที่อ่อนตัวลงจากผลกระทบจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นได้ทั้งหมด อย่างไรก็ตาม ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า และไอน้ำ ให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมของโรงไฟฟ้า 7 SPPs ยังคงอยู่ในระดับใกล้เคียงเดิมจากไตรมาสก่อนหน้า

ปริมาณการขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็นของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทร่วม GJP

ปริมาณการขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
โครงการโรงไฟฟ้า IPP				*% QoQ*	*% YoY*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	2,014	570	1,175	*106.2%*	*-41.7%*
โครงการโรงไฟฟ้า 7 SPPs					
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	1,058	1,085	1,039	*-4.2%*	*-1.7%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (GWh)	292.332	287	293	*2.3%*	*0.4%*
ปริมาณการขายไอน้ำ (ตัน)	85,258	82,595	92,363	*11.8%*	*8.3%*
ปริมาณการขายน้ำเย็น (ล้านตันความเย็น)	7	6	5	*-13.8%*	*-18.1%*

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม PTT NGD

ส่วนแบ่งขาดทุนจากการดำเนินงาน (Core Profit) จากบริษัทร่วม PTT NGD ใน Q1'65 อยู่ที่ขาดทุน 4 ล้านบาท โดยหลักเนื่องมาจากกำไรต่อหน่วยที่ปรับตัวลดลงถึง 64.6% YoY และปรับลดลง 48.8% QoQ จากราคาต้นทุนที่ปรับตัวสูงขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขาย อย่างไรก็ตาม ปริมาณการจำหน่ายก๊าซใน Q1'65 อยู่ที่ 8.1 ล้านล้านบีทียู (+2.5% YoY แต่ -2.4% QoQ) ทั้งนี้ ใน Q1'65 บริษัท PTT NGD มีผลขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากสัญญาอนุพันธ์ เพื่อป้องกันความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาขาย จำนวน 22 ล้านบาท เป็นผลจากราคาน้ำมันเตาที่ปรับเพิ่มขึ้นมากกว่าระดับราคาที่มีการทำสัญญาป้องกันความเสี่ยงไว้

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH

บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม INTUCH 1,100 ล้านบาท อยู่ระดับใกล้เคียงเดิมกับใน Q4'64 โดยเป็นไปตามสัดส่วนการถือหุ้น

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

อัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ณ สิ้น Q1'65 แข็งค่าขึ้น 0.1376 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ และอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อยูโร แข็งค่าขึ้น 0.6899 บาทต่อยูโร เมื่อเทียบกับ Q4'64 ส่งผลให้กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงบนหนี้สินที่เป็นเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐ และรับรู้ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนบนเงินให้กู้ยืมของบริษัทฯ ที่ให้แก่ GIH ซึ่งเป็นเงินสกุลยูโรสุทธิกับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนบนมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงิน (Cross Currency Swap: CCS) อย่างไรก็ดี อัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินดอลลาร์สหรัฐต่อยูโรที่แข็งค่าขึ้น 0.0152 ดอลลาร์สหรัฐต่อยูโร เมื่อเทียบกับ Q4'64 ทำให้ GIH รับรู้ผลกำไรสุทธิจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง บนส่วนต่างของลูกหนี้และเจ้าหนี้ที่เป็นเงินสกุลยูโร ส่งผลรวมให้กลุ่มบริษัทฯ มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิใน Q1'65 เท่ากับ 180 ล้านบาท และมี**ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ที่กระทบส่วนของบริษัทใหญ่เท่ากับ 160 ล้านบาท** แบ่งเป็นผลกระทบจาก FX ของบริษัทร่วม GJP และ INTUCH มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ที่ 28 ล้านบาท และในส่วนของบริษัทฯ และบริษัทย่อย เฉพาะในส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ที่ 132 ล้านบาท

