บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (มหาชน)

คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการ

สำหรับงวดไตรมาสสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2565

คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการมีวัตถุประสงค์เพื่อนำเสนอและอธิบายผลการดำเนินงานและฐานะการเงินของบริษัทฯ ณ วันสิ้นสุดงวดบัญชี ซึ่งข้อมูลที่นำเสนออาจเปลี่ยนแปลงไปในอนาคต คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการจะใช้ฉบับภาษาไทยเป็นหลัก ในกรณีที่คำอธิบายและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของฝ่ายจัดการฉบับภาษาอังกฤษมีเนื้อความขัดแย้งกันหรือ มีการตีความที่แตกต่างกัน ให้ใช้ฉบับภาษาไทยเป็นหลัก

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

บทสรุปผู้บริหาร

เหตุการณ์สำคัญใน Q2'65

โครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์

โครงการโรงไฟฟ้า DIPWP ในประเทศโอมาน มีการเปิดดำเนินงานเชิงพาณิชย์เพิ่มเติมอีก 12 เมกะวัตต์ ในเดือนเมษายน ทำให้ปัจจุบัน มีกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เริ่มจำหน่ายไฟฟ้าแล้ว รวมทั้งหมด 52 เมกะวัตต์ โดยโครงการโรงไฟฟ้า DIPWP เป็นโรงไฟฟ้า Captive ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมประมาณ 326 เมกะวัตต์ โดยมีกำหนดการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์สำหรับโรงไฟฟ้าระยะที่เหลือ ในระหว่างปี 2565 - 2566

การขยายการลงทุนในและต่างประเทศ

การเข้าลงทุนในธุรกิจดิจิทัล ผ่านการมีส่วนร่วมในระบบนิเวศดิจิทัล ร่วมกับ Binance

- **การจัดตั้งบริษัท กัลฟ์ ไบแนนซ์ จำกัด ("Gulf Binance") เพื่อพัฒนาและดำเนินธุรกิจศูนย์ซื้อขายสินทรัพย์ดิจิทัลในประเทศไทย** ในวันที่ 17 พฤษภาคม 2565 โดยมีบริษัท กัลฟ์ อินโนวา จำกัด และ Binance Capital Management ถือหุ้นในสัดส่วน 51% และ 49% ตามลำดับ ทั้งนี้ ในปัจจุบัน Gulf Binance กำลังดำเนินการขอใบอนุญาตศูนย์ซื้อขายสินทรัพย์ดิจิทัลและใบอนุญาตอื่น ๆ กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
- **การเข้าลงทุนในกองทุน Binance Labs Investment Fund** ซึ่งเป็นกองทุน Venture Capital ที่จัดตั้งขึ้นใหม่โดย Binance Labs เพื่อลงทุนในสินทรัพย์ดิจิทัล โครงสร้างพื้นฐานดิจิทัล และเทคโนโลยีบล็อกเชน โดย Gulf HK ได้เข้าลงทุนรวมเป็นเงิน 10 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

การเข้าลงนามในสัญญาความร่วมมือในการลงทุนและพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียนกับ GUNKUL โดยในวันที่ 25 พฤษภาคม 2565 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทฯ ได้มีมติอนุมัติให้ Gulf Renewable Energy เข้าลงนามในสัญญาความร่วมมือในการลงทุนและพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียน กับ GUNKUL เพื่อศึกษาโอกาส และจัดตั้งบริษัทร่วมทุนในการดำเนินธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียน โดยต่อมาในวันที่ 27 กรกฎาคม 2565 Gulf Renewable Energy ได้เข้าซื้อหุ้นสามัญเพิ่มทุนในบริษัท Gulf Gunkul Corporation ในสัดส่วน 50% เป็นมูลค่าทั้งสิ้น 5,000 ล้านบาท โดยอีก 50% ถือหุ้นโดย GUNKUL ซึ่งปัจจุบัน Gulf Gunkul Corporation ถือหุ้น 100% ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม จำนวน 3 บริษัทที่จังหวัดนครราชสีมา มีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง รวมทั้งสิ้น 170 เมกะวัตต์ ซึ่งได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในระหว่างปี 2559 ถึงปี 2561 และมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. เป็นระยะเวลา 25 ปี

การจัดตั้งบริษัทร่วมทุน ภายใต้บริษัทย่อย GULF1 เพื่อดำเนินธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

- **การจัดตั้งบริษัท เอสจี โซล่าร์ จำกัด** ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนที่ GULF1 และ SCG Cleanergy ถือหุ้นเท่ากันในสัดส่วน 50% โดยมีกลุ่มลูกค้าเป้าหมาย ได้แก่ กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม ซึ่งเป็นบริษัทในเครือ SCC และเป็นลูกค้าของโรงไฟฟ้า SPP ของกลุ่มบริษัทฯ โดย SG Solar มีแผนที่จะขยายฐานลูกค้าออกไปในกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมและกลุ่มพาณิชยกรรมที่อยู่ในเครือข่ายของทั้งสองกลุ่มบริษัท
- **การจัดตั้งบริษัท กรีนเจ็น เอ็นเนอร์จี จำกัด** ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนที่ GULF1 และ CRC TWD ถือหุ้นเท่ากันในสัดส่วน 50% โดยมีกลุ่มลูกค้าเป้าหมาย ได้แก่ กลุ่มลูกค้าทั้งในกลุ่มเซ็นทรัล (Central Group) และ/หรือ กลุ่มลูกค้าพาณิชยกรรมและกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมอื่น ๆ ที่อยู่บริเวณใกล้เคียง และจะเริ่มดำเนินโครงการนำร่องที่ร้านค้าปลีกไทวัสดุ 5 สาขา ในเขตกรุงเทพมหานครและปริมณฑล และจังหวัดใกล้เคียง และมีแผนที่จะขยายธุรกิจออกไปในสาขาอื่น ๆ ในอนาคต

การลงนามสัญญา และการได้รับใบอนุญาตต่าง ๆ

การลงนามบันทึกความเข้าใจการรับซื้อไฟฟ้า (Tariff MOU) ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ Pak Beng ในวันที่ 25 เมษายน 2565 ระหว่างบริษัทฯ กับ China Datang Overseas Investment Co., Ltd. และ กฟผ. โดยโครงการ Pak Beng เป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบน้ำไหลผ่านตลอดปี (Run-of-the-River) ตั้งอยู่บนแม่น้ำโขง เมืองปากแบง แขวงอุดมไซ สปป. ลาว มีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง 912 เมกะวัตต์ และมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (SCOD) ในวันที่ 1 มกราคม 2576 โดย กฟผ. จะเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจากโครงการฯ ในอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 2.7129 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง นับเป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำโครงการที่ 2 ที่บริษัทฯ ได้เข้าไปลงนาม Tariff MOU ต่อจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ Pak Lay ที่ได้ลงนามไปเมื่อวันที่ 24 มกราคม 2565 ที่ผ่านมา

สรุปผลการดำเนินงานสำหรับ Q2'65

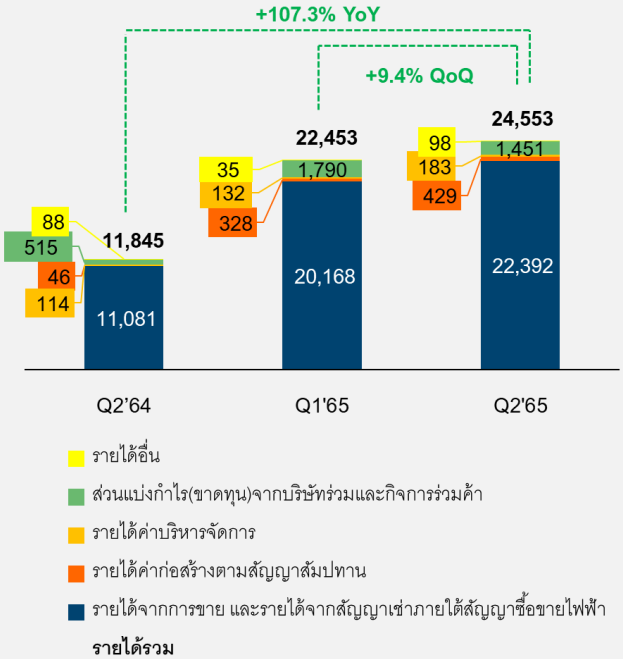
ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%QoQ*	*%YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%YoY*
รายได้จากการขาย รายได้จากสัญญาเช่า ค่าบริการและการก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	11,242	20,628	23,004	*11.5%*	*104.6%*	20,277	43,632	*115.2%*
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากบริษัทร่วมและการร่วมค้า	515	1,790	1,451	*-19.0%*	*181.7%*	774	3,241	*318.7%*
รายได้อื่น	88	35	98	*183.0%*	*11.2%*	784	133	*-83.1%*
รายได้รวม	**11,845**	**22,453**	**24,553**	***9.4%***	***107.3%***	**21,835**	**47,006**	***115.3%***
EBITDA[1]	**4,250**	**7,075**	**7,174**	***1.4%***	***68.8%***	**9,412**	**14,249**	***51.4%***
กำไร (ขาดทุน) สุทธิสำหรับงวด	**1,833**	**4,095**	**1,710**	***-58.2%***	***-6.7%***	**3,624**	**5,805**	***60.2%***
กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่	**1,407**	**3,395**	**1,531**	***-54.9%***	***8.8%***	**3,039**	**4,925**	***62.1%***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่กระทบบริษัทใหญ่	2	160	(1,581)	*-1089.4%*	*n.a.*	(702)	(1,421)	*-102.3%*
หัก: กำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD	4	(22)	30	*237.9%*	*654.4%*	(50)	8	*116.6%*
กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit)[2]	**1,401**	**3,257**	**3,081**	***-5.4%***	***119.9%***	**3,790**	**6,338**	***67.2%***
กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) ของบริษัทร่วมและการร่วมค้า[3]	733	1,784	2,035	*14.1%*	*177.7%*	1,475	3,819	*158.9%*
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	**0.12**	**0.29**	**0.13**	***-55.1%***	***9.3%***	**0.26**	**0.42**	***61.9%***

