

บริษัท ราช กรุ๊ป จำกัด (มหาชน)



คำอธิบายรายการและการวิเคราะห์ผลการดำเนินงาน

และฐานะการเงินของฝ่ายบริหาร

สำหรับงวดสามเดือนและหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2569

คำนิยาม

บริษัทฯ	บริษัท ราช กรุ๊ป จำกัด (มหาชน)
กลุ่มบริษัทฯ	บริษัท ราช กรุ๊ป จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
กฟผ.	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
COD	วันเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์
EBITDA	กำไรก่อนดอกเบี้ยจ่าย ภาษีเงินได้ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย
FX	อัตราแลกเปลี่ยน
IPP	โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่
PPA	สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
SPP	โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ชื่อโครงการ/ซื้อบริษัท

HKP	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม หินกอง ดำเนินการโดย บริษัท หินกองเพาเวอร์ จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 51
HPC	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน หงสา ดำเนินการโดย บริษัท ไฟฟ้าหงสา จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 40
NN2	โรงไฟฟ้าพลังน้ำ น้ำจืด 2 ดำเนินการโดย บริษัท เซาท์อีสต์ เอเชีย เอนเนอร์จี จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 33.33
NNEG	โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนวนคร ดำเนินการโดย บริษัท ผลิตไฟฟ้า นวนคร จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 40
PE	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ไพตัน ดำเนินการโดย PT Paiton Energy ซึ่งเป็นการร่วมค้าทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 31.26
PNPC	โรงไฟฟ้าพลังน้ำ เซเปียน-เซินน้อย ดำเนินการโดย บริษัท ไฟฟ้า เซเปียน-เซินน้อย จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 25
RAC	บริษัท ราช-ออสโตรเลียคอร์ปอเรชั่น จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน
RCO	โรงไฟฟ้าราชโคเจนเนอร์เซชั่น ดำเนินการโดย บริษัท ราช โคเจนเนอร์เซชั่น จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน
RER	โรงไฟฟ้าราช เอ็นเนอร์จี ระยอง ดำเนินการโดย บริษัท ราช เอ็นเนอร์จี ระยอง จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน
RG	โรงไฟฟ้าราชบุรี ดำเนินการโดย บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน
RPCL	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม RPCL ดำเนินการโดย บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมค้าทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 40.625
RPE	บริษัท ราชพัฒนา เอ็นเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นร้อยละ 51.67
RHIS	บริษัท อาร์เอช อินเตอร์เนชั่นแนล (สิงคโปร์) คอร์ปอเรชั่น จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวน
SP	โรงไฟฟ้าก๊าซ Snapper Point ดำเนินการโดย Port Adelaide Energy Pty Ltd. ซึ่งเป็นบริษัทย่อยทางอ้อมที่บริษัทฯ ถือหุ้นทั้งจำนวนผ่าน RAC

บทสรุปผู้บริหาร

ภาพรวมธุรกิจและอุตสาหกรรม

วันที่ 31 กรกฎาคม 2569 ธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.) รายงานว่า เศรษฐกิจไทยในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ชะลอลงจากไตรมาสก่อน จากผลกระทบของราคาพลังงานที่สูงขึ้นและข้อจำกัดด้านการเดินทางอันเนื่องมาจากการผ่อนคลายความเข้มงวดในวันออกกลาง สัปดาห์จากรายรับและจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติ รวมถึงกิจกรรมในภาคบริการที่เกี่ยวข้องเนื่องจากการท่องเที่ยวที่ลดลง ประกอบกับการบริโภคภาคเอกชนและการผลิตภาคอุตสาหกรรมที่ปรับลดลง แม้ว่าจะได้รับแรงสนับสนุนจากมาตรการภาครัฐในช่วงท้ายไตรมาส อย่างไรก็ตาม เศรษฐกิจยังคงได้รับแรงขับเคลื่อนจากวัฏจักรขาขึ้นของอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์โลก และการลงทุนด้านศูนย์ข้อมูล (Data Center) ส่งผลให้การส่งออกสินค้าและการลงทุนภาคเอกชนขยายตัวอย่างต่อเนื่อง ขณะที่การนำเข้าเพิ่มขึ้นมาก โดยเฉพาะน้ำมันดิบและชิ้นส่วนอิเล็กทรอนิกส์

สำหรับเดือนมิถุนายน 2569 เศรษฐกิจไทยโดยรวมทรงตัวจากเดือนก่อน โดยการบริโภคภาคเอกชนปรับเพิ่มขึ้นส่วนหนึ่งจากมาตรการภาครัฐและยอดจำหน่ายรถยนต์ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ขณะที่การส่งออกสินค้าและการลงทุนภาคเอกชนเพิ่มขึ้น โดยมีแรงขับเคลื่อนหลักจากสินค้าเทคโนโลยี ซึ่งกิจกรรมดังกล่าวพึ่งพาปัจจัยนำเข้าในสัดส่วนสูง ด้านการผลิตภาคอุตสาหกรรมลดลงในหลายหมวด ขณะที่บริการที่เกี่ยวข้องเนื่องจากการท่องเที่ยวชะลอลงตามจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติที่ลดลงเป็นสำคัญ

วันที่ 24 กรกฎาคม 2569 กระทรวงการคลังปรับปรุงประมาณการอัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจไทยในปี 2569 ขึ้นเป็นร้อยละ 2.5 ต่อปี (โดยมีช่วงคาดการณ์อยู่ที่ร้อยละ 2.0 ถึง 3.0) จากประมาณการเดิมเมื่อเดือนเมษายนที่ร้อยละ 1.6 โดยได้รับแรงสนับสนุนจากการส่งออก การเร่งลงทุนของภาคเอกชน การบริโภคภาคเอกชน และนโยบายเศรษฐกิจของภาครัฐ ทั้งนี้ คาดว่าการบริโภคภาคเอกชนจะขยายตัวร้อยละ 2.7 และการลงทุนภาคเอกชนจะขยายตัวร้อยละ 9.0 ตามการลงทุนในเครื่องจักรและเครื่องมือ รวมถึงโครงการในอุตสาหกรรมเป้าหมาย ขณะที่การบริโภคและการลงทุนภาครัฐคาดว่าจะขยายตัวร้อยละ 1.5 และร้อยละ 3.2 ตามลำดับ

วันที่ 24 มิถุนายน 2569 คณะกรรมการนโยบายการเงิน (กนง.) มีมติเป็นเอกฉันท์ 7 ต่อ 0 ให้คงอัตราดอกเบี้ยนโยบายไว้ที่ร้อยละ 1.00 ต่อปี โดยประเมินว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2569 และ 2570 จะขยายตัวร้อยละ 2.3 และร้อยละ 1.8 ตามลำดับ จากแรงส่งของการส่งออกสินค้าและการลงทุนภาคเอกชนที่เกี่ยวข้องกับวัฏจักรเทคโนโลยีและปัญญาประดิษฐ์ (AI) รวมถึงมาตรการภาครัฐเพื่อบรรเทาผลกระทบจากวิกฤตพลังงาน อย่างไรก็ตาม การขยายตัวโดยรวมยังคงอยู่ในระดับต่ำและไม่ทั่วถึง โดยธุรกิจ SMEs และครัวเรือนกลุ่มเปราะบางยังคงเผชิญข้อจำกัด ขณะที่อัตราเงินเฟ้อทั่วไปในปี 2569 และ 2570 คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 2.8 และร้อยละ 1.4 ตามลำดับ กนง. เห็นว่าอัตราดอกเบี้ยนโยบายในปัจจุบันอยู่ในระดับที่เหมาะสมต่อการสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ แม้อัตราเงินเฟ้อจะปรับตัวสูงขึ้นจากปัจจัยด้านอุปทาน แต่ยังคงต้องติดตามแนวโน้มและความเสี่ยงด้านเงินเฟ้อในระยะต่อไป

สำนักบริหารสารสนเทศพลังงานของสหรัฐอเมริกา (EIA) ระบุในรายงาน Short-Term Energy Outlook เดือนกรกฎาคม 2569 ว่าราคาน้ำมันดิบ Brent จะอยู่ที่ 103 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 โดยราคาเฉลี่ยในเดือนมิถุนายนลดลงมาอยู่ที่ 85 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ภายหลังการเดินเรือบรรทุกน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซเพิ่มขึ้น และการหยุดชะงักของการผลิตน้ำมันในตะวันออกกลางเริ่มคลี่คลาย ทั้งนี้ EIA คาดว่าราคาน้ำมันดิบ Brent จะเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 74 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ในไตรมาสที่ 3 และลดลงเหลือประมาณ 70 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ในไตรมาสที่ 4 ปี 2569 ตามแนวโน้มอุปทานน้ำมันโลกที่เพิ่มขึ้น