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ	(614)	237	180	*-24.3%*	*129.3%*
หัก ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(340)	159	48	*-69.8%*	*114.2%*
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ส่วนของบริษัทใหญ่	(274)	78	132	*68.9%*	*148.0%*
บวก กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP และ INTUCH	(430)	164	28	*-82.9%*	*106.5%*
รวมผลกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบส่วนของบริษัทใหญ่	**(704)**	**242**	**160**	***-34.1%***	***122.7%***

อัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวด

	(บาท / ดอลลาร์สหรัฐ)	(บาท / ยูโร)	(ดอลล่าร์สหรัฐ/ยูโร)*
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
Q4'64	33.5929	37.5083	1.1315
Q1'65	33.4553	36.8184	1.1163

*อิงกับอัตราแลกเปลี่ยนในประเทศสิงคโปร์

กำไร

กำไรสำหรับงวด	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง	
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*
กำไรขั้นต้น	3,006	4,397	4,562	*3.8%*	*51.8%*
กำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า	*2,941*	*4,323*	*4,453*	*3.0%*	*51.4%*
กำไรขั้นต้นจากงานก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	*3*	*2*	*37*	*2186.6%*	*1022.0%*
กำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ	*62*	*73*	*73*	*0.2%*	*18.1%*
EBITDA [1]	**5,162**	**6,706**	**7,075**	***5.5%***	***37.1%***
กำไร(ขาดทุน)สุทธิสำหรับงวด	1,791	3,864	4,095	*6.0%*	*128.7%*
กำไร(ขาดทุน)ส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่	**1,632**	**3,043**	**3,395**	***11.5%***	***108.0%***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่กระทบบริษัทใหญ่	(704)	242	160	*-34.1%*	*-122.7%*
หัก: กำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD	(53)	73	(22)	*-129.5%*	*59.5%*
กำไรจากการดำเนินงาน (Core profit) [2]	**2,390**	**2,728**	**3,257**	*19.4%*	*36.3%*
อัตรากำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า	*33.1%*	*28.6%*	*22.1%*	*-6.5%*	*-11.0%*
อัตรากำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ	*56.3%*	*56.9%*	*55.3%*	*-1.6%*	*-1.0%*
อัตรากำไร EBITDA	*51.7%*	*38.9%*	*31.5%*	*-7.4%*	*-20.2%*
อัตรากำไรสุทธิ (Net profit margin) [3]	*16.3%*	*17.6%*	*15.1%*	*-2.5%*	*-1.2%*
กำไรสุทธิสำหรับงวด / รายได้รวม (ไม่รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า)	*18.4%*	*25.2%*	*19.8%*	*-5.4%*	*1.4%*
อัตรากำไรจากการดำเนินงานสุทธิ (Core profit margin)	*23.9%*	*15.8%*	*14.5%*	*-1.3%*	*-9.4%*

[1] EBITDA = กำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทฯ และของบริษัทร่วม GJP และ INTUCH 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 Q1'65 **เท่ากับ** 4,562 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 51.8% YoY **เมื่อเทียบกับ** Q1'64 โดยหลักเพิ่มขึ้นในส่วนของกำไรขั้นต้นจากการขายและสัญญาเช่า จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 เมื่อวันที่ 31 มีนาคม และ 1 ตุลาคม 2564 ประกอบกับกำไรขั้นต้นจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ปรับตัวดีขึ้น ตามความเร็วลมในพื้นที่