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

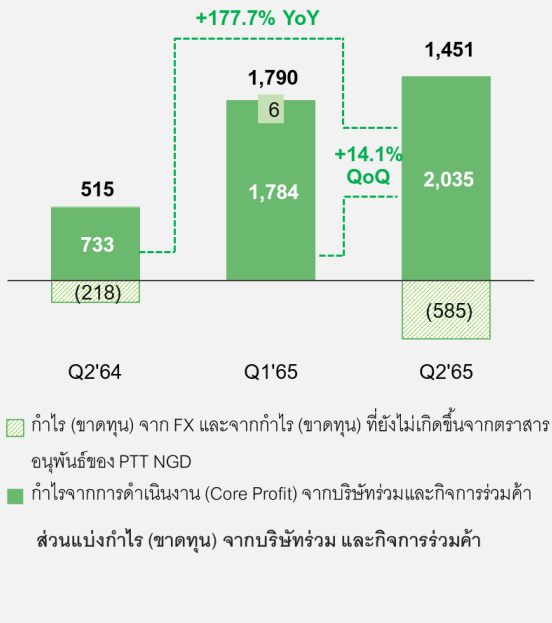
[2] กำไรจากการดำเนินงาน (core profit) = กำไรส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

[3] กำไรจากการดำเนินงาน (core profit) ของบริษัทร่วมและการร่วมค้า = ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากบริษัทร่วมและการร่วมค้า ไม่รวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนของบริษัทร่วม GJP และ INTUCH และกำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD

รายได้รวมจากการดำเนินธุรกิจ (ล้านบาท)

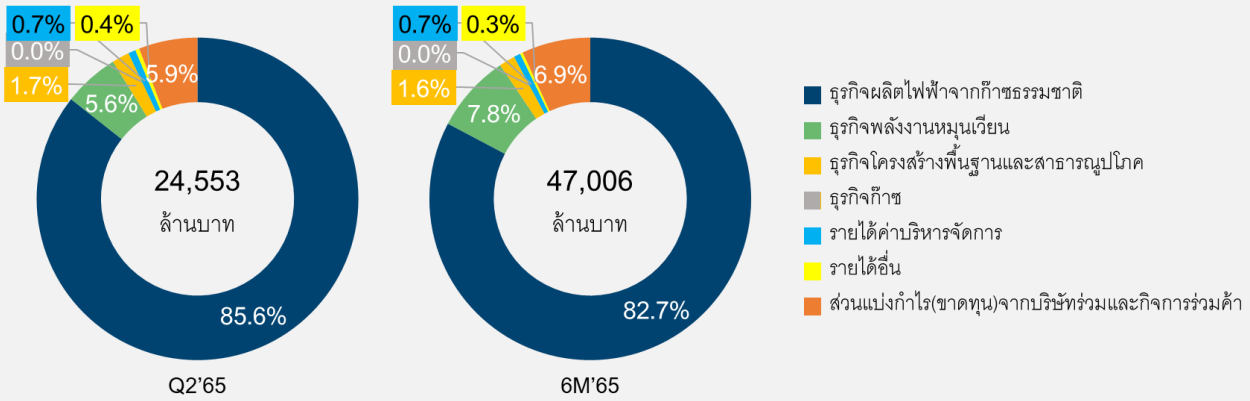


ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วม และการร่วมค้า (ล้านบาท)



รายได้แบ่งตามประเภทธุรกิจ	Q1'64	Q4'64	Q1'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%QoQ*	*%YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%YoY*
ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	9,926	17,863	21,019	*17.7%*	*111.8%*	16,881	38,883	*130.3%*
ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	1,155	2,305	1,372	*-40.5%*	*18.8%*	3,082	3,678	*19.3%*
ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค	46	328	429	*30.8%*	*825.5%*	91	756	*733.0%*
ธุรกิจก๊าซ	0	0	0	*n.a.*	*n.a.*	0	0	*n.a.*
รายได้ค่าบริหารจัดการ	114	132	183	*39.1%*	*60.9%*	224	315	*40.9%*
รายได้อื่น	88	35	98	*183.0%*	*11.2%*	784	133	*-83.1%*
ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วมและการร่วมค้า	515	1,790	1,451	*-19.0%*	*181.7%*	774	3,241	*318.7%*
รายได้รวม	**11,845**	**22,453**	**24,553**	***9.4%***	***107.3%***	**21,835**	**47,006**	***115.3%***

สัดส่วนรายได้แบ่งตามประเภทธุรกิจ (%)



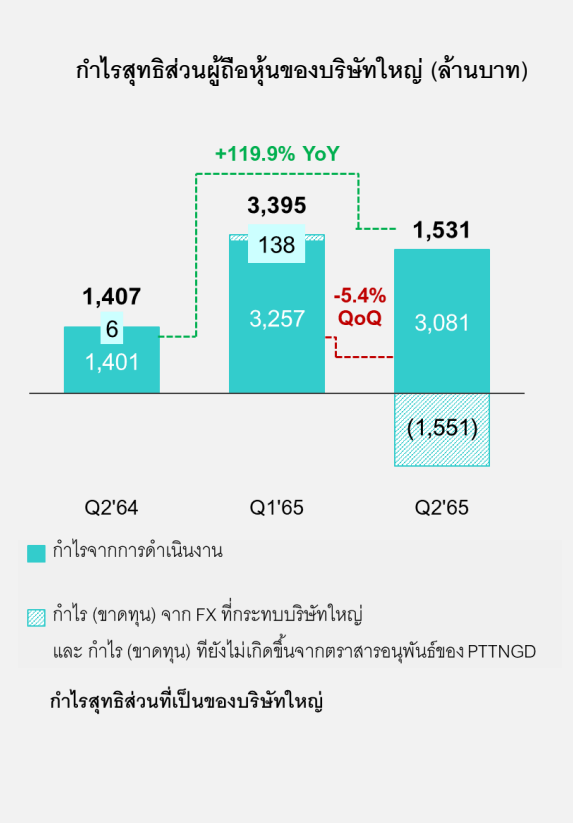
รายได้รวมจากการดำเนินธุรกิจใน Q2'65 อยู่ที่ 24,553 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 107.3% YoY **และเพิ่มขึ้น** 9.4% QoQ **และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 อยู่ที่** 47,006 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 115.3% ประกอบไปด้วย

1) **รายได้จากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติใน Q2'65 อยู่ที่ 21,019 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 111.8% YoY **และ** 17.7% QoQ **และสำหรับ 6 เดือนแรกของปี 2565 อยู่ที่ 38,883 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน** 82.7% **ของรายได้รวม เติบโตขึ้น** 130.3% โดยมีสาเหตุหลักมาจากการรับรู้รายได้ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 และ 3 ซึ่งได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ไปเมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2564 และ 31 มีนาคม 2565 ตามลำดับ ประกอบกับราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยยังปรับสูงขึ้นตามทิศทางเดียวกับต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติอีกด้วย
2) **รายได้จากธุรกิจพลังงานหมุนเวียนใน Q2'65 อยู่ที่** 1,372 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 18.8% YoY โดยหลักมาจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่มีผลการดำเนินงานดีขึ้น ตามทิศทางเดียวกับความเร็วลมในพื้นที่ **แต่ลดลง** 40.5% QoQ เนื่องจากโครงการ BKR2 เข้าสู่ช่วง low season ใน Q2 – Q3 **ทั้งนี้ สำหรับ 6 เดือนแรกของปี 2565 ธุรกิจพลังงานหมุนเวียนมีรายได้** 3,678 **ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน** 7.8% **ของรายได้รวม เติบโตขึ้น** 19.3% YoY มีสาเหตุจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่รายได้ปรับตัวดีขึ้นตามความเร็วลมที่เพิ่มขึ้นที่มากกว่าปีก่อนหน้า และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 และ GTN2 ที่ประเทศเวียดนาม ได้รับผลกระทบจากการจำกัดปริมาณการซื้อไฟ (Curtailment) ลดลงมาก นอกจากนี้ โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG ยังมีรายได้เพิ่มขึ้นตามค่า Ft ที่ปรับเพิ่มขึ้นเช่นกัน
3) **รายได้จากธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภคใน Q2'65 อยู่ที่** 429 **ล้านบาท และสำหรับ 6 เดือนแรกของปี 2565 อยู่ที่** 756 **ล้านบาทคิดเป็นสัดส่วน** 1.6% **ของรายได้รวม** โดยเป็นรายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานสำหรับโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานถมทะเล ซึ่งบันทึกเพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าของงานก่อสร้าง และมีกำหนดแล้วเสร็จในปี 2567

4) **รายได้ค่าบริหารจัดการใน Q2'65 เท่ากับ 183 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 60.9% YoY และเพิ่มขึ้น 39.1% QoQ และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 อยู่ที่ 315 ล้านบาท คิดเป็นสัดส่วน 0.7% ของรายได้รวม เติบโตขึ้น 40.9% YoY** จากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่การร่วมค้า GPC, HKP, BGSR6, BGSR81, GJP1 และโรงไฟฟ้าในกลุ่ม GEC เพิ่มขึ้น

5) **รายได้อื่นใน Q2'65 เท่ากับ 98 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 11.2% YoY และ 183.0% QoQ** โดยหลักเพิ่มขึ้นจากรายได้ดอกเบี้ยรับตามสัญญาสัมปทานของโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 และใน Q2'65 มีรายได้เงินปันผลรับจาก SPCG, EDL Gen และ CIVIL **แต่สำหรับช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 รายได้อื่น เท่ากับ 133 ล้านบาท ลดลง 83.1% YoY** โดยหลักลดลงในส่วนของรายได้เงินปันผลจาก INTUCH เนื่องมาจากการที่บริษัทฯ เริ่มบันทึกส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH ในฐานะบริษัทร่วม แทนการบันทึกรายได้จากเงินปันผล ตั้งแต่ Q4'64 ที่ผ่านมา

6) **ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า ใน Q2'65 อยู่ที่ 1,451 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 181.7% YoY** โดยหลักมาจากการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH จำนวน 1,166 ล้านบาท ซึ่งเริ่มรับรู้ตั้งแต่ Q4'64 เป็นต้นมา แม้จะมีบันทึกส่วนแบ่งขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของ PTT NGD รวมเป็นผลขาดทุนสุทธิ 585 ล้านบาท ซึ่งมากกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน ที่มีผลขาดทุนจากรายการดังกล่าว 218 ล้านบาท **อย่างไรก็ตาม เมื่อเทียบกับ Q1'65 ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า ลดลง 19.0% QoQ** โดยหลักเป็นผลกระทบของส่วนแบ่งผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน โดยใน Q1'65 มีบันทึกส่วนแบ่งกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของ PTT NGD รวมเป็นผลกำไรสุทธิ 6 ล้านบาท นอกจากนี้ ส่วนแบ่ง Core Profit จาก GJP ยังอ่อนตัวลงตามปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ที่ต่ำลง ซึ่งเป็นไปตามการบริหารจัดการไฟฟ้าในประเทศของ กฟผ.ทั้งนี้ ส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH อยู่ในระดับใกล้เคียงเดิม **อย่างไรก็ตาม สำหรับช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า อยู่ที่ 3,241 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 318.7% YoY** โดยหลักมาจากการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH และมีส่วนแบ่งขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน ที่น้อยกว่าในช่วงเดียวกันของปีก่อน