วันที่ 22 กรกฎาคม 2569 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีมติคงค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) สำหรับงวดเดือน กันยายน-ธันวาคม 2569 ไว้ที่ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย โดยใช้กลไก Clawback เพื่อลดภาระค่าไฟฟ้าและบรรเทาผลกระทบต่อประชาชน ประกอบกับ กกพ. ยังคงรับการสนับสนุนคงค้าง (AF) ใบบางส่วน ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเรียกเก็บเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 3.95 บาทต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) แม้ว่าค่า Ft ที่สะท้อนต้นทุนเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าสำหรับงวดดังกล่าวจะอยู่ที่ 41.27 สตางค์ต่อหน่วย ทั้งนี้ การตรึงค่าไฟฟ้าในระดับดังกล่าวช่วยบรรเทาผลกระทบจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่ยังคงอยู่ในระดับสูง ขณะเดียวกันยังต้องคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและเสถียรภาพทางการเงินของรัฐวิสาหกิจในภาคพลังงานในระยะยาว

รายได้รวม

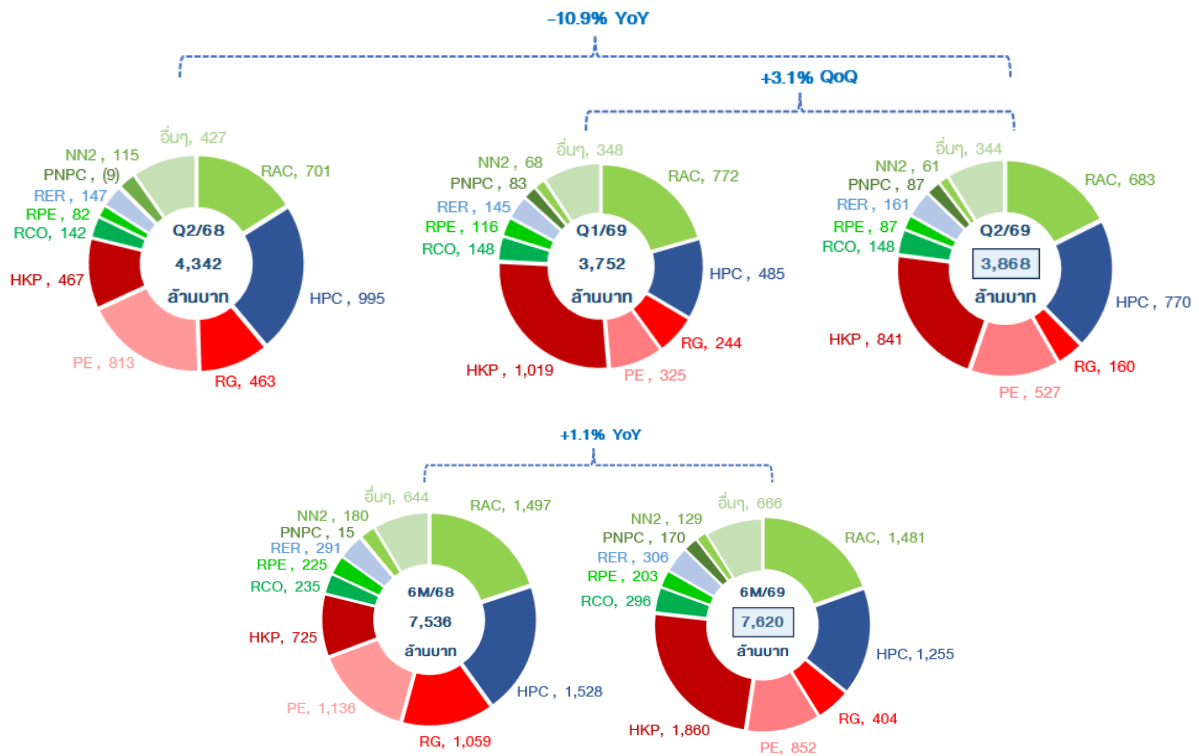


ถึงแม้ว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อน RG ได้สิ้นสุด PPA กับ กฟผ. ตั้งแต่วันที่ 30 ตุลาคม 2568 ส่งผลให้รายได้จาก RG ปรับตัวลดลง อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัทฯ มีความสามารถรักษาระดับความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ อาทิ PE, HKP และ HPC ให้อยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง อันเป็นผลมาจากการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งมีส่วนสำคัญในการรักษาประสิทธิภาพการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าและคงความสามารถในการทำกำไรอย่างมั่นคงในระยะยาว ส่งผลให้ในงวด 6 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มีรายได้รวมเท่ากับ 26,015 ล้านบาท ทั้งนี้ หากไม่รวมค่าซื้อเพลิง (pass-through) รายได้รวมอยู่ในระดับใกล้เคียงกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

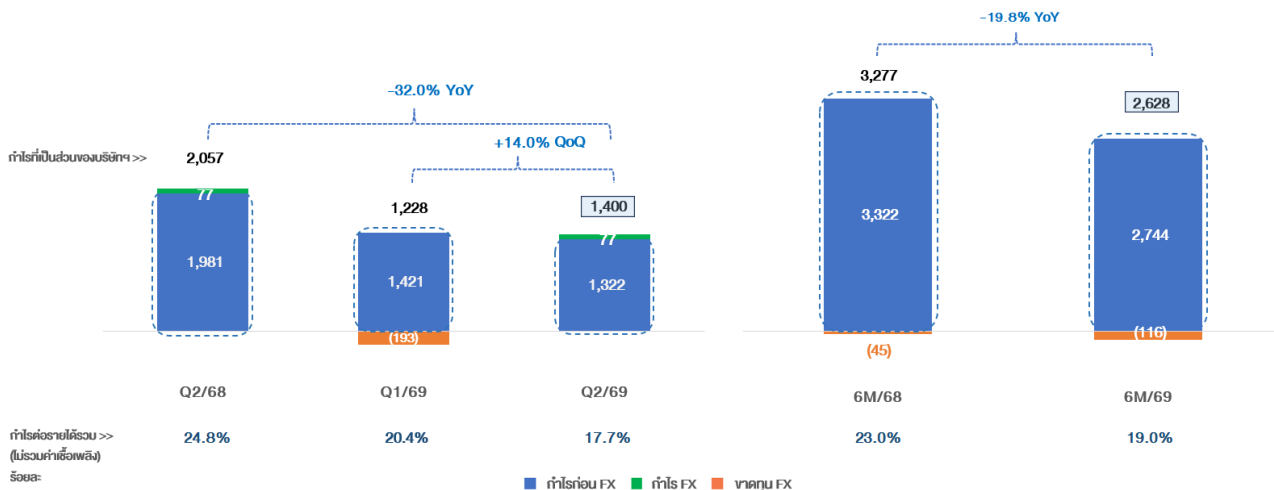
ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 บริษัทฯ มีรายได้รวมเท่ากับ 13,694 ล้านบาท ทั้งนี้ หากไม่รวมค่าซื้อเพลิง (pass-through) รายได้รวมเพิ่มขึ้น QoQ ร้อยละ 6.9 สาเหตุหลักเนื่องจากบริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก PE และ HPC เพิ่มขึ้นจากการเดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนเรียกเก็บไฟฟ้า ประกอบกับโรงไฟฟ้ามีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนในไตรมาสก่อน อีกทั้ง กลุ่มโรงไฟฟ้า SPPs เดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนการเรียกเก็บไฟฟ้าจาก กฟผ. และความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม

อย่างไรก็ตาม รายได้รวมลดลง YoY ร้อยละ 6.6 สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าพลังความร้อน RG ได้สิ้นสุด PPA กับ กฟผ. ประกอบกับ บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก HPC ลดลง จากปัจจัยการแข็งค่าของสกุลเงินบาทเมื่อเทียบกับสกุลเงินเหรียญสหรัฐ ซึ่งเป็นสกุลเงินอ้างอิงในการคำนวณรายได้ค่าขายไฟฟ้า รวมทั้ง รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก PE ลดลง จากการที่บริษัทฯ ลดสัดส่วนการถือหุ้นใน PE จากเดิมร้อยละ 36.26 เป็นร้อยละ 31.26 ทั้งนี้ การลดสัดส่วนดังกล่าวเป็นไปตาม Energy Transition Plan ของกลุ่มบริษัทฯ

EBITDA และ กำไรที่เป็นส่วนของบริษัทฯ



- ในไตรมาสที่ 2 และงวด 6 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มี EBITDA เท่ากับ 3,868 ล้านบาท และ 7,620 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงตามรายได้ที่กล่าวไว้ข้างต้น