อย่างไรก็ตาม อัตรากำไรขั้นต้นจากการขาย ในไตรมาสนี้ เท่ากับ 22.1% ลดลงจาก 33.1% ในช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากมีสัดส่วนกำไรขั้นต้นของโครงการโรงไฟฟ้า IPP เพิ่มขึ้น ซึ่งอัตรากำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้า IPP จะต่ำกว่าอัตรากำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าพลังงานลม BKR2 ประกอบกับได้รับผลกระทบจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้า ใน Q1'65 ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้า 12 SPPs ปรับเพิ่มขึ้นถึง 100.6% YoY ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยที่ขายให้แก่ กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้น 63.9% YoY และ 5.1% YoY ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม เนื่องจาก บริษัทฯ มีสัดส่วนการขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ถึง 87% ซึ่งต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติจะถูกส่งผ่าน (pass through) ในรูปของรายได้ค่าไฟฟ้าทั้งหมดไปให้ กฟผ. ในขณะที่มีสัดส่วนการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมเพียงแค่ 13% ดังนั้นจึงได้รับผลกระทบอย่างจำกัดจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้น

สำหรับกำไรขั้นต้นจากงานก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน เติบโตขึ้นจากความคืบหน้าในการก่อสร้างโครงการ และกำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการเติบโตขึ้น 18.1% YoY เป็นผลมาจากการที่บริษัทฯ ได้รับค่าธรรมเนียมค้ำประกันจากบริษัทย่อย GMTP ซึ่งเกิดขึ้นเพียงครั้งเดียวใน Q1'65

เมื่อเทียบกับ Q4'64 กำไรขั้นต้น ปรับเพิ่มขึ้น 3.8% QoQ โดยกำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า เพิ่มขึ้นทั้งจากผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ปรับตัวดีขึ้น นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ยังมีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าโดยรวมเพิ่มขึ้นด้วย อีกทั้งกำไรขั้นต้นของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC ยังปรับตัวดีขึ้น ซึ่งเป็นผลจาก heat rate ที่ดีขึ้น ตามปริมาณการสั่งซื้อไฟฟ้าที่มากขึ้นของ กฟผ.

ทั้งนี้ อัตรากำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า อ่อนตัวลงจากสัดส่วนกำไรจากโครงการโรงไฟฟ้า IPP ที่เพิ่มขึ้น ตามที่ได้กล่าวถึงไว้ในข้างต้น และจากผลกระทบจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้า โดยต้นทุนก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยสำหรับโรงไฟฟ้า SPPs ปรับสูงขึ้น 31.1% QoQ ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้น 22.8% QoQ และ 2.8% QoQ ตามลำดับ

ทั้งนี้ กำไรขั้นต้นจากงานก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน เติบโตขึ้นจากความคืบหน้าในการก่อสร้างโครงการ และในส่วนของกำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการอยู่ในระดับใกล้เคียงเดิม

กำไรก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)

EBITDA ใน Q1'65 เท่ากับ 7,075 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 37.1% YoY **และ** 5.5% QoQ โดยเปลี่ยนแปลงตามทิศทางเดียวกับ Core Profit

กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit)

Core Profit ใน Q1'65 เท่ากับ 3,257 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 36.3% YoY **เมื่อเทียบกับ** Q1'64 สาเหตุหลักมาจาก

1) รับรู้ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 31 มีนาคม และ 1 ตุลาคม 2564
2) ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ปรับตัวดีขึ้น ตามทิศทางเดียวกับความเร็วลมในพื้นที่
3) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH จำนวน 1,100 ล้านบาท โดยรับรู้เป็นไตรมาสแรกใน Q4'64

เมื่อเทียบกับ Q4'64 Core Profit เพิ่มขึ้น 19.4% QoQ **เนื่องจาก**

1) โรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 มีผลประกอบการที่ดีขึ้น จากความเร็วลมเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น
2) โครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ IPP ภายใต้กลุ่มบริษัทฯ มีกำไรขั้นต้นที่สูงขึ้น โดยมีกำไรจาก heat rate margin ที่ดีขึ้น จากคำสั่งซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน
3) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 และ GTN2 ที่ประเทศเวียดนาม ได้เข้าสู่ช่วง high season ใน Q1'65 จึงมีผลทำให้กำไรเพิ่มขึ้นด้วย