- **กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) ใน Q2'65 เท่ากับ 3,081 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 119.9% YoY และใน 6 เดือนแรกของปี 2565 เท่ากับ 6,338 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 67.2% YoY** โดยหลักมาจากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2-3 ซึ่งทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ปรับตัวดีขึ้น รวมถึงมีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH ทั้งนี้ **สำหรับ Q2'65 เมื่อเทียบกับ Q1'65 อ่อนตัวลง 5.4% QoQ** จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่เข้าสู่ช่วง low season และ ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม GJP อ่อนตัวลงจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ที่ปรับตัวลดลง
- **กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ใน Q2'65 เท่ากับ 1,531 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 8.8% YoY แต่ลดลง 54.9% QoQ และใน 6 เดือนแรกของปี 2565 เท่ากับ 4,925 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 62.1% YoY** โดยหลักเปลี่ยนแปลงตามทิศทางเดียวกับ Core Profit แต่ใน Q2'65 และ 6M'65 มีบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของ PTT NGD รวมเป็นผลขาดทุนสุทธิ ที่ 1,551 ล้านบาท และ 1,413 ล้านบาท ตามลำดับ เมื่อเทียบกับใน Q2'64 และ Q1'65 ที่มีบันทึกกำไรจากรายการดังกล่าว 6 ล้านบาท และ 138 ล้านบาท ตามลำดับ และใน 6M'64 ที่มีขาดทุนจากรายการดังกล่าว 752 ล้านบาท

สรุปฐานะการเงินของบริษัทฯ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2565

- **สินทรัพย์รวม ณ 30 มิถุนายน 2565 เท่ากับ 388,249 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7.1%** จาก 31 ธันวาคม 2564 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากลูกหนี้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า จากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 3 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนมีนาคม 2565 ลูกหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้นตามทิศทางเดียวกับรายได้ของกลุ่มบริษัท ความคืบหน้าในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า GPD และเงินลงทุนเพิ่มเติมในบริษัทร่วม INTUCH
- **หนี้สินรวม ณ 30 มิถุนายน 2565 เท่ากับ 269,918 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5.8%** จาก 31 ธันวาคม 2564 ส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นจากการออกหุ้นกู้ชุดที่ 1/2565 ของบริษัทฯ เพื่อใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียนในการขยายธุรกิจ และเจ้าหนี้การค้าที่มีมูลค่าเพิ่มขึ้นตามทิศทางเดียวกับต้นทุนเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตาม หนี้สินทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น ลดลงจากการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย ที่รับรู้ตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9
- **ส่วนของผู้ถือหุ้น ณ 30 มิถุนายน 2565 เท่ากับ 118,330 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 10.1%** จากวันที่ 31 ธันวาคม 2564 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทฯ และการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9 ซึ่งบันทึกอยู่ในองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม
- **ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2565 กลุ่มบริษัทฯ มีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ อยู่ที่ 1.89 เท่า** ซึ่งต่ำกว่าเงื่อนไขและข้อตกลงที่กำหนดสำหรับหุ้นกู้ของบริษัทฯ ที่ 3.50 เท่า

ผลการดำเนินงานแบ่งตามประเภทธุรกิจ

ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ

รายได้จากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*%YoY*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. กฟภ.	7,635	14,783	17,351	*17.4%*	*127.3%*	12,656	32,134	*153.9%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	1,760	2,109	2,182	*3.5%*	*24.0%*	3,548	4,291	*20.9%*
รายได้จากการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	161	229	279	*21.8%*	*73.1%*	302	508	*68.1%*
รายได้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	370	742	1,207	*62.7%*	*226.6%*	374	1,949	*421.5%*
รายได้รวมจากธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	**9,926**	**17,863**	**21,019**	***17.7%***	***111.8%***	**16,881**	**38,883**	***130.3%***

รายได้จากการขาย (ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ)

ใน Q2'65 กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายและจากสัญญาเช่า จำนวน 21,019 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 111.8% YoY เมื่อเปรียบเทียบกับ Q2'64 โดยหลักเป็นผลมาจากการรับรู้รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และรายได้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ตามมาตรฐานการบัญชี TFRS 16 จากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 และ 3 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ไปเมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2564 และ 31 มีนาคม 2565 ตามลำดับ ประกอบกับราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยยังปรับสูงขึ้นตามทิศทางเดียวกับต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ (ราคาค่าก๊าซเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า SPP ปรับเพิ่มขึ้นจาก 238.56 บาท / ล้านบีทียูใน Q2'64 เป็น 422.71 บาท / ล้านบีทียูใน Q2'65 (+77.2% YoY)) และค่า Ft ที่ปรับเพิ่มขึ้นจาก -0.1532 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ใน Q2'64 มาเป็น 0.1698 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ใน Q2'65 โดยปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้น สามารถชดเชยผลกระทบจากปริมาณการขายไฟฟ้าที่น้อยลงของโรงไฟฟ้า 12 SPPs ภายใต้กลุ่ม GMP ที่เกิดจากการที่มีโรงไฟฟ้าหยุดซ่อมบำรุงมากขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน

เมื่อเทียบกับ Q1'65 กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ บันทึกรายได้จากการขายและจากสัญญาเช่า เพิ่มขึ้น 17.7% QoQ ส่วนหนึ่งเนื่องมาจากการรับรู้ผลการดำเนินงานเต็มไตรมาส จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 3 เมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2565 ประกอบกับค่า Ft ที่ปรับเพิ่มขึ้นจาก 0.0139 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ใน Q1'65 มาเป็น 0.1698 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง ใน Q2'65 อีกด้วย อย่างไรก็ตาม ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยปรับลดลง จากราคาค่าเชื้อเพลิงที่ปรับตัวลดลง โดยในส่วนของโรงไฟฟ้า SPP ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยปรับลดลงจาก 441.56 บาท/ ล้านบีทียูใน Q1'65 เป็น 422.71 บาท/ ล้านบีทียูใน Q2'65 (-4.4% QoQ)

สำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2565 กลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ บันทึกรายได้จากการขายและจากสัญญาเช่า จำนวน 38,883 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 130.3% YoY โดยหลักเป็นผลมาจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 และ 3 รวมถึงราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยและค่า Ft ที่ปรับสูงขึ้นตามทิศทางเดียวกับต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติ นอกจากนี้ โครงการโรงไฟฟ้า 12 SPPs ยังสามารถขยายปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมได้อย่างต่อเนื่อง

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้ของธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณการขายไฟฟ้าและขายไอน้ำ	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	*% YoY*			*%YoY*
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย GMP								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	1,945	1,812	1,847	*1.9%*	*-5.0%*	3,728	3,659	*-1.8%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (GWh)	541	607	595	*-1.9%*	*10.0%*	1,078	1,202	*11.5%*
ปริมาณการขายไอน้ำ (ตัน)	190,225	194,804	183,118	*-6.0%*	*-3.7%*	367,205	377,923	*2.9%*
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย IPD								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	1,208	1,747	2,788	*59.5%*	*130.87%*	1,212	4,535	*274.2%*

ราคาขายไฟฟ้าและไอน้ำ	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	% YoY			% YoY
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย GMP								
ราคาขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท / kWh)	2.93	4.61	4.41	*-4.2%*	*50.8%*	2.87	4.51	*57.2%*
ราคาขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (บาท / kWh)	3.17	3.35	3.49	*4.3%*	*10.2%*	3.18	3.42	*7.7%*
ราคาขายไอน้ำ (บาท / ตัน)	836.9	1,148.9	1,431.9	*24.6%*	*71.1%*	809.9	1,290.4	*59.3%*
โครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย IPD								
ราคาขายไฟฟ้าให้กฟผ. (บาท / kWh)	1.97	4.19	3.79	*-9.5%*	*92.6%*	1.98	3.95	*99.9%*

ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน

รายได้จากธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. กฟภ.	163	186	177	*-4.9%*	*8.5%*	342	364	*6.3%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	-	1.5	2.7	*73.2%*	*n.a.*	-	4	*n.a.*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม	129	142	151	*6.4%*	*16.9%*	248	293	*17.9%*
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ Ørsted Energy	863	1,970	1,033	*-47.6%*	*19.8%*	2,491	3,004	*20.6%*
รายได้อื่นๆ	-	5	8	*70.6%*	*n.a.*	-	13	*n.a.*
รายได้รวมจากธุรกิจพลังงานหมุนเวียน	**1,155**	**2,305**	**1,372**	***-40.5%***	***18.8%***	**3,082**	**3,678**	***19.3%***

รายได้จากการขาย (ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน)

ใน Q2'65 กลุ่มธุรกิจพลังงานหมุนเวียน บันทึกรายได้จากการขาย 1,372 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 18.8% YoY เมื่อเทียบกับ Q2'64 โดยหลักเพิ่มขึ้นจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี ที่มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่มากขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนตามความเร็วลมในพื้นที่ตั้งของโครงการ โดย Capacity Factor ของโครงการปรับตัวดีขึ้นจาก 20.6% ใน Q2'64 เป็น 24.4% ใน Q2'65 ทั้งนี้ โครงการ BKR2 ได้รับรายได้ชดเชยสำหรับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่โดนจำกัด (curtailment) ทั้งหมด เสมือนว่าไม่ได้มีการ curtailment เกิดขึ้น

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2 ในประเทศเวียดนาม มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม เพิ่มขึ้น 16.9% YoY จากสถานการณ์การจำกัดการรับซื้อไฟฟ้าชั่วคราว (Temporary Curtailment) ที่คลี่คลายลง และความเข้มแสงในพื้นที่ของโครงการที่ดีขึ้น

สำหรับในประเทศไทย โรงไฟฟ้าชีวมวล GCG มีรายได้เพิ่มขึ้น 8.5% YoY เป็นผลจากค่าพลังงานไฟฟ้าที่ปรับตัวสูงขึ้นตามทิศทางเดียวกับค่า Ft ขายส่งที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังเริ่มรับรู้รายได้จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาภายใต้บริษัทย่อย GULF1 จากการจำหน่ายไฟฟ้าจากโครงการที่ได้เริ่มทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วบางส่วน รวมถึงมีรายได้จากการกำจัดขยะของโครงการโรงไฟฟ้าขยะชุมชน CMWTE อีกด้วย