- ในไตรมาสที่ 2 และงวด 6 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มีกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทฯ จำนวน 1,400 ล้านบาท และ 2,628 ล้านบาท ตามลำดับ เพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจาก บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก HPC และ PE เพิ่มขึ้นจากการเดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนเรียกเก็บไฟฟ้า ประกอบกับโรงไฟฟ้าห้วยซ่อมบำรุงตามแผนในไตรมาสก่อน รวมถึงกลุ่มโรงไฟฟ้า SPPs เดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนการเรียกเก็บไฟฟ้าจาก กฟผ. และความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม จนที่ ลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าพลังความร้อน RG ได้สิ้นสุด PPA กับ กฟผ. ตั้งแต่วันที่ 30 ตุลาคม 2568 ประกอบกับ บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก HPC ลดลง จากปัจจัยการแข็งค่าของสกุลเงินบาทเมื่อเทียบกับสกุลเงินเหรียญสหรัฐ ซึ่งเป็นสกุลเงินอ้างอิงในการคำนวณรายได้ค่าขายไฟฟ้า รวมทั้งรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก PE ลดลง จากการลดสัดส่วนการถือหุ้น ซึ่งเป็นไปตาม Energy Transition Plan ของกลุ่มบริษัทฯ

1. เหตุการณ์ที่สำคัญในไตรมาสที่ 2 ปี 2569

เหตุการณ์สำคัญที่เกิดขึ้นในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีดังต่อไปนี้

1.1 การเดินเครื่องเชิงพาณิชย์โครงการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กส่วนขยาย

วันที่ 1 เมษายน 2569 โครงการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (NNEG) ส่วนขยาย กำลังการผลิตไฟฟ้าสุทธิ 28.75 เมกะวัตต์ และความสามารถผลิตไอน้ำ 8 ตันต่อชั่วโมง ได้เดินเครื่องเชิงพาณิชย์แล้ว ความสำเร็จของโครงการส่วนขยายครั้งนี้ ส่งผลให้ NNEG มีกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิรวม 207.75 เมกะวัตต์ และมีกำลังผลิตไอน้ำรวม 48 ตันต่อชั่วโมง ซึ่งสามารถตอบสนองความต้องการด้านพลังงาน และเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้แก่ภาคอุตสาหกรรมอีกด้วย

โครงการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ตั้งอยู่ในเขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร จังหวัดปทุมธานี เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ประเภทสัญญา Firm ระบบโคเจนเนอเรชัน โดยผลิตกระแสไฟฟ้าและจำหน่ายให้กับกฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ 90 เมกะวัตต์ ระยะเวลา 25 ปี ส่วนไฟฟ้าและไอน้ำที่เหลือจำหน่ายให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร

1.2 การออกและเสนอขายหุ้นกู้

วันที่ 10 เมษายน 2569 บริษัทฯ ได้ดำเนินการออกและเสนอขายหุ้นกู้เพื่ออนุรักษ์สิ่งแวดล้อมต่อผู้ลงทุนสถาบัน มูลค่า 3,500 ล้านบาท โดยเป็นหุ้นกู้ชนิดระบุผู้ถือ ประเภทไม่ด้อยสิทธิ ไม่มีประกัน และไม่มีผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ วัตถุประสงค์เพื่อทดแทนเงินลงทุนในโครงการที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียน อาทิ โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม และเสริมประสิทธิภาพพอร์ตพลังงานทดแทนที่มีอยู่ หุ้นกูดังกล่าวมีอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 1.94 ต่อปี ครบกำหนดไถ่ถอนในปี 2573 โดยจะชำระดอกเบี้ยทุก 6 เดือน และจะชำระคืนเงินต้นหุ้นกู้ทั้งจำนวนในวันครบกำหนดไถ่ถอนหุ้นกู้ ทั้งนี้ บริษัทฯ ทริสเรกดิง จำกัด ได้จัดอันดับความน่าเชื่อถือของหุ้นกู้ที่เสนอขายครั้งนี้ที่ระดับ AA+ /Stable

1.3 การอนุมัติจัดสรรกำไรและจ่ายเงินปันผลประจำปี 2568

วันที่ 24 เมษายน 2569 ในการประชุมผู้ถือหุ้นสามัญประจำปี 2569 ผู้ถือหุ้นมีมติอนุมัติการจัดสรรกำไรประจำปี 2568 และอนุมัติการจ่ายเงินปันผลในอัตราหุ้นละ 1.60 บาท รวมเป็นเงิน 3,480 ล้านบาท โดยเมื่อหักเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลประกอบการ 6 เดือนแรกของปี 2568 ในอัตราหุ้นละ 0.80 บาท คิดเป็นเงิน 1,740 ล้านบาท ซึ่งได้จ่ายให้แก่ผู้ถือหุ้นแล้ว เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2568 จึงคงเหลือเงินปันผลที่จ่ายในงวดนี้ ในอัตราหุ้นละ 0.80 บาท คิดเป็นเงิน 1,740 ล้านบาท ซึ่งได้จ่ายแก่ผู้ถือหุ้นในวันที่ 22 พฤษภาคม 2569

 ความคืบหน้าของโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง (ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569)



โครงการโรงไฟฟ้า Song Giang 1	
ประเภทโรงไฟฟ้า	พลังงานน้ำ
กำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	12
ที่ตั้งโครงการ	จังหวัด Khanh Hoa ประเทศเวียดนาม
สัดส่วนการถือหุ้น	ร้อยละ 46.22
COD	ปี 2569
ความคืบหน้า	99%



โครงการโรงไฟฟ้า NPSI	
ประเภทโรงไฟฟ้า	พลังงานแสงอาทิตย์
กำลังการผลิตติดตั้ง (MWp)	145
ที่ตั้งโครงการ	จังหวัด Negros Occidental ประเทศฟิลิปปินส์
สัดส่วนการถือหุ้น	ร้อยละ 49
COD	ปี 2569
ความคืบหน้า	89%



โครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมือง บางปะอิน-นครราชสีมา (M6)	
ประเภท	ออกแบบ ก่อสร้างและบำรุงรักษาทาง โยธาและงานระบบด้านเก็บค่าผ่านทาง
เส้นทาง	บางปะอิน – นครราชสีมา
สัดส่วนการถือหุ้น	ร้อยละ 10
ระยะเวลาสัญญา	ระยะที่ 1 : ออกแบบและก่อสร้าง 3 ปี ระยะที่ 2 : บำรุงรักษา 30 ปี
COD	ปี 2570
ความคืบหน้า	91%

2. รายงานวิเคราะห์ผลการดำเนินงานตามงบการเงินรวม

การวิเคราะห์รายได้

หน่วย : ล้านบาท

	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	เปลี่ยนแปลง		6M/2568	6M/2569	เปลี่ยนแปลง
				%QoQ	%YoY			%YoY
รายได้จากการขายและการให้บริการ	5,748	9,516	10,646	11.9%	85.2%	10,631	20,162	89.7%
RG	1,933	553	521	-5.8%	-73.1%	3,445	1,074	-68.8%
HKP	-	5,567	6,499	16.7%	n.a.	-	12,065	n.a.
RAC	1,442	1,442	1,273	-11.7%	-11.7%	2,771	2,715	-2.0%
RCO	791	627	787	25.5%	-0.6%	1,397	1,414	1.2%
RPE	861	682	791	16.0%	-8.1%	1,638	1,474	-10.0%
RER	556	500	634	26.9%	14.0%	1,106	1,134	2.5%
อื่นๆ	164	146	140	-3.6%	-14.3%	274	286	4.6%
รายได้ตามสัญญาเช่า	457	1,202	1,022	-14.9%	123.8%	940	2,224	136.5%
ส่วนแบ่งกำไรจากในบริษัทร่วม/การร่วมค้า	2,429	1,284	1,526	18.9%	-37.2%	3,662	2,810	-23.3%
โครงการ IPP	2,374	785	1,478	88.4%	-37.7%	3,343	2,262	-32.3%
โครงการ SPP	61	80	8	-89.4%	-86.0%	147	89	-39.7%
โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำและพลังงานทดแทน	57	192	(90)	-147.1%	-257.9%	139	102	-27.2%
โครงการสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานและอื่นๆ	(62)	227	130	-42.7%	309.5%	32	357	1008.1%
รายได้อื่น	409	320	500	56.0%	22.1%	797	820	2.8%
รายได้ค่าบริการการจัดการ	95	63	62	-2.7%	-35.1%	194	125	-35.5%
รายได้ดอกเบี้ย	222	225	237	5.2%	6.8%	442	462	4.5%
รายได้เงินปันผล	14	-	19	n.a.	35.2%	14	19	35.2%
รายได้อื่นๆ	78	32	182	473.2%	132.5%	148	214	44.9%
รายได้รวม	9,043	12,321	13,694	11.1%	51.4%	16,030	26,015	62.3%

• โรงไฟฟ้าราชบุรี (RG)

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	เปลี่ยนแปลง		6M/2568	6M/2569	เปลี่ยนแปลง
				%QoQ	%YoY			%YoY
Availability Factor (%)								
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	100.00	-	-	n.a.	n.a.	100.00	-	n.a.
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	85.66	98.89	90.02	-9.0%	5.1%	92.38	94.43	2.2%
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)								
ก๊าซธรรมชาติ	3	-	-	n.a.	n.a.	34	-	n.a.
ราคาค่าเชื้อก๊าซถั่วเฉลี่ย								
ก๊าซธรรมชาติ (บาท/mmBTU)	306	-	-	n.a.	n.a.	312	-	n.a.