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ซึ่งรวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ใน Q1'65 เท่ากับ 3,395 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 108.0% YoY โดยหลักเพิ่มขึ้นจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 1 และ 2 ประกอบกับผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ปรับตัวดีขึ้น รวมถึงได้รับส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH โดยกำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่า Core Profit เป็นผลจากใน Q1'65 ที่มีบันทึกกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม รวมเป็นกำไรสุทธิ 138 ล้านบาท เมื่อเทียบกับใน Q1'64 ที่มีขาดทุนจากรายการดังกล่าวสุทธิ 757 บาท

เมื่อเทียบกับ Q4'64 กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ซึ่งรวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน เพิ่มขึ้น 11.5% QoQ โดยหลักเพิ่มขึ้นจากการรับรู้ผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานลมทางทะเล BKR2 และกำไรที่ดีขึ้นของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ IPP ภายใต้กลุ่มบริษัทฯ แต่กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่า Core Profit เนื่องจากใน Q1'65 บริษัทฯ บันทึกผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม รวมเป็นผลกำไรที่น้อยกว่าใน Q4'64

ฐานะการเงิน ณ วันที่ 31 มีนาคม 2565

ฐานะการเงินของกลุ่มบริษัทฯ	ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	ณ วันที่ 31 มีนาคม 2565	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*%*
เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน	23,953	23,175	*-3.3%*
ลูกหนี้การค้า	9,569	14,561	*52.2%*
เงินลงทุนในบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า	135,573	139,760	*3.1%*
เงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับที่ดินและการก่อสร้างโรงไฟฟ้า	3,017	6,457	*114.0%*
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สุทธิ	130,128	124,610	*-4.2%*
สินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น	3,340	5,945	*78.0%*
ลูกหนี้สัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	20,931	30,167	*44.1%*
สินทรัพย์อื่น	36,162	37,518	*3.7%*
สินทรัพย์รวม	**362,674**	**382,193**	***5.4%***
เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	**9,927**	**3,000**	***-69.8%***
เจ้าหนี้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า	8,155	7,281	*-10.7%*
เจ้าหนี้การค้า	3,080	6,368	*106.7%*
เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน	141,765	139,338	*-1.7%*
หุ้นกู้	71,058	91,178	*28.3%*
หนี้สินอื่น	21,178	18,480	*-12.7%*
หนี้สินรวม	**255,165**	**265,645**	***4.1%***
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	11,733	11,733	*0.0%*
ส่วนเกินมูลค่าหุ้นสามัญ	51,822	51,822	*0.0%*
กำไรสะสมที่ยังไม่ได้จัดสรร	35,980	39,263	*9.1%*
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	(5,064)	(1,457)	*-71.2%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นอื่น ๆ	2,125	2,236	*5.2%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นบริษัทใหญ่	**96,596**	**103,598**	***7.2%***
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	10,913	12,950	*18.7%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม	**107,509**	**116,548**	***8.4%***
ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม (ไม่รวมองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น)	**112,573**	**118,005**	***4.8%***

สินทรัพย์รวม

สินทรัพย์รวม ณ 31 มีนาคม 2565 เท่ากับ 382,193 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 19,519 ล้านบาท (+5.4%) จาก 31 ธันวาคม 2564 จากปัจจัยหลักดังนี้

1) ลูกหนี้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 44.1% หรือ 9,236 ล้านบาท แต่ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์สุทธิ ลดลง 4.2% หรือ 5,518 ล้านบาท เนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 3 เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนมีนาคม 2565 ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐานบัญชี TFRS 16

2) ลูกหนี้การค้า เพิ่มขึ้น 52.2% หรือ 4,992 ล้านบาท เป็นไปตามทิศทางเดียวกันกับรายได้ที่เพิ่มขึ้นจากโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่มบริษัทฯ

3) เงินลงทุนในบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า เพิ่มขึ้น 3.1% หรือ 4,187 ล้านบาท จากผลการดำเนินงานของบริษัทร่วม GJP และ INTUCH รวมถึงมีการลงทุนเพิ่มเติมใน INTUCH ด้วย

4) สินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น เพิ่มขึ้น 78.0% หรือ 2,604 ล้านบาท จากการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย ซึ่งรับรู้ตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9 และการเข้าลงทุนในหุ้นบุริมสิทธิใหม่ของ Binance.US

หนี้สินรวม

หนี้สินรวม ณ 31 มีนาคม 2565 เท่ากับ 265,645 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 10,480 ล้านบาท (+4.1%) จาก 31 ธันวาคม 2564 จากปัจจัยหลักดังนี้

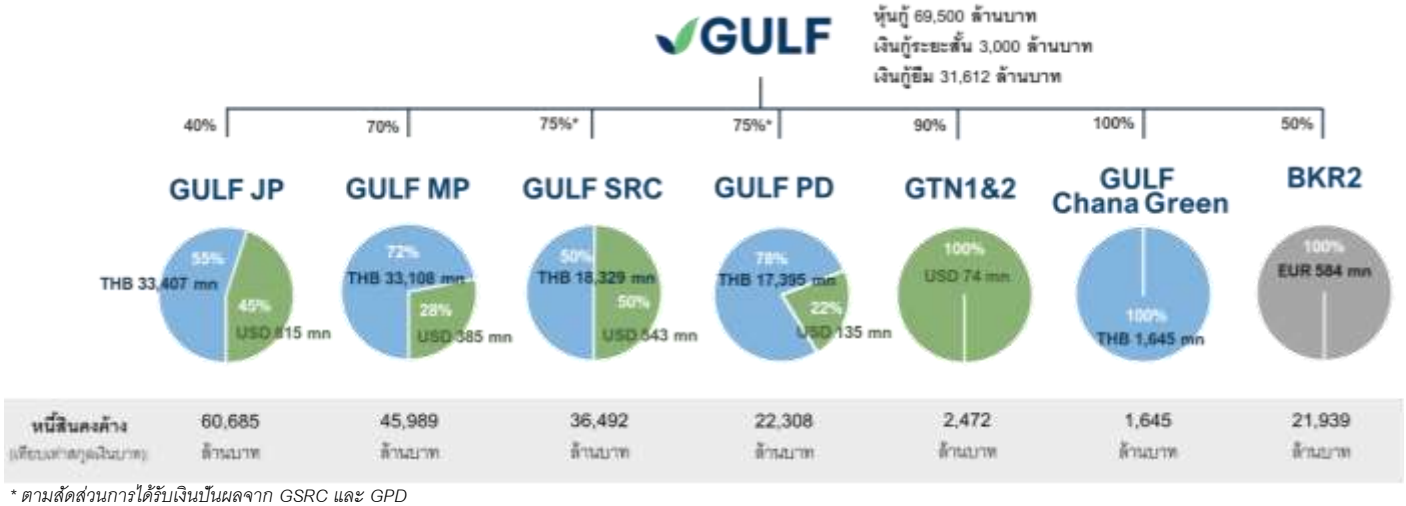
1) หุ้นกู้เพิ่มขึ้น 28.3% หรือ 20,119 ล้านบาท โดยหลักเพิ่มขึ้นจากการออกหุ้นกู้ชุดที่ 1/2565 ของบริษัทฯ มูลค่ารวมทั้งสิ้น 24,000 ล้านบาท เพื่อเป็นเงินทุนหมุนเวียนในการขยายธุรกิจ

2) หนี้สินระยะสั้นลดลง 69.8% หรือ 6,927 ล้านบาท จากการจ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน

3) เจ้าหนี้การค้า เพิ่มขึ้น 106.7% หรือ 3,288 ล้านบาท จากการรับรู้ต้นทุนการขายของโรงไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ตามทิศทางเดียวกับราคาก๊าซธรรมชาติ

4) เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน ลดลง 1.7% หรือ 2,427 ล้านบาท จากการคืนเงินกู้ยืมระยะยาวบางส่วนของบริษัทฯ