เมื่อเทียบกับ Q1'65 กลุ่มธุรกิจพลังงานหมุนเวียน มีรายได้จากการขายลดลง 40.5% QoQ โดยหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี ที่ปรับตัวลดลงตามปัจจัยด้านฤดูกาล โดยในไตรมาสที่ 2 และ 3 จะเป็นช่วง low season ซึ่งจะมีความเร็วลมในพื้นที่ต่ำ ทั้งนี้ Capacity Factor ของโครงการปรับตัวต่ำลงจาก 39.2% ใน Q1'65 เป็น 24.4% ใน Q2'65

รายได้จากการขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2 ในประเทศเวียดนาม เพิ่มขึ้น 6.4% QoQ โดยได้รับผลกระทบจากการจำกัดปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าที่น้อยลงจากไตรมาสก่อน และสภาพอากาศที่มีฟ้าโปร่งมากขึ้น

ด้านโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าลดลง 4.9% QoQ เป็นผลมาจากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงาน

สำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2565 กลุ่มธุรกิจพลังงานหมุนเวียน บันทึกรายได้จากการขาย จำนวน 3,678 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 19.3% YoY โดยหลักเป็นผลจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ประเทศเยอรมนี ที่มีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่มากขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน ซึ่งเป็นผลมาจากความเร็วลมในพื้นที่ที่ดีขึ้น นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2 ในประเทศเวียดนาม ยังได้รับผลกระทบจากการจำกัดการรับซื้อไฟฟ้าชั่วคราว (Temporary Curtailment) ที่น้อยลง ประกอบกับโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG มีรายได้มากขึ้นตามทิศทางเดียวกับค่า Ft และมีการบันทึกรายได้จากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาภายใต้ GULF1 และรายได้จากการกำจัดขยะของโครงการโรงไฟฟ้าขยะชุมชน CMWTE อีกด้วย

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้ของธุรกิจพลังงานหมุนเวียน

ปริมาณการขายไฟฟ้า	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	*% YoY*			*% YoY*
โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	41	44	40	*-9.5%*	*-1.4%*	85	84	*-1.0%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ ให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม (GWh)	44	44	45	*2.4%*	*3.3%*	86	90	*4.6%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงามลมในทะเล BKR2								
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)	208	404	241	*-40.3%*	*16.2%*	614	645	*5.0%*
ปริมาณการชดเชย (GWh)	36	173	67	*-61.2%*	*84.3%*	115	240	*108.5%*

ราคาขายไฟฟ้า	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	*% YoY*			*% YoY*
โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล GCG								
ราคาขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท / kWh)	4.00	4.25	4.40	*3.6%*	*10.0%*	4.00	4.32	*8.2%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GTN1 & GTN2								
ราคาขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าเวียดนาม (บาท / kWh)	2.95	3.14	3.21	*2.3%*	*9.0%*	2.90	3.18	*9.5%*
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงามลมในทะเล BKR2								
ราคาขายไฟฟ้า (บาท / kWh)	6.95	6.83	6.74	*-1.2%*	*-3.0%*	6.79	6.80	*0.1%*

ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค

รายได้จากธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
รายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	46	328	429	*30.8%*	*825.5%*	91	756	*733.0%*

ใน Q2'65 **บริษัทฯ บันทึกรายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน 429 ล้านบาท** เป็นรายได้สำหรับโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานถมทะเล ซึ่งกำหนดแล้วเสร็จในปี 2567 โดยมีการบันทึกรายได้เพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าในการพัฒนาโครงการ ตามการตีความมาตรฐานการรายงานทางการเงิน ฉบับที่ 12 (TFRIC 12)

รายได้ค่าบริหารจัดการ

รายได้ค่าบริหารจัดการ	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
รายได้ค่าบริหารจัดการ	114	132	183	*39.1%*	60.9%	224	315	*40.9%*

ใน Q2'65 บริษัทฯ มีรายได้ค่าบริหารจัดการเท่ากับ 183 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 60.9% YoY **และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 รายได้ค่าบริหารจัดการเท่ากับ 315 ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 40.9% จากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่, การร่วมค้า GPC, HKP, BGSR6, BGSR81, GJP1 และโรงไฟฟ้าในกลุ่ม GEC เพิ่มขึ้น **และรายได้ค่าบริหารจัดการเพิ่มขึ้น** 39.1% QoQ จากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่การร่วมค้า GPC และ HKP รวมถึงโรงไฟฟ้าในกลุ่ม GEC เพิ่มขึ้น

รายได้อื่น

รายได้อื่น	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
เงินปันผลรับ	62	0	52	*n.a.*	*-15.8%*	745	52	*-93.0%*
ดอกเบี้ยรับ	25	29	38	*30.4%*	*55.8%*	36	68	*86.9%*
รายได้อื่น	2	5	8	*46.4%*	*316.0%*	3	13	*326.7%*
รวมรายได้อื่น	**88**	**35**	**98**	***183.0%***	***11.2%***	**784**	**133**	***-83.1%***

ใน Q2'65 บริษัทฯ บันทึกรายได้อื่น 98 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 11.2% YoY **และ** 183.0% QoQ โดยหลักเพิ่มขึ้นจากรายได้ดอกเบี้ยรับตามสัญญาสัมปทานของโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ทั้งนี้ ใน Q2'65 มีรายได้เงินปันผลรับจาก SPCG, EDL Gen และ CIVIL ซึ่งใน Q1'65 ไม่มีบันทึกรายได้เงินปันผล **สำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี** 2565 **รายได้อื่นอยู่ที่** 133 **ล้านบาท ลดลง** 83.1% โดยหลักลดลงในส่วนของรายได้เงินปันผลจาก INTUCH เนื่องมาจากการที่บริษัทฯ เริ่มบันทึกส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH ในฐานะบริษัทร่วม แทนการบันทึกรายได้จากเงินปันผล ตั้งแต่ Q4'64 ที่ผ่านมา

โครงสร้างต้นทุนและค่าใช้จ่าย

โครงสร้างต้นทุนและค่าใช้จ่าย	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
ต้นทุนจากการขาย	**8,424**	**15,716**	**18,089**	***15.1%***	***114.7%***	**14,364**	**33,805**	***135.4%***
ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	6,349	13,577	15,831	*16.6%*	*149.3%*	10,306	29,408	*185.3%*
ต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	513	521	565	*8.5%*	*10.2%*	1,005	1,086	*8.0%*
ค่าเสื่อมราคา	1,206	1,204	1,200	*-0.3%*	*-0.6%*	2,370	2,403	*1.4%*
ต้นทุนอื่น ๆ	356	414	494	*19.2%*	*38.7%*	683	908	*32.9%*
ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	**43**	**291**	**397**	***36.5%***	***825.5%***	**84**	**688**	***718.0%***
ต้นทุนค่าบริหารจัดการ	58	59	80	*36.6%*	*37.9%*	106	139	*31.0%*
รวมต้นทุนขาย ค่าบริหารจัดการ และค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	**8,525**	**16,065**	**18,567**	***15.6%***	***117.8%***	**14,554**	**34,632**	***138.0%***
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร (SG&A)	532	551	639	*15.9%*	*20.0%*	1,016	1,190	*17.2%*
รวมต้นทุนและค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น	**9,058**	**16,617**	**19,206**	***15.6%***	***112.0%***	**15,570**	**35,822**	***130.1%***

ต้นทุนจากการขาย

ใน Q2'65 บริษัทฯ มีต้นทุนจากการขาย 18,089 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน 114.7% YoY เพิ่มขึ้นทั้งในส่วนของราคาก๊าซธรรมชาติ และปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต โดยต้นทุนก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า SPPs ปรับสูงขึ้นถึง 77.2% YoY อีกทั้งโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 และ 3 ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในวันที่ 1 ตุลาคม 2564 และ 31 มีนาคม 2565 ที่ผ่านมา จึงทำให้มีการรับรู้ในส่วนของต้นทุนเชื้อเพลิง ต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา และต้นทุนอื่น ๆ เข้ามาในงบการเงินรวมของบริษัทฯ

เมื่อเทียบกับ Q1'65 ต้นทุนจากการขายของบริษัทฯ ปรับเพิ่มขึ้น 15.1% QoQ โดยเพิ่มขึ้นเป็นหลักในส่วนของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิต รวมถึงมีต้นทุนค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา และต้นทุนอื่นๆ ซึ่งเพิ่มขึ้นตามทิศทางเดียวกับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า และการเปิดดำเนินงานของโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัทฯ แม้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงต่อหน่วยจะปรับลดลงตามทิศทางเดียวกับราคาค่าก๊าซธรรมชาติ โดยต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า SPP และ IPP ภายใต้กลุ่มบริษัทฯ ปรับลดลง 4.3% และ 4.4% QoQ ตามลำดับ

สำหรับในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 บริษัทฯ มีต้นทุนจากการขาย จำนวน 33,805 ล้านบาท ปรับเพิ่มขึ้น 135.4% YoY โดยหลักมีสาเหตุมาจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น จากการเปิดดำเนินงานของโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัทฯ รวมถึงต้นทุนเชื้อเพลิงเฉลี่ยต่อหน่วยยังปรับเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาค่าก๊าซธรรมชาติอีกด้วย โดยต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า SPP และ IPP ภายใต้กลุ่มบริษัทฯ ปรับเพิ่มขึ้น 83.5 และ 88.4% YoY ตามลำดับ

ปัจจัยที่ส่งผลต่อต้นทุนขายของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่มบริษัท

ราคาต้นทุนขายต่อหน่วย	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
				% QoQ	*% YoY*			*% YoY*
ก๊าซธรรมชาติ (SPP ภายใต้ GMP)								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (พันล้านบีทียู)	18,793	18,163	18,396	*1.3%*	*-2.1%*	36,338	36,560	*0.6%*
ราคาค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (บาท/ ล้านบีทียู)	238.56	441.56	422.71	*-4.3%*	*77.2%*	229.37	432.13	*88.4%*
ก๊าซธรรมชาติ (IPP ภายใต้ GSRC)								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (พันล้านบีทียู)	7,601	9,870	16,274	*64.9%*	*114.1%*	7,628	26,145	*242.8%*
ราคาค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (บาท / ล้านบีทียู)	229.24	432.23	413.38	*-4.4%*	*80.3%*	229.17	420.50	*83.5%*
ชีวมวล (ไม้)								
ปริมาณการใช้ (ตัน)	66,173	77,827	73,753	*-5.2%*	*11.5%*	139,235	151,581	*8.9%*
ราคาไม้ (บาท / ตัน)	1,148	1,120	1,051	*-6.2%*	*-8.5%*	1,162	1,086	*-6.5%*

ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน

ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน เป็นต้นทุนของโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานโครงสร้างพื้นฐาน ซึ่งบันทึกตาม TFRIC 12 โดย**ใน Q2'65 อยู่ที่ 397 ล้านบาท และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 อยู่ที่ 688 ล้านบาท** ปรับเพิ่มขึ้นตามการบันทึกรายได้ที่เพิ่มขึ้นตามความคืบหน้าในการพัฒนาโครงการ

ต้นทุนค่าบริหารจัดการ

ต้นทุนค่าบริหารจัดการเป็นต้นทุนจากการที่บริษัทฯ ให้บริการแก่กลุ่มบริษัทร่วม GJP และ HKP, โรงไฟฟ้า SPP ในกลุ่มบริษัท GEC, การร่วมค้า GPC รวมถึง BGSR 6 และ BGSR 81 โดย**ใน Q2'65 บริษัทฯ มีต้นทุนค่าบริหารจัดการเท่ากับ 80 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 37.9% YoY และเพิ่มขึ้น 36.6% QoQ และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 อยู่ที่ 139 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 31.0%** โดยหลักมาจากค่าใช้จ่ายด้านบุคลากรที่มากขึ้น และมีต้นทุนค่าบริหารจัดการที่ให้บริการแก่กลุ่มการร่วมค้า GPC ซึ่งบันทึกใน Q1'65 เป็นไตรมาสแรก

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ใน Q2'65 บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในการบริหารเท่ากับ 639 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20.0% YoY **และ** 15.9% QoQ **และในช่วง 6 เดือนแรกของปี** 2565 **อยู่ที่** 1,190 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 17.2% YoY สาเหตุจากการรับรู้ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่มากขึ้นจากจำนวนโรงไฟฟ้าในกลุ่มบริษัทฯ ที่เพิ่มขึ้น

ต้นทุนทางการเงิน

ต้นทุนทางการเงิน	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
ดอกเบี้ยจ่าย	1,113	1,586	1,795	*13.2%*	*61.3%*	2,072	3,381	*63.2%*
ค่าธรรมเนียมการค้ำประกัน	9	9	9	*2.8%*	*0.1%*	19	19	*0.3%*
ค่าธรรมเนียมการจัดหาเงินกู้	16	31	32	*5.2%*	*100.5%*	29	63	*117.2%*
ค่าธรรมเนียมผูกพันหนี้	26	18	16	*-9.6%*	*-38.3%*	54	34	*-37.3%*
อื่นๆ	9	(171)	11	*106.5%*	*23.5%*	(68)	(160)	*-135.8%*
รวมต้นทุนทางการเงิน	**1,174**	**1,473**	**1,864**	***26.6%***	***58.8%***	**2,105**	**3,337**	***58.5%***

ใน Q2'65 ต้นทุนทางการเงิน เท่ากับ 1,864 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 58.8% YoY **และ** 26.6% QoQ **และในช่วง 6 เดือนแรกของปี** 2565 **อยู่ที่** 3,337 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 58.5% YoY โดยหลักเพิ่มขึ้นจากดอกเบี้ยจ่ายและค่าธรรมเนียมต่าง ๆ จากเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน ซึ่งใช้เป็นเงินทุนในการเพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นใน INTUCH นอกจากนี้ ยังมีดอกเบี้ยจ่ายจากการออกหุ้นกู้เพิ่มเติม และการบันทึกดอกเบี้ยจ่ายหลังการเปิดดำเนินเชิงพาณิชย์ของโครงการ GSRC หน่วยที่ 2 และ 3 อีกด้วย

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า

ส่วนแบ่งกำไร(ขาดทุน)จากบริษัทร่วมและการร่วมค้า	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
บริษัทร่วม INTUCH	-	1,090	1,166	*7.0%*	*n.a.*	-	2,255	*n.a.*
บริษัทร่วม GJP	441	658	(60)	*-109.1%*	*-113.6%*	660	598	*-9.4%*
บริษัทร่วม PTTNGD	67	(26)	303	*1268.5%*	*351.3%*	65	277	*323.8%*
บริษัทร่วมและการร่วมค้าภายใต้ GULF1	-	(1)	1	*220.3%*	*n.a.*	-	0	*n.a.*
การร่วมค้าในประเทศโอมาน	9	50	35	*-29.3%*	*307.3%*	11	85	*681.6%*
บริษัทร่วมและการร่วมค้าอื่น ๆ	(2)	20	6	*-69.8%*	*-446.3%*	38	26	*-30.7%*
รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า	**515**	**1,790**	**1,451**	***-19.0%***	***181.7%***	**774**	**3,241**	***318.7%***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนของ INTUCH	-	(10)	(6)	*38.9%*	*n.a.*	-	(16)	*n.a.*
ส่วนแบ่ง Core Profit ของบริษัทร่วม INTUCH	**-**	**1,100**	**1,172**	***6.5%***	***n.a.***	**-**	**2,272**	***n.a.***
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนของ GJP	(222)	38	(608)	*-1686.1%*	*-174.1%*	(652)	(570)	*12.6%*
ส่วนแบ่ง Core Profit ของบริษัทร่วม GJP	**663**	**619**	**548**	***-11.5%***	***-17.3%***	**1,311**	**1,168**	***-11.0%***
หัก: กำไร(ขาดทุน)ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของ PTT NGD	4	(22)	30	*237.9%*	*654.4%*	(50)	8	*116.6%*
ส่วนแบ่ง Core Profit ของบริษัทร่วม PTT NGD	**63**	**(4)**	**273**	***6493.2%***	***332.4%***	**115**	**269**	***134.0%***
Core Profit จากบริษัทร่วมและการร่วมค้า	**733**	**1,784**	**2,035**	***14.1%***	***177.7%***	**1,475**	**3,819**	***158.9%***

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP ที่ไม่รวมผลกระทบจาก FX (Core Profit) ใน Q2'65 เท่ากับ 548 ล้านบาท (-17.3% YoY) โดยหลักเป็นผลจากโครงการโรงไฟฟ้า 7 SPPs ภายใต้กลุ่ม GJP ที่ได้รับผลกระทบจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย โดยต้นทุนค่าก๊าซเฉลี่ยต่อหน่วยปรับตัวสูงขึ้นถึง 77.2% YoY ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่จำหน่ายให้ กฟผ. และลูกค้าอุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้น 52.0% และ 10.2% ตามลำดับ นอกจากนี้ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ทั้งจากโครงการโรงไฟฟ้า 7 SPPs และ 2 IPPs ยังปรับตัวลดลงด้วยเช่นกัน ซึ่งเป็นไปตามการบริหารจัดการไฟฟ้าในประเทศของกฟผ. ประกอบกับใน Q2'65 มีโรงไฟฟ้า SPPs ภายใต้กลุ่ม GJP หยุดเดินเครื่องนอกแผนงาน จำนวน 3 โครงการ อย่างไรก็ตาม ทั้ง 3 โครงการ ได้ดำเนินการซ่อมแซมแล้วเสร็จ และได้รับเงินชดเชยจากการเคลมประกันภัยทั้งหมด ทั้งนี้ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมยังอยู่ในระดับใกล้เคียงเดิม

เมื่อเทียบกับ Q1'65 ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม GJP ปรับลดลง 11.5% QoQ โดยหลักเป็นผลมาจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ทั้งจากโครงการโรงไฟฟ้า 7 SPPs และ 2 IPPs ที่ปรับตัวลดลง โดยเป็นไปตามการบริหารจัดการไฟฟ้าในประเทศของกฟผ. ประกอบกับมีโรงไฟฟ้า SPPs ภายใต้กลุ่ม GJP หยุดเดินเครื่องนอกแผนงาน ตามที่ได้กล่าวถึงข้างต้น นอกจากนี้ โรงไฟฟ้า 2 IPPs ยังมีกำไรขั้นต้นที่อ่อนตัวลงหลังจากที่ไตรมาสก่อนหน้ามีกำไรขั้นต้นสูงกว่าปกติ จากการเปลี่ยนมาเดินเครื่องโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงแทนก๊าซธรรมชาติ ตามคำสั่งของ กฟผ. ในสภาวะที่ก๊าซธรรมชาติขาดแคลนและมีราคาที่ปรับเพิ่มสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ อย่างไรก็ตาม ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า และไอน้ำ ให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมของโรงไฟฟ้า 7 SPPs สามารถปรับตัวเพิ่มขึ้นได้เล็กน้อยจากไตรมาสก่อนหน้า

สำหรับช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม GJP ปรับลดลง 11.0% YoY มีสาเหตุหลักมาจากผลกระทบของต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วย ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่า โดยสำหรับโครงการโรงไฟฟ้า 7 SPPs ภายใต้กลุ่ม GJP ต้นทุนค่าก๊าซเฉลี่ยต่อหน่วยปรับตัวสูงขึ้นถึง 88.4% YoY ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยที่จำหน่ายให้ กฟผ. และลูกค้าอุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้น 58.3% และ 7.7% ตามลำดับ ทั้งนี้ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. มีการปรับลดลงจากการบริหารจัดการไฟฟ้าในประเทศของกฟผ. นอกจากนี้ นอกจากนี้ โรงไฟฟ้า 2 IPPs ยังได้รับรายได้ค่าความพร้อมจ่าย (AP) น้อยลง ซึ่งเป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ปริมาณการขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็นของโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทร่วม GJP

ปริมาณการขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
โครงการโรงไฟฟ้า IPP				*% QoQ*	*% YoY*			*% YoY*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	2,507	1,175	700	*-40.4%*	*-72.1%*	4,521	1,874	*-58.5%*
โครงการโรงไฟฟ้า 7 SPPs								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	1,094	1,039	910	*-12.5%*	*-16.9%*	2,152	1,949	*-9.4%*
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (GWh)	300	293	298	*1.7%*	*-0.4%*	592	592	*0.0%*
ปริมาณการขายไอน้ำ (ตัน)	86,631	92,363	94,944	*2.8%*	*9.6%*	171,889	187,307	*9.0%*
ปริมาณการขายน้ำเย็น (ล้านตันความเย็น)	7	5	5	*-8.0%*	*-29.2%*	14	10	*-23.8%*