แผนการบำรุงรักษา	งวด 6 เดือน ปี 2568	งวด 6 เดือน ปี 2569
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 1	-	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 2	-	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เครื่องที่ 1	-	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เครื่องที่ 2	MO : 22 - 30 มิ.ย. 68 (9 วัน) (GT)	-
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เครื่องที่ 3	CI : 6 - 20 เม.ย. 68 (15 วัน) (GT) MI : 26 มี.ค. - 20 เม.ย. 68 (26 วัน) (ST)	CI+ : 29 มี.ค. - 19 เม.ย. 69 (22 วัน) (GT)

MO : Major Overhaul , CI : Combustion Inspection , MI : Minor Inspection , GT : Gas Turbine , ST : Steam Turbine

ในงวด 6 เดือน ปี 2569 โรงไฟฟ้าสามารถรักษาความพร้อมจ่ายในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมอยู่ที่ระดับร้อยละ 94.43 อันเป็นผลมาจากการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีแผนการบำรุงรักษาตามที่แสดงข้างต้น

รายได้ค่าขายไฟฟ้าที่ลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากการปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลง ซึ่งเป็นไปตามแผนการเรียกร้องไฟฟ้าของ กฟผ. รวมถึงการที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหน่วยผลิตที่ 1 และ 2 ได้ยุติการเดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเนื่องจากสิ้นสุดสัญญา PPA กับ กฟผ. เมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2568

นอกจากนี้ รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากรายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงจากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผน ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569

• โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหินกอง (HKP)

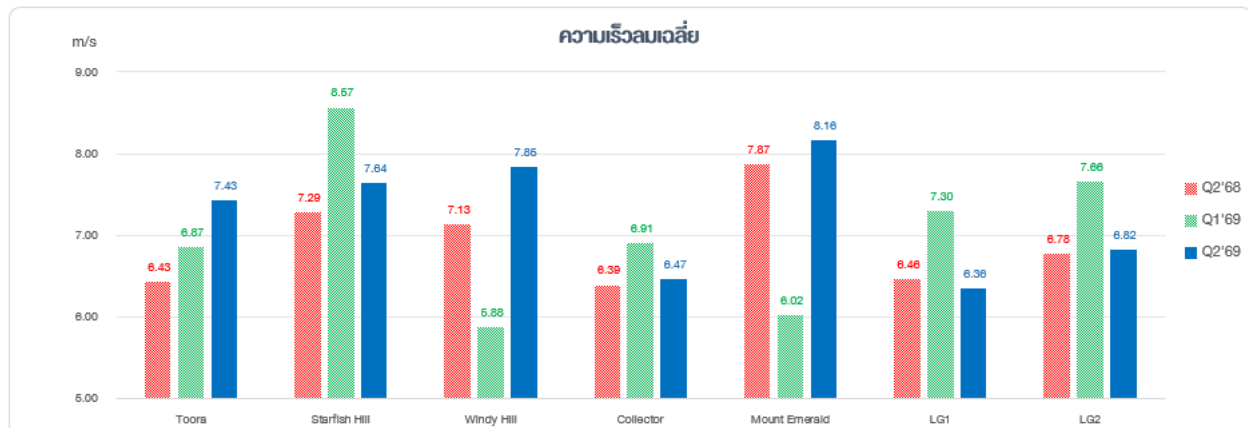
ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	เปลี่ยนแปลง		6M/2568	6M/2569	เปลี่ยนแปลง % YoY
				% QoQ	% YoY			
Availability Factor (%)	96.79	99.95	88.05	-11.9%	-9.0%	97.32	93.97	-3.4%
Dispatch Factor (%DF)	90.09	95.82	93.15	-2.8%	3.4%	92.98	94.52	1.7%
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)								
ก๊าซธรรมชาติ	2,671	2,896	2,676	-7.6%	0.2%	5,511	5,573	1.1%
ราคาค่าเชื้อเพลิง								
ก๊าซธรรมชาติ (บาท/mmBTU)	304	276	350	26.8%	15.2%	311	313	0.7%

แผนการบำรุงรักษา	งวด 6 เดือน ปี 2568	งวด 6 เดือน ปี 2569
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 1	CI Plus : 29 มิ.ย. - 21 ก.ค. 68 (23 วัน)	-
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 2	-	CI Plus : 1 - 21 เม.ย. 69 (21 วัน)

CI : Combustion Inspection

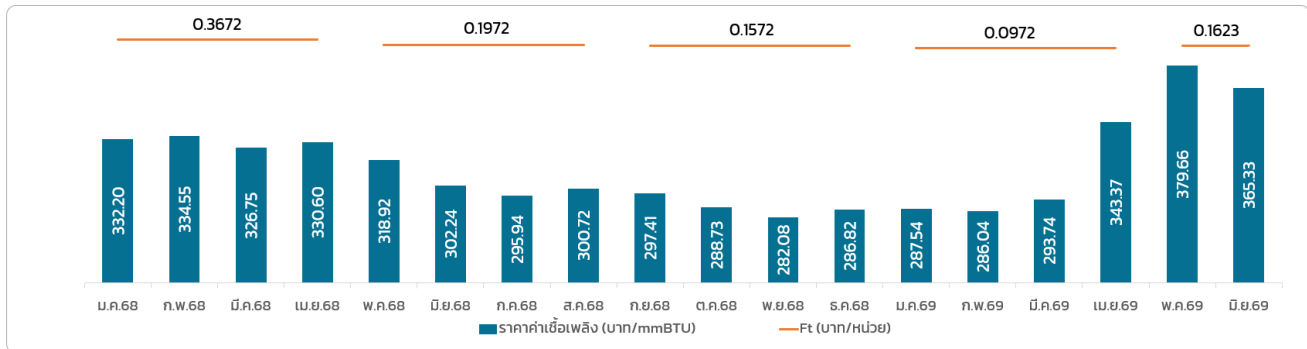
รายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ และราคาค่าเชื้อเพลิง Energy Pool Price (EPP) ปรับตัวสูงขึ้น ขณะที่โรงไฟฟ้ามีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เพื่อความสามารถในการรักษาความพร้อมจ่ายในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง

• โรงไฟฟ้าของ RAC



รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง QoQ และ YoY สาเหตุหลักเนื่องจากราคาค่าขายไฟฟ้าทางตอนใต้ของประเทศไทยลดลง ส่งผลให้โรงไฟฟ้า LG และ SP ได้รับรายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง อย่างไรก็ตาม รายได้จากการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลม Mt. Emerald และ Collector เพิ่มขึ้น โดยได้รับปัจจัยสนับสนุนจากความเร็วลมเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้น

• โรงไฟฟ้า SPPs



ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อรายได้	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	เปลี่ยนแปลง		6M/2568	6M/2569	เปลี่ยนแปลง
				%QoQ	%YoY			%YoY
RPE								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	61	64	63	-0.5%	3.5%	124	127	2.7%
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) (GWh)	94	78	89	13.7%	-5.1%	178	167	-6.1%
Gross Profit Margin (%)	14.8%	24.6%	17.6%	-28.5%	18.9%	19.3%	20.8%	7.8%
RCO								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	158	147	165	12.3%	3.9%	287	311	8.6%
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม (IUs) (GWh)	36	36	39	8.0%	7.1%	70	74	6.6%
Gross Profit Margin (%)	19.0%	24.8%	19.2%	-22.5%	1.0%	18.0%	21.7%	20.2%
RER								
ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (GWh)	160	152	167	10.4%	4.4%	313	319	2.0%
Gross Profit Margin (%)	28.7%	30.9%	26.4%	-14.3%	-7.8%	28.9%	28.4%	-1.7%

• โรงไฟฟ้า RPE

อัตรากำไรขั้นต้นในงวด 6 เดือนของโรงไฟฟ้า อยู่ในระดับร้อยละ 20 – 21 จากการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากค่า Ft ที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับในเดือนมิถุนายน 2568 RPE มีรายได้จาก กฟผ. เพิ่มเติม จากส่วนต่างราคาค่าก๊าซธรรมชาติในเดือน กันยายน - ธันวาคม 2566 ตามที่ ปตท. เรียกเก็บ