หนี้สินคงค้างรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 มีนาคม 2565



** ตามสัดส่วนการได้รับเงินปันผลจาก GSRC และ GPD*

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้น ณ 31 มีนาคม 2565 เท่ากับ 116,548 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 9,039 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น 8.4% จากวันที่ 31 ธันวาคม 2564 โดยเปลี่ยนแปลงจากปัจจัยหลักดังนี้

1) องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น เพิ่มขึ้น 3,607 ล้านบาท และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมเพิ่มขึ้น 2,037 ล้านบาท จากการดำเนินงานในส่วนของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม และเกิดจากการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย ซึ่งรับรู้ตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9 (การบันทึกรายการบัญชีดังกล่าว ไม่ได้มีผลกระทบต่อผลประกอบการของบริษัทฯ แต่อย่างใด)

2) กำไรสะสมที่ยังไม่ได้จัดสรรเพิ่มขึ้น 3,284 ล้านบาท จากการรับรู้ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ จำนวน 3,395 ล้านบาท หักด้วยจัดสรรเป็นสำรองตามกฎหมาย 111 ล้านบาท

โครงสร้างเงินทุน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของเจ้าของ ณ 31 มีนาคม 2565 อยู่ที่ 2.28 เท่า อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาโครงสร้างเงินทุนตามเงื่อนไขและข้อตกลงที่กำหนดสำหรับหุ้นกู้ของบริษัทฯ จะมี**อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ อยู่ที่** 1.79 เท่า

งบกระแสเงินสด

งบกระแสเงินสด	สำหรับงวดสิ้นสุด วันที่ 31 มีนาคม 2565
	ล้านบาท
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	3,587
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(14,240)
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	9,230
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	**(1,424)**
ผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนที่มีต่อเงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสด	1
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 1 มกราคม	19,847
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 31 มีนาคม 2565	**18,425**

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2565 บริษัทฯ และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 18,425 ล้านบาท ประกอบด้วย

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน เท่ากับ 3,587 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดรับจากผลการดำเนินงาน 5,295 ล้านบาท
- หักด้วยเงินสดจ่ายจากการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานสุทธิ 1,708 ล้านบาท

เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน เท่ากับ 14,240 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ 5,453 ล้านบาท โดยหลักสำหรับโรงไฟฟ้าภายในโครงการ GSRC และ GPD
- เงินสดจ่ายเพื่อลงทุนในบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า 3,966 ล้านบาท ซึ่งโดยหลักมาจากการที่บริษัทฯ เข้าลงทุนเพิ่มเติมใน INTUCH
- เงินสดจ่ายล่วงหน้าสำหรับที่ดินและการก่อสร้างโรงไฟฟ้า 3,892 ล้านบาท สำหรับโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 และที่ดินสำหรับโครงการในอนาคต

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน เท่ากับ 9,230 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดรับสุทธิจากหุ้นกู้ 20,552 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายเพื่อชำระเงินกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาวสุทธิ 9,297 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายดอกเบี้ยจ่ายและต้นทุนทางการเงิน 1,967 ล้านบาท

อัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนทางการเงิน	Q1'64	Q4'64	Q1'65
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	0.14	0.26	0.29
อัตรากำไรขั้นต้นจากการขาย	33.1%	28.6%	22.1%
อัตรากำไร EBITDA	51.7%	38.9%	31.5%
อัตรากำไรสุทธิต่อรายได้รวม [1] (%)	16.3%	17.6%	15.1%
อัตรากำไรจากการดำเนินงานต่อรายได้รวม (Core profit margin) [1,2] (%)	23.9%	15.8%	14.5%
กำไรสุทธิสำหรับงวด / รายได้รวม (ไม่รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและกิจการร่วมค้า)	18.4%	25.2%	19.8%
อัตราผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (%)	15.1%	10.2%	11.7%
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ [3] (%)	4.2%	3.0%	3.6%