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม PTT NGD

ส่วนแบ่งกำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit) จากบริษัทร่วม PTT NGD ใน Q2'65 อยู่ที่ 273 ล้านบาท และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 อยู่ที่ 269 ล้านบาท ปรับตัวดีขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยหลักเนื่องมาจากกำไรต่อหน่วยที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นถึง 57.9% YoY และ 71.7% QoQ จากราคาขายที่ปรับเพิ่มขึ้นมาก ตามทิศทางเดียวกับราคาน้ำมันเตา ในขณะที่ต้นทุนขายซึ่งอ้างอิงราคาก๊าซธรรมชาติ ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่า อย่างไรก็ตาม ปริมาณการจำหน่ายก๊าซใน Q2'65 ปรับลดลง โดยอยู่ที่ 7.7 ล้านล้านบีทียู (-2.5% YoY แต่ -4.9% QoQ) และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 มีปริมาณการจำหน่ายก๊าซอยู่ที่ 15.7 ล้านล้านบีทียู ซึ่งเป็นระดับที่ใกล้เคียงกับช่วงเดียวกันของปีก่อน นอกจากนี้ ใน Q2'65 และ 6 เดือนแรกของปี 2565 บริษัท PTT NGD มีส่วนแบ่งผลกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากสัญญาอนุพันธ์ เพื่อป้องกันความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาขาย จำนวน 30 ล้านบาท และ 8 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งเป็นผลจากราคาน้ำมันเตาที่อยู่ในระดับต่ำกว่าระดับราคาที่มีการทำสัญญาป้องกันความเสี่ยงไว้

ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH

บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไร Core Profit **จากบริษัทร่วม** INTUCH **ใน** Q2'65 **ที่** 1,172 **ล้านบาท และในช่วง** 6 **เดือนแรกของปี** 2565 **อยู่ที่** 2,272 **ล้านบาท** โดยรับรู้ส่วนแบ่งกำไรเป็นไตรมาสแรกใน Q4'64 โดยหลักเพิ่มขึ้นตามสัดส่วนการถือหุ้น

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน

อัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ณ สิ้น Q2'65 อ่อนค่าลง 2.0085 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ และอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทต่อยูโร แข็งค่าขึ้น 0.3212 บาทต่อยูโร เมื่อเทียบกับ Q1'65 ส่งผลให้กลุ่มบริษัทฯ รับรู้ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงบนหนี้สินที่เป็นเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐ และรับรู้ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนบนเงินให้กู้ยืมของบริษัทฯ ที่ให้แก่ GIH ซึ่งเป็นเงินสกุลยูโรสุทธิกับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนบนมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงิน (Cross Currency Swap: CCS) อย่างไรก็ดี อัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินดอลลาร์สหรัฐต่อยูโรที่แข็งค่าขึ้น 0.0711 ดอลลาร์สหรัฐต่อยูโร เมื่อเทียบกับ Q1'65 ทำให้ GIH รับรู้ผลกำไรสุทธิจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง บนส่วนต่างของลูกหนี้และเจ้าหนี้ที่เป็นเงินสกุลยูโร ส่งผลรวมให้กลุ่มบริษัทฯ มีขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิใน Q2'65 เท่ากับ 1,627 ล้านบาท และมี**ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ที่กระทบส่วนของบริษัทใหญ่เท่ากับ 1,581 ล้านบาท** แบ่งเป็นผลกระทบจาก FX ของบริษัทร่วม GJP และ INTUCH มีขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ที่ 614 ล้านบาท และในส่วนของบริษัทฯ และบริษัทย่อย เฉพาะในส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ที่ 966 ล้านบาท

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน	**Q2'64**	**Q1'65**	**Q2'65**	เปลี่ยนแปลง		**6M'64**	**6M'65**	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ	26	180	(1,627)	*-1005.3%*	*n.a.*	(587)	(1,447)	*-146.5%*
หัก ส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(197)	48	(661)	*-1474.2%*	*-235.3%*	(537)	(613)	*-14.2%*
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ส่วนของบริษัทใหญ่	223	132	(966)	*-834.0%*	*-532.3%*	(51)	(835)	*-1551.2%*
บวก กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม GJP และ INTUCH	(222)	28	(614)	*-2284.6%*	*-176.9%*	(652)	(586)	*10.0%*
รวมผลกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบส่วนของบริษัทใหญ่	**2**	**160**	**(1,581)**	*-1089.4%*	*n.a.*	**(702)**	**(1,421)**	**-102.3%**

อัตราแลกเปลี่ยน ณ วันสิ้นงวด

	(บาท / ดอลลาร์สหรัฐ)	(บาท / ยูโร)	(ดอลล่าร์สหรัฐ/ยูโร)*
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
Q2'65	35.4638	36.4972	1.0452

*อิงกับอัตราแลกเปลี่ยนในประเทศสิงคโปร์

กำไร

กำไรสำหรับงวด	Q2'64	Q1'65	Q2'65	เปลี่ยนแปลง		6M'64	6M'65	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% QoQ*	*% YoY*	*ล้านบาท*	*ล้านบาท*	*% YoY*
กำไรขั้นต้น	2,716	4,562	4,437	*-2.7%*	*63.4%*	5,723	9,000	57.3%
กำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า	*2,657*	*4,453*	*4,303*	*-3.4%*	*61.9%*	*5,599*	*8,755*	*56.4%*
กำไรขั้นต้นจากงานก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	*3*	*37*	*32*	*-14.0%*	*824.5%*	*7*	*69*	*921.1%*
กำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ	*56*	*73*	*103*	*41.1%*	*85.1%*	*117*	*176*	*49.8%*
EBITDA [1]	**4,250**	**7,075**	**7,174**	***1.4%***	***68.8%***	**9,412**	**14,249**	***51.4%***
กำไร(ขาดทุน)สุทธิสำหรับงวด	1,833	4,095	1,710	*-58.2%*	*-6.7%*	3,624	5,805	60.2%
กำไร(ขาดทุน)ส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่	**1,407**	**3,395**	**1,531**	***-54.9%***	***8.8%***	**3,039**	**4,925**	**62.1%**
หัก: กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิที่กระทบบริษัทใหญ่	2	160	(1,581)	*n.a.*	*n.a.*	(702)	(1,421)	102.3%
หัก: กำไร (ขาดทุน) ที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของบริษัทร่วม PTT NGD	4	(22)	30	*237.9%*	*654.4%*	(50)	8	116.6%
กำไรจากการดำเนินงาน (Core profit) [2]	**1,401**	**3,257**	**3,081**	*-5.4%*	*119.9%*	**3,790**	**6,338**	**67.2%**
อัตรากำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า	*24.0%*	*22.1%*	*19.2%*	*-2.9%*	*-4.8%*	*28.0%*	*20.6%*	*-7.5%*
อัตรากำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ	*48.8%*	*55.3%*	*56.1%*	*0.8%*	*7.3%*	*52.4%*	*55.8%*	*3.3%*
อัตรากำไร EBITDA	*35.9%*	*31.5%*	*29.2%*	*-2.3%*	*-6.7%*	*43.1%*	*30.3%*	*-12.8%*
อัตรากำไรสุทธิ (Net profit margin) [3]	*11.9%*	*15.1%*	*6.2%*	*-8.9%*	*-5.6%*	*13.9%*	*10.5%*	*-3.4%*
กำไรสุทธิสำหรับงวด / รายได้รวม (ไม่รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า)	*16.2%*	*19.8%*	*7.4%*	*-12.4%*	*-8.8%*	*17.2%*	*13.3%*	*-3.9%*
อัตรากำไรจากการดำเนินงานสุทธิ (Core profit margin)	*11.8%*	*14.5%*	*12.6%*	*-2.0%*	*0.7%*	*17.4%*	*13.5%*	*-3.9%*

[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 Q2'65 **เท่ากับ 4,437 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 63.4% YoY เมื่อเทียบกับ Q2'64** โดยหลักเพิ่มขึ้นในส่วนของกำไรขั้นต้นจากการขายและสัญญาเช่า จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 และ 3 เมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2564 และ 31 มีนาคม 2565 ประกอบกับกำไรขั้นต้นจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่ปรับตัวดีขึ้น ตามความเร็วลมในพื้นที่

อย่างไรก็ตาม อัตรากำไรขั้นต้นจากการขาย ในไตรมาสนี้ ลดลง 4.8% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยได้รับผลกระทบจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้า ใน Q2'65 ต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้า 12 SPPs ปรับเพิ่มขึ้นถึง 77.2% YoY ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยที่ขายให้แก่ กฟผ. และกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้น 50.8% YoY และ 10.2% YoY ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม เนื่องจาก บริษัทฯ มีสัดส่วนการขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ถึง 87% ซึ่งต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติจะถูกส่งผ่าน (pass through) ในรูปของรายได้ค่าไฟฟ้าทั้งหมดไปให้ กฟผ. ในขณะที่มีสัดส่วนการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรมเพียงแค่ 13% ดังนั้นจึงได้รับผลกระทบอย่างจำกัดจากราคาค่าก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้น

สำหรับกำไรขั้นต้นจากงานก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน เติบโตขึ้นจากความคืบหน้าในการก่อสร้างโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานถมทะเล และกำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ เติบโตขึ้นจากการให้บริการแก่การร่วมค้า GPC, HKP, BGSR6, BGSR81, GJP1 และโรงไฟฟ้าในกลุ่ม GEC เพิ่มขึ้น

เมื่อเทียบกับ Q1'65 กำไรขั้นต้นอ่อนตัวลง 2.7% QoQ โดยในส่วนของกำไรขั้นต้นจากการขายและจากสัญญาเช่า ลดลงจากผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ที่อ่อนตัวลงจากปัจจัยด้านฤดูกาล ซึ่งส่งผลให้อัตรากำไรขั้นต้นจากการขายปรับตัวลดลงด้วย แม้กำไรขั้นต้นของกลุ่มธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ จะฟื้นตัวขึ้นจากอานิสงส์ของราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับลดลง โดยต้นทุนก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยสำหรับโรงไฟฟ้า SPPs ปรับลดลง 4.3% QoQ ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าให้แก่กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม ปรับเพิ่มขึ้น 4.3% QoQ ซึ่งเป็นไปตามทิศทางเดียวกับค่า Ft ที่ปรับเพิ่มขึ้น

ทั้งนี้ กำไรขั้นต้นจากงานก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน ซึ่งบันทึกตามความคืบหน้าในการก่อสร้างโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรม MTP3 ในส่วนของงานถมทะเล ปรับลดลง 14.0% QoQ เนื่องจากใน Q1'65 บริษัทฯ ได้รับค่าธรรมเนียมค้ำประกันจากบริษัทย่อย GMTP ซึ่งเกิดขึ้นเพียงครั้งเดียว ทั้งนี้ กำไรขั้นต้นจากการบริหารจัดการ เติบโตขึ้นจากการให้บริการที่เพิ่มขึ้นแก่บริษัทในเครือ

สำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2565 กำไรขั้นต้นเท่ากับ 9,000 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 57.3% YoY โดยหลักเพิ่มขึ้นในส่วนของกำไรขั้นต้นจากการขายและสัญญาเช่า จากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC ตามที่ได้กล่าวถึงในข้างต้น ประกอบกับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 มีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า นอกจากนี้ ยังได้รับกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น จากงานก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานที่มีความคืบหน้าขึ้น และกำไรจากการบริหารจัดการ ส่งผลให้กำไรขั้นต้นเติบโตขึ้นได้อย่างมีนัยสำคัญ แม้อัตรากำไรขั้นต้นจากการขาย จะปรับลดลงเนื่องจากได้รับผลกระทบของต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติ ที่ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้า

กำไรก่อนหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)

EBITDA ใน Q2'65 เท่ากับ 7,174 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 68.8% YoY **และ** 1.4% QoQ **และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2565 อยู่ที่** 14,249 **ล้านบาท เพิ่มขึ้น** 51.4% YoY โดยเปลี่ยนแปลงตามทิศทางเดียวกับ Core Profit

กำไรจากการดำเนินงาน (Core Profit)

Core Profit ใน Q2'65 เท่ากับ 3,081 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 119.9% YoY **เมื่อเทียบกับ Q2'64** สาเหตุหลักมาจาก

1) รับรู้ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 และ 3 ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในวันที่ 1 ตุลาคม 2564 และ 31 มีนาคม 2565
2) ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ปรับตัวดีขึ้น ตามทิศทางเดียวกับความเร็วลมในพื้นที่
3) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH จำนวน 1,172 ล้านบาท โดยรับรู้เป็นไตรมาสแรกใน Q4'64 และรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม PTT NGD เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า

เมื่อเทียบกับ Q1'65 Core Profit ปรับตัวลดลง 5.4% QoQ เนื่องจาก

1) โรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 มีผลประกอบการที่อ่อนตัวลง เนื่องจากโครงการเข้าสู่ช่วง low season ซึ่งมีความเร็วในพื้นที่ต่ำกว่าใน Q1'65
2) ส่วนแบ่งกำไร Core Profit จากบริษัทร่วม GJP อ่อนตัวลงจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ที่ปรับตัวลดลง โดยเป็นไปตามการบริหารจัดการไฟฟ้าในประเทศของกฟผ. ประกอบกับมีโรงไฟฟ้า SPPs หยุดเดินเครื่องนอกแผนงานบางส่วน

สำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2565 Core Profit เท่ากับ 6,338 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 67.2% YoY **โดยหลักมาจาก**

1) รับรู้ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC ซึ่งทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในระหว่างวันที่ 31 มีนาคม 2564 และ 31 มีนาคม 2565
2) ผลการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ปรับตัวดีขึ้น ซึ่งเป็นไปตามความเร็วลมในพื้นที่
3) รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม INTUCH จำนวน 2,272 ล้านบาท และรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม PTT NGD เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า
4) โดยปัจจัยข้างต้น สามารถชดเชยผลกำไรของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติภายใต้กลุ่ม GMP และ GJP ที่ได้กระทบจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นในอัตราที่มากกว่าราคาขายไฟฟ้า ได้ทั้งหมด

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่

กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ซึ่งรวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ใน Q2'65 เท่ากับ 1,531 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 8.8% YoY โดยหลักเพิ่มขึ้นจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 2 และ 3 ประกอบกับผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล BKR2 ปรับตัวดีขึ้น รวมถึงได้รับส่วนแบ่งกำไรจาก INTUCH โดยกำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่สามารถปรับเพิ่มขึ้นได้ แม้ใน Q2'65 จะมีบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจากตราสารอนุพันธ์ของ PTT NGD รวมขาดทุนสุทธิ 1,551 ล้านบาท เมื่อเทียบกับใน Q2'64 ที่มีกำไรจากรายการดังกล่าวสุทธิ 6 ล้านบาท

เมื่อเทียบกับ Q1'65 กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ซึ่งรวมผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ลดลง 54.9% QoQ **แม้** Core Profit **จะปรับลดลงเพียง** 5.4% QoQ จากผลการดำเนินงานที่อ่อนตัวลงของโรงไฟฟ้าพลังงานลมทางทะเล BKR2 และโครงการโรงไฟฟ้ากลุ่ม GJP แต่กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ปรับลดลงในอัตราที่มากกว่า Core Profit เนื่องจากใน Q2'65 บริษัทฯ บันทึกผลขาดทุนสุทธิจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และจากตราสารอนุพันธ์ของ PTT NGD รวมขาดทุนสุทธิ 1,551 ล้านบาท ในขณะที่ Q1'65 มีกำไรจากรายการดังกล่าวรวม 138 ล้านบาท

สำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2565 กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ เท่ากับ 4,925 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 62.1% YoY โดยเติบโตได้แม้จะมีบันทึกขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่กระทบบริษัทใหญ่และกำไรจากตราสารอนุพันธ์ของ PTT NGD รวมขาดทุนสุทธิ 1,413 ล้านบาท เมื่อเทียบกับในช่วงเดียวกันของปีก่อนที่มีขาดทุนจากรายการดังกล่าว รวม 725 ล้านบาท

ฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2565

ฐานะการเงินของกลุ่มบริษัทฯ	ณ 31 ธันวาคม 2564	ณ 30 มิถุนายน 2565	เปลี่ยนแปลง
	ล้านบาท	*ล้านบาท*	*%*
เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน	23,953	20,719	*-13.5%*
ลูกหนี้การค้า	9,569	15,484	*61.8%*
เงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	135,573	143,614	*5.9%*
เงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับที่ดินและการก่อสร้างโรงไฟฟ้า	3,017	3,200	*6.1%*
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สุทธิ	130,128	126,958	*-2.4%*
สินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น	3,340	9,289	*178.1%*
ลูกหนี้สัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	20,931	29,989	*43.3%*
สินทรัพย์อื่น	36,162	38,995	*7.8%*
สินทรัพย์รวม	**362,674**	**388,249**	***7.1%***
เงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน	**9,927**	**9,416**	***-5.1%***
เจ้าหนี้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า	8,155	8,214	*0.7%*
เจ้าหนี้การค้า	3,080	6,171	*100.3%*
เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน	141,765	140,431	*-0.9%*
หุ้นกู้	71,058	89,402	*25.8%*
หนี้สินอื่น	21,178	16,285	*-23.1%*
หนี้สินรวม	**255,165**	**269,918**	***5.8%***
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	11,733	11,733	*0.0%*
ส่วนเกินมูลค่าหุ้นสามัญ	51,822	51,822	*0.0%*
กำไรสะสมที่ยังไม่ได้จัดสรร	35,980	35,596	*-1.1%*
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	(5,064)	2,183	*143.1%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นอื่น ๆ	2,125	2,272	*6.9%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นบริษัทใหญ่	**96,596**	**103,605**	***7.3%***
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	10,913	14,725	*34.9%*
ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม	**107,509**	**118,330**	***10.1%***
ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม (ไม่รวมองค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น)	**112,573**	**116,148**	***3.2%***

สินทรัพย์รวม

สินทรัพย์รวม ณ 30 มิถุนายน 2565 เท่ากับ 388,249 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 25,575 ล้านบาท (+7.1%) จาก 31 ธันวาคม 2564 จากปัจจัยหลักดังนี้

1) ลูกหนี้จากสัญญาเช่าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 43.3% หรือ 9,058 ล้านบาท แต่ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์สุทธิ ลดลง 2.4% หรือ 3,170 ล้านบาท เนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้า GSRC หน่วยที่ 3 เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนมีนาคม 2565 ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐานบัญชี TFRS 16
2) ลูกหนี้การค้า เพิ่มขึ้น 61.8% หรือ 5,915 ล้านบาท เป็นไปตามทิศทางเดียวกันกับรายได้ที่เพิ่มขึ้นจากโรงไฟฟ้าภายใต้กลุ่มบริษัทฯ
3) เงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า เพิ่มขึ้น 5.9% หรือ 8,041 ล้านบาท จากผลการดำเนินงานของบริษัทร่วม GJP, INTUCH และ PTT NGD รวมถึงมีการลงทุนเพิ่มเติมใน INTUCH ด้วย

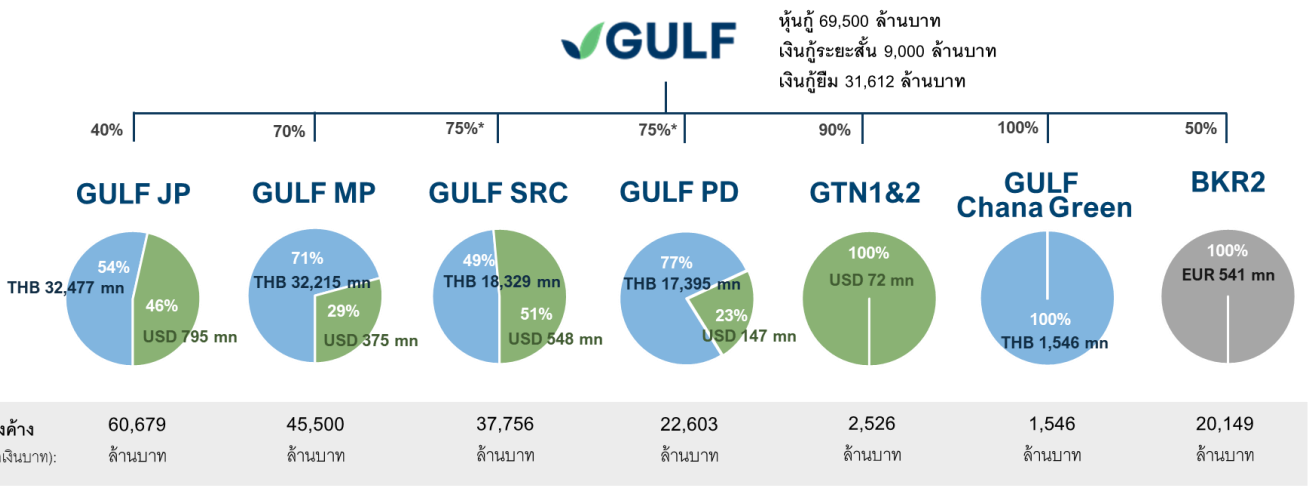
4) สินทรัพย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น เพิ่มขึ้น 178.1% หรือ 2,604 ล้านบาท จากการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย ซึ่งรับรู้ตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9 การเข้าลงทุนในหุ้นบุริมสิทธิใหม่ของ Binance.US และการเข้าลงทุนในกองทุน Binance Labs Investment Fund