อย่างไรก็ตามรายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามความต้องการของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับค่า Ft และ ราคาค่าก๊าซปรับตัวสูงขึ้น ตามรายละเอียดกราฟข้างต้น

- **โรงไฟฟ้า RCO**

อัตรากำไรขั้นต้นในงวด 6 เดือนของโรงไฟฟ้า อยู่ในระดับร้อยละ 22 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อนเนื่องจากการหยุดซ่อมตามแผน (Major Overhaul) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ประกอบกับ โรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนแผนการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. และความต้องการของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น รวมทั้ง ราคาค่าก๊าซปรับตัวสูงขึ้น ตามรายละเอียดกราฟข้างต้น ส่งผลให้รายได้ค่าขายไฟฟ้าสำหรับงวด 6 เดือนเพิ่มขึ้น

ขณะที่ ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจาก ในเดือนมิถุนายน ปี 2568 RCO มีรายได้จาก กฟผ. เพิ่มเติม จากส่วนต่างราคาค่าก๊าซธรรมชาติในเดือน กันยายน - ธันวาคม 2566 ตามที่ ปตท. เรียกกู้

นอกจากนี้ รายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่า Ft และ ราคาค่าก๊าซปรับตัวเพิ่มขึ้น

- **โรงไฟฟ้า RER**

รายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น QoQ และ YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. ประกอบกับราคาค่าก๊าซที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ได้รับค่าซื้อเพลิง (Energy Payment) เพิ่มขึ้น

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

โครงการ IPPs

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนไพตัน (PE)

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	เปลี่ยนแปลง		6M/2568	6M/2569	เปลี่ยนแปลง
				%QoQ	%YoY			%YoY
Availability Factor (%)								
หน่วยที่ 3	95.83	97.31	93.46	-4.0%	-2.5%	95.30	95.38	0.1%
หน่วยที่ 7/8	98.89	77.83	95.80	23.1%	-3.1%	84.35	86.87	3.0%
Dispatch Factor (%DF)								
หน่วยที่ 3	72.31	91.35	88.54	-3.1%	22.4%	69.24	89.97	29.9%
หน่วยที่ 7/8	74.78	85.69	90.52	5.6%	21.0%	62.95	88.37	40.4%

แผนการบำรุงรักษา	งวด 6 เดือน ปี 2568	งวด 6 เดือน ปี 2569
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 3	-	-
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 7	-	MI : 1 - 30 ม.ค. 69 (30 วัน)
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 8	MO : 22 ธ.ค. 67 - 12 ก.พ. 68 (53 วัน) (ST)	-

MO : Major Overhaul, MI : Minor Inspection

ส่วนแบ่งกำไรจาก PE เพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้นตามแผนการเรียกเก็บไฟฟ้าของการไฟฟ้าอินโดนีเซีย (PLN) ประกอบกับโรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องเพื่อบำรุงรักษาตามแผนในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ตามตารางข้างต้น

อย่างไรก็ตาม ส่วนแบ่งกำไรจาก PE ลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากบริษัทฯ ได้จำหน่ายเงินลงทุนใน PE ในสัดส่วนร้อยละ 5 ทำให้สัดส่วนการถือหุ้นใน PE ลดลงจากเดิมร้อยละ 36.26 เป็นร้อยละ 31.26 ทั้งนี้ การลดสัดส่วนดังกล่าวเป็นไปตาม Energy Transition Plan ของกลุ่มบริษัทฯ

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสา (HPC)

ปัจจัยที่ส่งผลต่อรายได้	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	เปลี่ยนแปลง		6M/2568	6M/2569	เปลี่ยนแปลง
				%QoQ	%YoY			%YoY
Commercial Equivalent Availability Factor (%)	96.80	86.20	90.16	4.6%	-6.9%	88.79	88.19	-0.7%
EGAT Dispatch Factor (% DF)	103.23	103.11	103.42	0.3%	0.2%	103.24	103.27	0.0%
EDL Dispatch Factor (% DF)	113.02	115.18	117.34	1.9%	3.8%	115.67	116.30	0.5%
FX ถัวเฉลี่ย (บาท/USD)	32.85	31.76	32.32	1.8%	-1.6%	33.37	32.87	-1.5%

แผนการบำรุงรักษา	งวด 6 เดือน ปี 2568	งวด 6 เดือน ปี 2569
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 1	YM : 21 ธ.ค. 67 - 10 ม.ค. 68 (21 วัน)	-
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 2	-	ME : 1 - 8 ม.ค. 69 (8 วัน)
โรงไฟฟ้า - หน่วยที่ 3	YM : 11 ก.พ. - 2 มี.ค. 68 (20 วัน)	YM : 8 ก.พ. - 2 มี.ค. 69 (23 วัน)

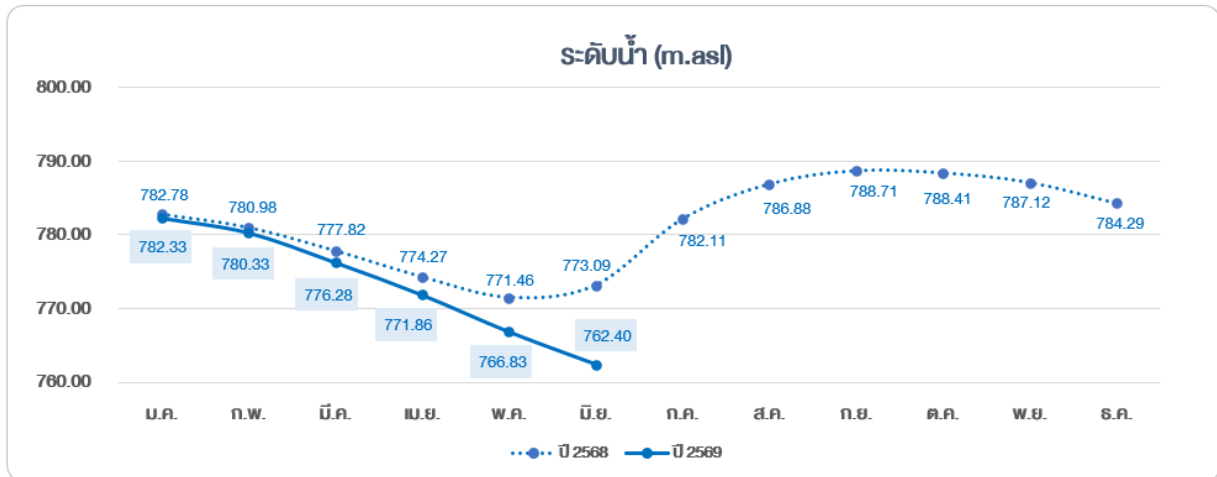
ME : Maintenance Extension, YM : Yearly Maintenance

ส่วนแบ่งกำไรจาก HPC เพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น ตามแผนเรียกเก็บไฟฟ้าจาก กฟผ. ประกอบกับ โรงไฟฟ้ามีค่าความพร้อมจ่ายเพิ่มขึ้น ตามตารางการซ่อมบำรุงรักษาตามแผนข้างต้น

อย่างไรก็ตาม ส่วนแบ่งกำไรจาก HPC ลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจาก รายได้ค่าขายไฟฟ้าลดลงจากปัจจัยการแข็งค่าของสกุลเงินบาทเมื่อเทียบกับสกุลเงินเหรียญสหรัฐ ซึ่งเป็นสกุลเงินอ้างอิงในการคำนวณรายได้ค่าขายไฟฟ้า