	31 มีนาคม 2564	31 ธันวาคม 2564	31 มีนาคม 2565
มูลค่าตามบัญชีต่อหุ้น (บาท)	5.99	8.23	8.83
อัตราส่วนเงินทุนหมุนเวียน (เท่า)	0.88	1.11	1.08
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า)	0.76	0.92	0.87
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	2.21	2.37	2.28
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ [4] (เท่า)	1.60	1.77	1.79

[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 แล้วนำมาหารด้วยส่วนของผู้ถือหุ้นของผู้ออกหุ้นกู้ โดยไม่รวมองค์ประกอบอื่นของส่วนของเจ้าของ 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 – 3: เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว หน่วยที่ 4: เตรียมเปิดดำเนินงาน - ความคืบหน้าประมาณ 98.5%

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: 87.9% หน่วยที่ 3: 45.0% หน่วยที่ 2: 63.8% หน่วยที่ 4: 32.9%

โครงการโรงไฟฟ้าหินกอง (ประเทศไทย)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิตติดตั้ง	1,540 เมกะวัตต์ (2 หน่วย หน่วยละ 770 เมกะวัตต์)
กำหนดเปิดดำเนินการ	หน่วยที่ 1: มีนาคม 2567 หน่วยที่ 2: มกราคม 2568
สถานะ	อยู่ระหว่างก่อสร้าง - ความคืบหน้า 32.0%

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): 2564 ระยะที่ 2 (286 เมกะวัตต์): 2566
สถานะ	ระยะที่ 1: เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว ระยะที่ 2: อยู่ระหว่างก่อสร้าง - ความคืบหน้าประมาณ 95.2%

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม Mekong (ประเทศเวียดนาม)

เชื้อเพลิง	พลังงานลมในทะเล
กำลังการผลิตติดตั้ง	128 เมกะวัตต์
กำหนดเปิดดำเนินการ	SCOD ภายใน Q3'65
สถานะ	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วบางส่วน (4.2 เมกะวัตต์) ส่วนที่เหลืออยู่ระหว่างเตรียมเปิดดำเนินงาน - ความคืบหน้าประมาณ 99.99%

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	อยู่ระหว่างก่อสร้าง – ความคืบหน้าประมาณ 4.1%

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	ลงนามสัญญา PPP แล้วในเดือนพฤศจิกายน 2564 และคาดว่าจะเริ่มการก่อสร้างได้ภายในปี 2566

โครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมือง (M6 & M81) (ประเทศไทย)

ลักษณะโครงการ	ออกแบบ ก่อสร้าง ดำเนินงานและบำรุงรักษา ด่านเก็บค่าผ่านทาง ระบบบริหารจัดการการจราจร และโครงสร้างพื้นฐานอื่นๆ
ระยะทาง	M6: 196 km M81: 96 km
กำหนดเปิดดำเนินการ	[2567]
สถานะ	อยู่ระหว่างก่อสร้าง – ความคืบหน้าประมาณ 2.63 – 2.91%

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 34.5% ระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า อยู่ระหว่างพัฒนาโครงการ – ความคืบหน้าประมาณ 51.0%

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 81	บริษัท บีจีเอสอาร์ 81 จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 40.0%
Binance.US	BAM Trading Services Inc. ซึ่งเป็นผู้ประกอบธุรกิจศูนย์ซื้อขายสินทรัพย์ดิจิทัล ในประเทศสหรัฐอเมริกา ภายใต้ชื่อ Binance.US
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%
GJP1	บริษัท กัลฟ์ เจพี1 จำกัด ซึ่งดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาภายใต้บริษัทย่อย GULF1
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
GPC	บริษัท จีพีซี อินเตอร์เนชั่นแนล เทอร์มินอล จำกัด ซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 40.0%
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
Singtel	Singapore Telecommunications Limited
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)