หนี้สินรวม

หนี้สินรวม ณ 30 มิถุนายน 2565 เท่ากับ 269,918 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 14,754 ล้านบาท (+5.8%) จาก 31 ธันวาคม 2564 จากปัจจัยหลักดังนี้

1) หุ้นกู้เพิ่มขึ้น 25.8% หรือ 18,343 ล้านบาท โดยหลักเพิ่มขึ้นจากการออกหุ้นกู้ชุดที่ 1/2565 ของบริษัทฯ มูลค่ารวมทั้งสิ้น 24,000 ล้านบาท เพื่อเป็นเงินทุนหมุนเวียนในการขยายธุรกิจ และมีการชำระคืนหุ้นกู้ตามกำหนดบางส่วน
2) เจ้าหนี้การค้า เพิ่มขึ้น 100.3% หรือ 3,090 ล้านบาท จากการรับรู้ต้นทุนการขายของโรงไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ตามทิศทางเดียวกับราคาก๊าซธรรมชาติ
3) หนี้สินอื่น ลดลง 23.1% หรือ 4,893 ล้านบาท โดยหลักเปลี่ยนแปลงจาก หนี้สินทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่น ลดลง 7,308 ล้านบาท จากการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย ซึ่งรับรู้ตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9 และส่งผลให้หนี้สินภาษีเงินได้รอตัดบัญชีเพิ่มขึ้น 1,220 ล้านบาทด้วย

หนี้สินคงค้างรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อย ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2565



หนี้สินคงค้าง (เทียบเท่าสกุลเงินบาท):	60,679 ล้านบาท	45,500 ล้านบาท	37,756 ล้านบาท	22,603 ล้านบาท	2,526 ล้านบาท	1,546 ล้านบาท	20,149 ล้านบาท

** ตามสัดส่วนการได้รับเงินปันผลจาก GSRC และ GPD*

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้น ณ 30 มิถุนายน 2565 เท่ากับ 118,330 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 10,821 ล้านบาท (+10.1%) จากวันที่ 31 ธันวาคม 2564 โดยเปลี่ยนแปลงจากปัจจัยหลักดังนี้

1) องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น เพิ่มขึ้น 7,247 ล้านบาท และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมเพิ่มขึ้น 3,812 ล้านบาท จากผลการดำเนินงาน และเงินเพิ่มทุนในส่วนของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม และการเพิ่มขึ้นของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย ซึ่งรับรู้ตามมาตรฐานบัญชี TFRS 9 (การบันทึกรายการบัญชีดังกล่าว ไม่ได้มีผลกระทบต่อผลประกอบการของบริษัทฯ แต่อย่างใด)
2) กำไรสะสมที่ยังไม่ได้จัดสรรลดลง 384 ล้านบาท จากการรับรู้ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ จำนวน 4,925 ล้านบาท หักด้วยจัดสรรเป็นสำรองตามกฎหมาย 146 ล้านบาท และจ่ายเงินปันผล 5,162 ล้านบาท

โครงสร้างเงินทุน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของเจ้าของ ณ 30 มิถุนายน 2565 อยู่ที่ 2.28 เท่า อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาโครงสร้างเงินทุนตามเงื่อนไขและข้อตกลงที่กำหนดสำหรับหุ้นกู้ของบริษัทฯ จะมี**อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ อยู่ที่** 1.89 เท่า

งบกระแสเงินสด

งบกระแสเงินสด	สำหรับงวดสิ้นสุด วันที่ 30 มิถุนายน 2565
	ล้านบาท
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	6,726
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(15,989)
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	6,226
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	**(3,037)**
ผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนที่มีต่อเงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสด	9
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 1 มกราคม	19,847
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2565	**16,819**

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2565 บริษัทฯ และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 16,819 ล้านบาท ประกอบด้วย

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน เท่ากับ 6,726 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดรับจากผลการดำเนินงาน 10,058 ล้านบาท
- หักด้วยเงินสดจ่ายจากการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานสุทธิ 3,332 ล้านบาท

เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน เท่ากับ 15,989 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ 7,357 ล้านบาท โดยหลักสำหรับโรงไฟฟ้าภายในโครงการ GSRC และ GPD รวมถึงโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล Mekong และโรงไฟฟ้าขยะชุมชน CMWTE ด้วย
- เงินสดจ่ายเพื่อลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า 6,259 ล้านบาท ซึ่งโดยหลักมาจากการที่บริษัทฯ เข้าลงทุนเพิ่มเติมใน INTUCH, โครงการโรงไฟฟ้าหินกอง และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาภายใต้ GULF1

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน เท่ากับ 6,226 ล้านบาท โดยหลักเกิดจาก

- เงินสดรับสุทธิจากหุ้นกู้ 18,911 ล้านบาท จากการออกหุ้นกู้ชุดที่ 1/2565 ของบริษัทฯ จำนวน 24,000 ล้านบาท หักด้วยการจ่ายคืนหุ้นกู้ตามกำหนด ของโครงการ BKR2 จำนวน 5,089 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายสุทธิเพื่อชำระเงินกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาวสุทธิ 4,161 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายเงินปันผล 5,162 ล้านบาท
- เงินสดจ่ายดอกเบี้ยจ่ายและต้นทุนทางการเงิน 3,500 ล้านบาท

อัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนทางการเงิน	Q2'64	Q1'65	Q2'65	6M'64	6M'65
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (บาท)	0.12	0.29	0.13	0.26	0.42
อัตรากำไรขั้นต้นจากการขาย	24.0%	22.1%	19.2%	28.0%	20.6%
อัตรากำไร EBITDA	35.9%	31.5%	29.2%	43.1%	30.3%
อัตรากำไรสุทธิต่อรายได้รวม [1] (%)	11.9%	15.1%	6.2%	13.9%	10.5%
อัตรากำไรจากการดำเนินงานต่อรายได้รวม (Core profit margin) [1,2] (%)	11.8%	14.5%	12.6%	17.4%	13.5%
กำไรสุทธิสำหรับงวด / รายได้รวม (ไม่รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า)	16.2%	19.8%	7.4%	17.2%	13.3%
อัตราผลตอบแทนต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (%)	13.8%	11.7%	11.5%	13.8%	11.5%
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ [3] (%)	3.6%	3.6%	3.5%	3.6%	3.5%

	30 มิถุนายน 2564	31 มีนาคม 2565	30 มิถุนายน 2565
มูลค่าตามบัญชีต่อหุ้น (บาท)	5.89	8.83	8.83
อัตราส่วนเงินทุนหมุนเวียน (เท่า)	0.71	1.08	0.84
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า)	0.63	0.87	0.70
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	2.41	2.28	2.28
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยสุทธิ (รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) ต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต้องดำรงตามข้อกำหนดสิทธิ [4] (เท่า)	1.75	1.79	1.89

[1] รายได้รวม = รายได้จากการขายและบริหาร รวมถึงรายได้อื่น ดอกเบี้ยรับ เงินปันผลรับ และส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า

[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 99.9%

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: 90.9% หน่วยที่ 3: 54.9% หน่วยที่ 2: 85.5% หน่วยที่ 4: 43.4%

โครงการโรงไฟฟ้าหินกอง (ประเทศไทย)

เชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติ
กำลังการผลิตติดตั้ง	1,540 เมกะวัตต์ (2 หน่วย หน่วยละ 770 เมกะวัตต์)
กำหนดเปิดดำเนินการ	หน่วยที่ 1: มีนาคม 2567 หน่วยที่ 2: มกราคม 2568
สถานะ	อยู่ระหว่างก่อสร้าง โดยมีความคืบหน้าตามรายละเอียดด้านล่างนี้ หน่วยที่ 1: 45.9% หน่วยที่ 2: 36.5%

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 ส่วนที่เหลือ: ทยอยเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ระหว่างปี 2565 - 2566
สถานะ	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว 52 เมกะวัตต์ ส่วนที่เหลือ: อยู่ระหว่างก่อสร้าง - ความคืบหน้าประมาณ 96.2%

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม Mekong (ประเทศเวียดนาม)

เชื้อเพลิง	พลังงานลมในทะเล
กำลังการผลิตติดตั้ง	128 เมกะวัตต์
กำหนดเปิดดำเนินการ	SCOD ภายใน Q3'65
สถานะ	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วแล้วบางส่วน (4.2 เมกะวัตต์) ส่วนที่เหลืออยู่ระหว่างเตรียมเปิดดำเนินงาน - ความคืบหน้าประมาณ 99.9%

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 9.9%

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	กำลังอยู่ระหว่างการออกแบบท่าเทียบเรือ 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 4.5 – 5.3%

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 53.2% ระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า อยู่ระหว่างพัฒนาโครงการ – ความคืบหน้าประมาณ 69.0%

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 ซึ่งเป็นการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 40.0%
BGSR 81	บริษัท บีจีเอสอาร์ 81 จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 40.0%
Binance.US	BAM Trading Services Inc. ผู้ประกอบธุรกิจศูนย์ซื้อขายสินทรัพย์ดิจิทัล ในประเทศสหรัฐอเมริกา ภายใต้ชื่อ Binance.US
BKR2	Borkum Riffgrund 2 Offshore Wind Farm GmbH & Co. oHG ผู้ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเลที่ประเทศเยอรมนี
BPG	บริษัท บูรพา พาวเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัท BPH
BPH	บริษัท บูรพา พาวเวอร์ โฮลดิ้ง จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 35.0%
BSE	บริษัท แบงค็อก สมาร์ท เอ็นเนอร์จี จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าที่บริษัทฯ 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 ซึ่งเป็นกิการร่วมค้าที่บริษัทฯ 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 Gunkul Corporation	บริษัท กัลฟ์ กันกุล คอร์เปอเรชั่น จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนที่บริษัทฯ ถือหุ้น 50.0%
Gulf HK	Gulf International Investment (Hong Kong) Limited ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 100.0%
Gulf Renewable Energy	บริษัท กัลฟ์ รีนิวเอเบิล เอ็นเนอร์จี จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้น 100.0%
Gulf WHA MT	บริษัท กัลฟ์ ดับบลิวเอชเอ เอ็มที จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้น 35.0%
GUNKUL	บริษัท กันกุลเอ็นจิเนียริ่ง จำกัด (มหาชน)
GUT	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า IPP ภายใต้บริษัทร่วม GJP
GVTP	บริษัท กัลฟ์ วีทีพี จำกัด ซึ่งดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า SPP ภายใต้บริษัทย่อย GMP
HKH	บริษัท หินกองเพาเวอร์โฮลดิ้ง จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าที่บริษัทฯ 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. ซึ่งเป็นการร่วมค้าที่บริษัทฯ 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)