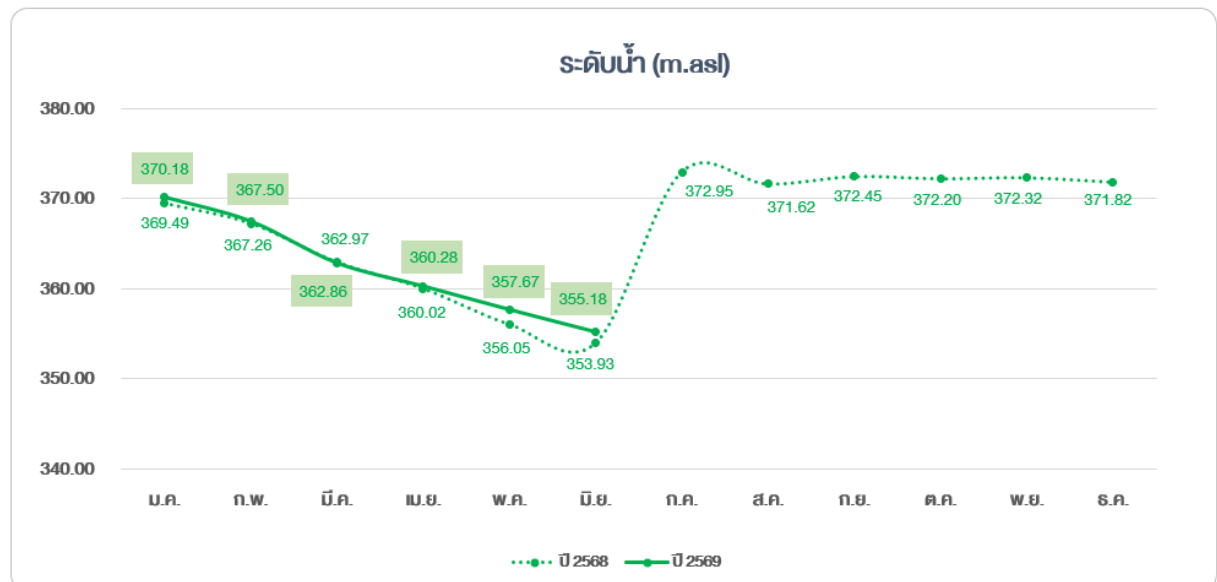
โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

- โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อน-เขื่อนน้อย (PNPC)



ส่วนแบ่งกำไรจาก PNPC เพิ่มขึ้น QoQ และ YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้นจากการบริหารจัดการน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำในช่วงครึ่งปีแรกได้อย่างมีประสิทธิภาพ ถึงแม้ว่าปริมาณน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำลดลง ประกอบกับ PNPC ได้รับรายได้ค่าขายไฟฟ้าเพิ่มเติมในรูปแบบของ Excess Energy ในช่วงเดือน เมษายนและพฤษภาคม 2569 ซึ่งเป็นไปตามแผนการเรียกเก็บไฟฟ้าจาก กฟผ.

- โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำจืด 2 (NN2)



ส่วนแบ่งกำไรจาก NN2 ลดลง QoQ จากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องลดลง ตามปริมาณน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำลดลงตามฤดูกาล

ส่วนแบ่งกำไรจาก NN2 ลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องลดลงตามแผนการเรียกเก็บไฟฟ้าจาก กฟผ. ประกอบกับราคาค่าขายไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยลดลง เป็นผลมาจากการแข็งค่าของสกุลเงินเหรียญสหรัฐ ซึ่งเป็นปัจจัยในการคำนวณรายได้ค่าขายไฟฟ้า

การวิเคราะห์ EBITDA และกำไรที่เป็นส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ

หน่วย : ล้านบาท

	Q2/2568	Q1/2569	Q2/2569	เปลี่ยนแปลง		6M/2568	6M/2569	เปลี่ยนแปลง
				%QoQ	%YoY			% YoY
รวมรายได้	9,043	12,321	13,694	11.1%	51.4%	16,030	26,015	62.3%
ต้นทุนขาย	3,983	7,675	9,072	18.2%	127.7%	7,012	16,747	138.8%
RG	1,641	438	455	3.9%	-72.3%	2,751	893	-67.6%
HKP	-	5,341	6,282	17.6%	n.a.	-	11,623	n.a.
RAC	553	539	496	-7.9%	-10.3%	969	1,035	6.8%
RCO	641	472	636	34.8%	-0.8%	1,145	1,107	-3.3%
RPE	735	515	653	26.8%	-11.1%	1,323	1,169	-11.7%
RER	397	346	467	35.0%	17.6%	786	812	3.3%
อื่นๆ	17	24	84	242.0%	388.5%	37	108	193.0%
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	718	894	753	-15.8%	5.0%	1,482	1,648	11.2%
รวมค่าใช้จ่าย	4,701	8,570	9,825	14.7%	109.0%	8,495	18,395	116.5%
EBITDA	4,342	3,752	3,868	3.1%	-10.9%	7,536	7,620	1.1%
หัก ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	966	975	1,007	3.3%	4.2%	1,904	1,982	4.1%
(กำไร) ขาดทุนจากการเปลี่ยนแปลง								
มูลค่ายุติธรรมของอนุพันธ์	246	(97)	(10)	89.7%	n.a.	(364)	(107)	-70.5%
ต้นทุนทางการเงิน	1,021	1,161	1,139	-2.0%	11.6%	2,038	2,300	12.9%
ภาษีเงินได้	62	32	150	374.1%	140.7%	534	182	-66.0%
กำไรก่อนกำไร (ขาดทุน) จาก FX	2,046	1,681	1,583	-5.8%	-22.7%	3,425	3,264	-4.7%
กำไร (ขาดทุน) จาก FX	77	(193)	77	n.a.	1.0%	(45)	(116)	-156.7%
กำไรสำหรับงวด	2,123	1,488	1,660	11.6%	-21.8%	3,380	3,148	-6.8%
หัก ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	66	260	261	0.3%	297.1%	102	520	408.1%
กำไรที่เป็นส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ	2,057	1,228	1,400	14.0%	-32.0%	3,277	2,628	-19.8%
หัก ผลกระทบกำไร (ขาดทุน) จาก FX	77	(193)	77	n.a.	1.0%	(45)	(116)	-156.7%
กำไรปกติ (Normal Profit)	1,981	1,421	1,322	-7.0%	-33.2%	3,322	2,744	-17.4%

ในไตรมาสที่ 2 และงวด 6 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มี EBITDA จำนวน 3,868 ล้านบาท และ 7,620 ล้านบาท ตามลำดับ โดย EBITDA เปลี่ยนแปลงจากปัจจัยที่มีผลต่อรายได้ ตามที่ได้แจ้งไว้ข้างต้น ขณะที่การเปลี่ยนแปลงของต้นทุนขาย มีสาเหตุหลัก ดังนี้

ต้นทุนขาย

• โรงไฟฟ้า RG

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากต้นทุนค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นจากการที่โรงไฟฟ้าหยุดซ่อมบำรุงตามแผนตั้งแต่วันที่ 29 มีนาคม ถึง 19 เมษายน 2569

ขณะที่ ต้นทุนขายลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจากปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลง ซึ่งเป็นไปตามแผนการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. รวมถึงการที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหน่วยผลิตที่ 1 และ 2 ได้ยุติการเดินเครื่องเพื่อจ่ายไฟฟ้าจากระบบเนื่องจากสิ้นสุดสัญญา PPA กับ กฟผ. เมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2568

• โรงไฟฟ้า HKP

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น QoQ เนื่องจากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาค่าซื้อเพลิงปรับตัวสูงขึ้น

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น YoY จากการเปลี่ยนสถานะจากการร่วมค้าเป็นบริษัทย่อย ส่งผลให้บริษัทฯ รับรู้ต้นทุนขายของ HKP ตามเกณฑ์การจัดทำงานการเงินรวม

• โรงไฟฟ้าของ RAC

ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ต้นทุนขายลดลง QoQ และ YoY สาเหตุหลักเนื่องจากต้นทุนค่าซื้อเพลิงลดลง ซึ่งสอดคล้องกับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า SP

ขณะที่ ในงวด 6 เดือน ปี 2569 ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น โดยมีสาเหตุหลักจาก โรงไฟฟ้า Townsville เดินเครื่องเพิ่มขึ้นหลังจากเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าฉบับใหม่ ระยะเวลา 10 ปี ในบทบาทการเป็นโรงไฟฟ้าที่เข้ามาช่วยเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าให้แก่รัฐควีนส์แลนด์ ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าได้กลับมาเดินเครื่องอีกครั้งตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2568 หลังการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ (Major Overhaul) ซึ่งดำเนินการภายหลัง PPA ฉบับเดิมสิ้นสุดลงเมื่อวันที่ 6 กุมภาพันธ์ 2568

• โรงไฟฟ้า RPE และ RCO

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น QoQ สาเหตุหลักเนื่องจากราคาค่าซื้อเพลิงที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

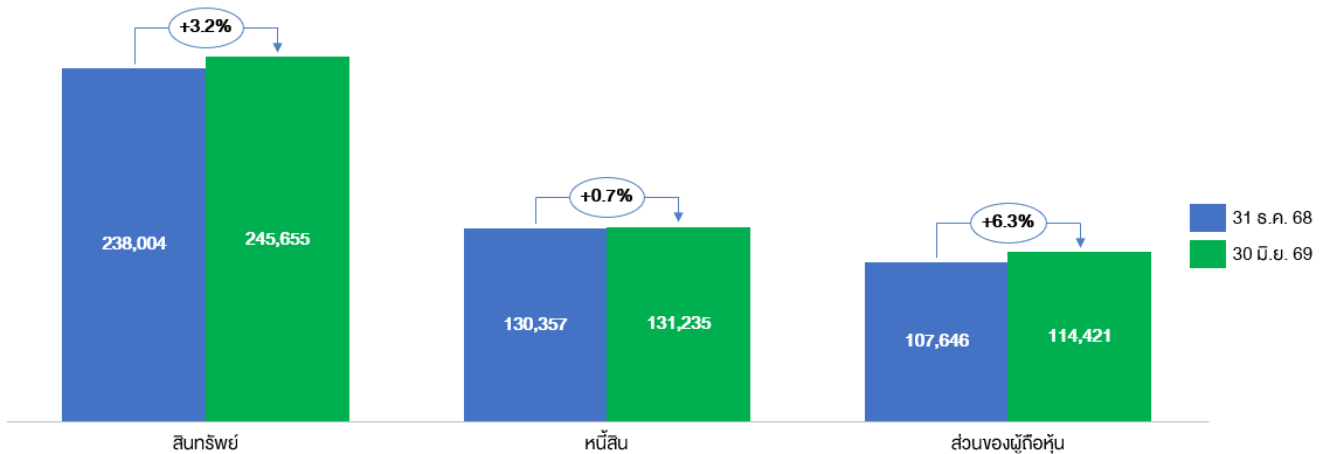
ต้นทุนขายลดลง YoY สาเหตุหลักเนื่องจาก ในเดือนมิถุนายน ปี 2568 RPE และ RCO ถูกเรียกเก็บค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติของเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 จาก ปตท.

• โรงไฟฟ้า RER

ต้นทุนขายเพิ่มขึ้น QoQ และ YoY สอดคล้องกับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า และราคาค่าซื้อเพลิงที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

จาก EBITDA ดังกล่าว บริษัทฯ รับรู้กำไรจากการเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมของการป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสดของกลุ่มบริษัทฯ ซึ่งมีสาเหตุมาจากการเปลี่ยนแปลงของมูลค่ายุติธรรมของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย รวมทั้งบริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในส่วนของการซื้อและค่าตัดจำหน่าย ต้นทุนทางการเงิน และ ภาษีเงินได้ ส่งผลให้ในไตรมาสที่ 2 และงวด 6 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มีกำไรส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ จำนวน 1,400 ล้านบาท และ 2,628 ล้านบาท ตามลำดับ ทั้งนี้ หากไม่รวมผลกระทบจาก FX ในไตรมาสที่ 2 และ งวด 6 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มีกำไรปกติจำนวน 1,322 ล้านบาท และ 2,744 ล้านบาท ตามลำดับ

3. รายงานวิเคราะห์ฐานะการเงิน



สิรินครวิทย์

สิรินครวิทย์ เพิ่มขึ้นจำนวน 7,651 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 3.2 สาเหตุหลัก ดังนี้

- ลูกหนี้การค้าที่เกี่ยวเนื่องกันเพิ่มขึ้น 2,584 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากรายได้ค่าขายไฟฟ้าของ HKP ในเดือนพฤษภาคมและมิถุนายน 2569 สูงกว่าในเดือนพฤศจิกายนและธันวาคม 2568 เนื่องจากราคาซื้อพลังงาน Energy Pool Price (EPP) ปรับตัวสูงขึ้น

- เงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมเพิ่มขึ้นจำนวน 1,738 ล้านบาท สาเหตุหลัก ดังนี้

ปัจจัยเพิ่มเงินลงทุน

- รับรู้ส่วนแบ่งกำไร และส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จ ในระหว่างงวดจำนวนทั้งสิ้น 3,287 ล้านบาท
- ชำระเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมเป็นเงินจำนวนรวม 193 ล้านบาท
- ขายเงินลงทุนและจัดประเภทใหม่ ผลกระทบจาก FX และอื่นๆ จำนวนรวม 199 ล้านบาท

ปัจจัยลดเงินลงทุน

- รับเงินปันผลจากการร่วมค้าและบริษัทร่วมเป็นจำนวนเงินรวม 1,941 ล้านบาท

- สิรินครวิทย์ทางการเงินหมุนเวียนอื่นและสิรินครวิทย์ทางการเงินไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 2,693 ล้านบาท

- ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจำนวน 1,122 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากสกุลเงินเหรียญออสเตรเลียแข็งค่าขึ้น เมื่อเทียบกับสกุลเงินสหรัฐฯ และสกุลเงินบาท ส่งผลให้ ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ ในสกุลเงินออสเตรเลีย มีมูลค่าเพิ่มขึ้น

- เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงจำนวน 962 ล้านบาท รายละเอียดชี้แจงไว้ในข้อ 4

หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น

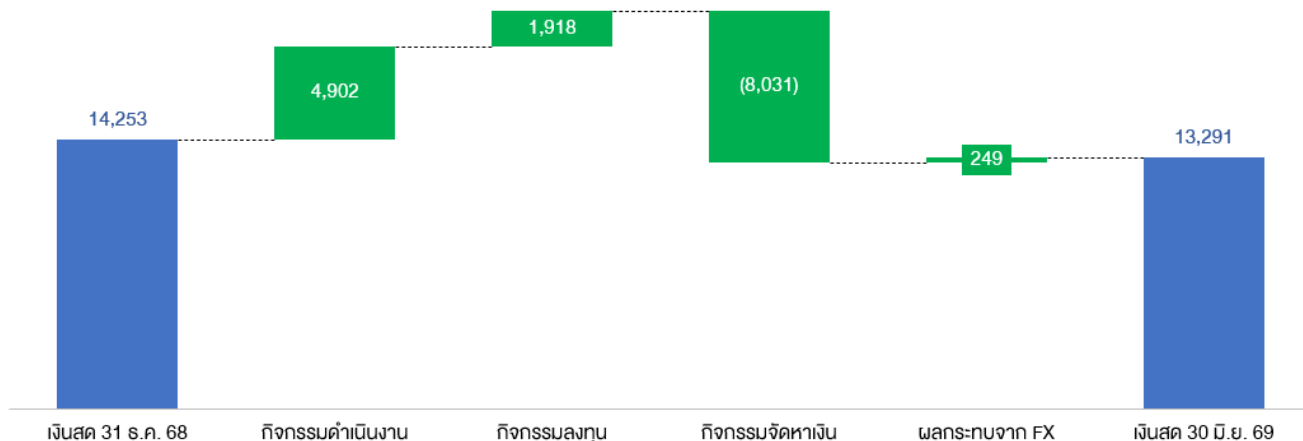
 หนี้สิน เพิ่มขึ้นจำนวน 878 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 0.7 สาเหตุหลัก ดังนี้

- หนี้สิน เพิ่มขึ้นจำนวน 4,046 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจาก วันที่ 10 เมษายน 2569 บริษัทฯ ได้ดำเนินการออกและเสนอขายหุ้นกู้เพื่ออนุรักษ์สิ่งแวดล้อมต่อผู้ลงทุนสถาบัน จำนวน 3,500 ล้านบาท ตามที่ได้ชี้แจงไว้ในข้อ 1.2 ประกอบกับ สกกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ แจึงค่าขึ้นเมื่อเทียบกับสกุลเงินบาท ส่งผลให้หุ้นกู้สกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ มีมูลค่าเพิ่มขึ้น
- เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินลดลงสุทธิจำนวน 3,797 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจาก กลุ่มบริษัทฯ ชำระเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินสุทธิ จำนวน 6,501 ล้านบาท ขณะที่สกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ แจึงค่าขึ้นเมื่อเทียบกับสกุลเงินบาท ส่งผลให้เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินสกุลเหรียญสหรัฐฯ มีมูลค่าเพิ่มขึ้น

 ส่วนของผู้ถือหุ้น เพิ่มขึ้น 6,775 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 6.3 สาเหตุหลัก ดังนี้

- รับรู้กำไรสำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569 จำนวน 2,628 ล้านบาท
- บริษัทฯ จ่ายปันผลให้แก่ผู้ถือหุ้นระหว่างงวด ทำให้กำไรสะสมลดลงจำนวน 1,740 ล้านบาท
- องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้นเพิ่มขึ้น จำนวน 6,370 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากสำรองจากการแปลงค่างบการเงินจำนวน 5,144 ล้านบาท ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) เบ็ดเสร็จอื่นของการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 477 ล้านบาท สำรองการป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสดจำนวน 590 ล้านบาท และ สำรองการเปลี่ยนแปลงในมูลค่ายุติธรรมจำนวน 159 ล้านบาท

4. รายงานวิเคราะห์กระแสเงินสด



เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดคงเหลือของบริษัทฯ และบริษัทย่อย ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 เป็นจำนวน 13,291 ล้านบาท ลดลงจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 (14,253 ล้านบาท) เป็นจำนวน 962 ล้านบาท สรุปสาเหตุหลักได้ดังนี้

เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 4,902 ล้านบาท สาเหตุเนื่องจากผลการดำเนินงานสำหรับงวด 6 เดือน ปี 2569 ทำให้เงินสดเพิ่มขึ้น 4,717 ล้านบาท ปรับปรุงด้วยการเปลี่ยนแปลงของสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานในระหว่างงวดจำนวน 185 ล้านบาท

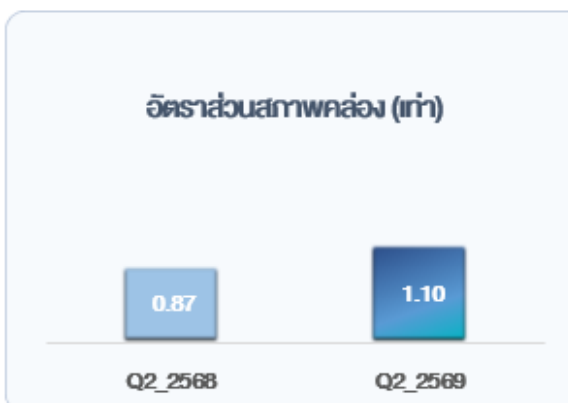
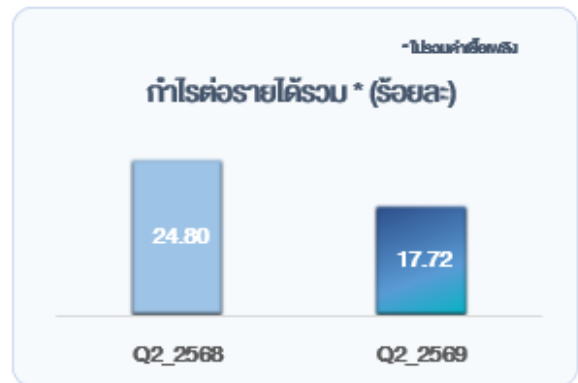
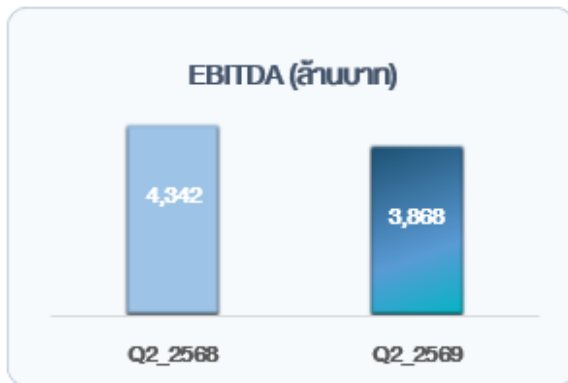
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมลงทุนจำนวน 1,918 ล้านบาท สาเหตุหลักดังนี้

- บริษัทฯ รับเงินจากการลดสัดส่วนการถือหุ้นใน PE จำนวน 2,648 ล้านบาท
- บริษัทฯ รับเงินปันผล และ ดอกเบี้ยรับ เป็นจำนวน 1,954 ล้านบาท และ 285 ล้านบาท ตามลำดับ
- บริษัทฯ จ่ายเงินสุทธิในสินทรัพย์ทางการเงินจำนวน 2,501 ล้านบาท
- บริษัทฯ จ่ายเงินเพื่อซื้ออาคารและอุปกรณ์จำนวน 296 ล้านบาท

เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 8,031 ล้านบาท สาเหตุหลักดังนี้

- บริษัทฯ จ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินสุทธิ จำนวน 6,501 ล้านบาท
- บริษัทฯ จ่ายชำระดอกเบี้ยในระหว่างงวด เป็นจำนวน 2,156 ล้านบาท
- บริษัทฯ จ่ายเงินปันผลให้แก่ผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ จำนวน 1,739 ล้านบาท
- เงินสดรับจากการออกหุ้นกู้จำนวน 3,500 ล้านบาท

5. อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ (คำนวณโดยใช้ค่าไร้ปกติ)



6. ปัจจัยที่อาจมีผลต่อการดำเนินงานหรือการเติบโตในอนาคต

ภาคธุรกิจพลังงานจะยังคงเผชิญกับการเปลี่ยนแปลงจากปัจจัยทั้งด้านการเปลี่ยนแปลงด้านสภาพภูมิอากาศ ความเสี่ยงด้านนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า ภูมิรัฐศาสตร์ เทคโนโลยี นโยบายด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม ตลอดจนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition) ซึ่งส่งผลกระทบต่อรูปแบบการแข่งขัน โอกาสการลงทุน ต้นทุนทางการเงิน และผลตอบแทนของโครงการลงทุนทั้งในประเทศและต่างประเทศ

บริษัทฯ ได้ติดตามและประเมินปัจจัยแวดล้อมอย่างต่อเนื่อง เพื่อสนับสนุนการตัดสินใจเชิงกลยุทธ์ การบริหารพอร์ตการลงทุน และการบริหารความเสี่ยงในระดับองค์กร และระดับโครงการ โดยปัจจัยสำคัญที่อาจส่งผลต่อการดำเนินงานและการเติบโตในอนาคต ประกอบด้วย

1. **การเปลี่ยนแปลงด้านสภาพภูมิอากาศ** ซึ่งส่งผลต่อการดำเนินงานของสินทรัพย์ในภูมิภาคต่าง ๆ และนโยบายด้านพลังงานของภาครัฐในแต่ละประเทศ เพื่อส่งเสริมการลงทุนตามแนวทาง ESG (Environment, Social, Governance)

แนวทางบริหารความเสี่ยง บริษัทฯ แต่งตั้งคณะกรรมการความยั่งยืน เพื่อดำเนินการให้สอดคล้องกับนโยบายของภาครัฐ

2. **ความเสี่ยงด้านนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า** ภาครัฐมีนโยบายที่จะลดค่าไฟฟ้าภายในประเทศเพื่อลดภาระค่าใช้จ่ายของประชาชน และเพิ่มศักยภาพการแข่งขันของประเทศซึ่งกระทบรายได้ของสินทรัพย์โรงไฟฟ้า SPP และ VSPP

แนวทางบริหารความเสี่ยง บริษัทฯ บริหารจัดการเพื่อควบคุมต้นทุนของโครงการ และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าให้ลดลงอยู่ในระดับที่เหมาะสม และแสวงหาลูกค้าอุตสาหกรรม (Industrial Users : IUs) ที่มีศักยภาพเพิ่มมากขึ้น

3. **ความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์** จากความขัดแย้งระหว่างประเทศมีผลกระทบต่อการดำเนินธุรกิจโดยวงกว้างไม่ว่าจะเกิดจากสงครามการค้าระหว่างประเทศ, ความตึงเครียดในภูมิภาคต่าง ๆ รวมไปถึงการเกิดสงครามระหว่างประเทศ ล้วนส่งผลกระทบต่อราคาเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้า SPP เพิ่มขึ้น หรืออาจทำให้เกิด Supply Chain Disruption ของโรงไฟฟ้าทั้งที่เดินเครื่องแล้ว หรืออยู่ระหว่างการพัฒนา

แนวทางบริหารความเสี่ยง บริษัทฯ ติดตามสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างประเทศที่มีแนวโน้มจะส่งผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญกับสินทรัพย์และความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานในประเทศต่างๆ

4. **การเปลี่ยนแปลงด้านเทคโนโลยีที่มีนัยสำคัญ** นวัตกรรมด้านพลังงานมีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างรวดเร็ว ได้แก่ Smart Grid และ Smart Metering เพื่อการซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer, ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage), เทคโนโลยีกักเก็บคาร์บอนในแบบต่าง ๆ และเทคโนโลยีการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิง รวมทั้งการพัฒนาเทคโนโลยี Artificial Intelligence (AI) ที่จะเข้ามามีบทบาทในธุรกิจด้านพลังงานมากขึ้นในอนาคต เหล่านี้ล้วนทำให้เกิดมีความเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญต่อทิศทางอุตสาหกรรมพลังงาน และการผลิตไฟฟ้าในอนาคต

แนวทางบริหารความเสี่ยง ติดตามและประเมินศักยภาพของเทคโนโลยีพลังงานแห่งอนาคต อาทิ พลังงานไฮโดรเจน เชื้อเพลิงแอมโมเนียสีเขียว และเทคโนโลยีเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ (Small Modular Reactor: SMR) ตลอดจนแนวโน้มโครงสร้างพื้นฐานพลังงานอัจฉริยะ เช่น ศูนย์ข้อมูล (Data Center) โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) และระบบบริหารจัดการพลังงาน (Energy Management System) เพื่อรองรับการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เสริมสร้างความยืดหยุ่นของระบบพลังงาน และเตรียมความพร้อมต่อการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานในระยะยาว