

MD&A

Q3/2569

คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ
ไตรมาสที่ 3 ปี 2569

SMART ENERGY FOR EVOLVING LIFE

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาสที่ 3 ปี 2569

ราคาก๊าซธรรมชาติ: **ราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับกิจการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบ Pool Gas ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 384 บาทต่อล้านบีทียู เพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 11 จากค่าเฉลี่ย 345 บาทต่อล้านบีทียูในไตรมาสที่ 2 ปี 2569** โดยปรับตัวเพิ่มขึ้นต่อเนื่องนับตั้งแต่ต้นปี สาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่มีสัดส่วนประมาณร้อยละ 30 ของราคา Pool Gas ปรับตัวสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตั้งแต่เดือนมีนาคม 2569 **การปรับตัวสูงขึ้นนี้ได้รับแรงกดดันจากความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์**ระหว่างสหรัฐอเมริกากับอิหร่านในภูมิภาคตะวันออกกลางส่งผลกระทบต่อการผลิตก๊าซธรรมชาติในบริเวณอ่าวเปอร์เซีย และทำให้**การขนส่งพลังงานผ่านช่องแคบฮอร์มุสเผชิญข้อจำกัดอย่างต่อเนื่อง** โดยช่องแคบดังกล่าวเป็นเส้นทางขนส่ง LNG ที่สำคัญ คิดเป็นประมาณร้อยละ 20 ของปริมาณการค้า LNG ทั่วโลก นอกจากนี้สถานการณ์ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีความตึงเครียดเพิ่มขึ้นจากการโจมตีโครงสร้างพื้นฐานในซาอุดีอาระเบีย ของกลุ่มฮูตีในเยเมน รวมถึงการประกาศเข้าควบคุมช่องแคบบาบเอลมันเดบ (Bab-el-Mandeb) ซึ่งเชื่อมต่อทะเลแดง (Red Sea) กับอ่าวเอเดน (Gulf of Aden) และเป็นส่วนหนึ่งของเส้นทางเดินเรือผ่านคลองสุเอซ ส่งผลให้ความเสี่ยงด้านการขนส่งพลังงานและความตึงตัวของอุปทานในตลาดโลกเพิ่มสูงขึ้น ประกอบกับ**ความต้องการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งในต่างประเทศและในประเทศไทยเพิ่มขึ้น** โดย**ในต่างประเทศ** มีการจัดหาเพิ่มขึ้นเพื่อรองรับฤดูหนาว โดยเฉพาะในยุโรป ซึ่งมีปริมาณก๊าซธรรมชาติคงคลังอยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในช่วงหลายปีที่ผ่านมา **ส่งผลให้ราคา LNG ในตลาดจร (Spot LNG) ปรับตัวสูงขึ้นอยู่ที่ประมาณ 25 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในเดือนกันยายน 2569** โดยปรับตัวจากระดับ 18–20 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และระดับประมาณ 10–11 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในเดือนกุมภาพันธ์ 2569 **และความต้องการภายในประเทศไทย** ในช่วงเดือนมกราคม–กรกฎาคม 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.5 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน) โดยมีปัจจัยหลักจากการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 11.7 ตามสภาพอากาศที่ร้อนกว่าปีก่อนและความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น **ส่งผลให้ปริมาณการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นร้อยละ 26.5 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ทั้งนี้ ความต้องการนำเข้า LNG ที่เพิ่มขึ้นในช่วงที่ราคาตลาดโลกอยู่ในระดับสูงเป็นปัจจัยสนับสนุนให้ราคา Pool Gas ของไทยปรับตัวเพิ่มขึ้น**

ราคาถ่านหิน: **ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ดัชนีราคาถ่านหิน (อ้างอิง Newcastle Coal: NEWC) ทรงตัวอยู่ที่ค่าเฉลี่ยประมาณ 135 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ซึ่งใกล้เคียงกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ที่มีค่าเฉลี่ย 136 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน โดยเป็นผลจากการที่อุปสงค์และอุปทานในตลาดโลกเกิดความตึงตัวพร้อมกัน ทางด้านอุปสงค์** ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่ปรับตัวสูงขึ้น ได้ผลักดันให้หลายประเทศในภูมิภาคเอเชียหันมาใช้ถ่านหินในการผลิตไฟฟ้าเพื่อจัดการต้นทุน ส่งผลให้ความต้องการใช้ถ่านหินยังคงแข็งแกร่ง **ในขณะที่ด้านอุปทาน เผชิญข้อจำกัดจากประเทศผู้ผลิตหลัก** โดยอินโดนีเซียซึ่งเป็นหนึ่งในผู้ส่งออกถ่านหินรายสำคัญของโลกได้เพิ่มความเข้มงวดในการกำกับดูแลการส่งออกสินค้าโภคภัณฑ์ผ่านหน่วยงาน Danantara Sumberdaya Indonesia (DSI) เพื่อยกระดับการตรวจสอบข้อมูลและป้องกันการสำแดงราคาส่งออกต่ำกว่าความเป็นจริง รวมถึงกำหนดให้ผู้ส่งออกทรัพยากรธรรมชาตินำรายได้จากการส่งออกทั้งหมดฝากไว้ในธนาคารของรัฐ ตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2569 เป็นต้นไป การปรับเปลี่ยนกฎระเบียบดังกล่าวส่งผลให้การส่งมอบถ่านหินบางส่วนล่าช้า และเพิ่มข้อจำกัดด้านอุปทานในตลาดโลก ขณะเดียวกัน เหตุการณ์ก๊าซระเบิดในเหมืองถ่านหินมณฑลซานซีในเดือนพฤษภาคม และอุบัติเหตุเหมืองในมณฑลหูหนานช่วงกลางเดือนสิงหาคม ส่งผลให้ทางการจีนเพิ่มความเข้มงวดในการตรวจสอบความปลอดภัยและทบทวนกำลังการผลิตของเหมืองเก่า ซึ่งเป็นปัจจัยกดดันอุปทานเพิ่มเติม **ด้วยเหตุนี้ แรงซื้อที่เพิ่มขึ้นจากการสลับมาใช้เชื้อเพลิงที่มีราคาถูกกว่าจึงเข้ามารองรับภาวะอุปทานที่หดตัว ส่งผลให้ราคาถ่านหินสามารถรักษาระดับอยู่ในเกณฑ์สูงตลอดทั้งไตรมาส**

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาสที่ 3 ปี 2569

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศ: ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ของประเทศในระบบของการไฟฟ้า ปรับตัวลดลง มาอยู่ที่ 33,468 เมกะวัตต์ (เดือนสิงหาคม 2569) ลดลงจากไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ประมาณร้อยละ 9 จากระดับ 36,759 เมกะวัตต์ (เดือนเมษายน 2569) และปี 2569 โดยสาเหตุหลักเป็นผลตามฤดูกาลจากการเข้าสู่ช่วงฤดูฝนที่ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อทำความเย็นชะลอตัวลง เมื่อเทียบกับจุดสูงสุดในช่วงฤดูร้อนของไตรมาสที่ 2 อย่างไรก็ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศโดยรวมยังคงอยู่ในระดับสูง โดยข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนระบุว่า ปริมาณการใช้ไฟฟ้าสะสม (Electricity Consumption) ในช่วง 7 เดือนแรกของปี 2569 (เดือนมกราคม –กรกฎาคม 2569) ขยายตัวประมาณร้อยละ 6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ซึ่งได้รับแรงหนุนจากการขยายตัวของกิจกรรมทางเศรษฐกิจประกอบกับสภาพอากาศที่ร้อนขึ้นจากปรากฏการณ์เอลนีโญ (El Niño) ที่ทำให้ความต้องการใช้พลังงานของประเทศยังทรงตัวในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ: ณ สิ้นไตรมาสที่ 3 ปี 2569 อยู่ที่ระดับ 33.55 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ อ่อนค่าลงประมาณร้อยละ 0.84 เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 33.27 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ โดยระหว่างไตรมาสค่าเงินบาทเคลื่อนไหวผันผวน เป็นผลจากความขัดแย้งในภูมิภาคตะวันออกกลาง ซึ่งผลักดันราคาพลังงานให้สูงขึ้นและเพิ่มความกังวลต่ออัตราเงินเฟ้อ ส่งผลให้ตลาดคาดว่าธนาคารกลางสหรัฐ (Fed) อาจดำเนินนโยบายการเงินที่เข้มงวดขึ้น และสนับสนุนการแข็งค่าของเงินดอลลาร์สหรัฐ ประกอบกับความไม่แน่นอนทางภูมิรัฐศาสตร์ที่ทำให้นักลงทุนลดการลงทุนในสินทรัพย์เสี่ยงในบางช่วง ขณะที่อัตราดอกเบี้ยไทยยังอยู่ในระดับต่ำเมื่อเทียบกับสหรัฐอเมริกา ทำให้สินทรัพย์สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐมีความน่าสนใจด้านผลตอบแทนมากกว่า และเพิ่มแรงกดดันต่อค่าเงินบาท ทั้งนี้ เมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2569 คณะกรรมการนโยบายการเงิน (กนง.) มีมติคงอัตราดอกเบี้ยนโยบายที่ร้อยละ 1.00

อัตราแลกเปลี่ยนเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่เมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ: ณ สิ้นไตรมาสที่ 3 ปี 2569 อยู่ที่ระดับ 31.85 ดอลลาร์ไต้หวันใหม่ต่อดอลลาร์สหรัฐ ทรงตัวเมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ซึ่งอยู่ที่ 31.85 ดอลลาร์ไต้หวันใหม่ต่อดอลลาร์สหรัฐ แม้ระหว่างไตรมาสค่าเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่จะเคลื่อนไหวผันผวนตามปัจจัยด้านการค้าและการเคลื่อนย้ายเงินทุนด้านปัจจัยสนับสนุน การส่งออกของไต้หวันขยายตัวอย่างแข็งแกร่งตามความต้องการเซมิคอนดักเตอร์และสินค้าเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับปัญญาประดิษฐ์ (AI) ซึ่งช่วยเพิ่มรายรับเงินตราต่างประเทศ โดยการแลกเปลี่ยนรายรับดังกล่าวกลับเป็นเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่เป็นปัจจัยสนับสนุนให้ค่าเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่แข็งค่าขึ้น ขณะที่กระแสเงินทุนต่างชาติไหลออกสุทธิเป็นปัจจัยกดดัน เนื่องจากนักลงทุนขายสินทรัพย์ในไต้หวันและแลกเงินกลับเป็นเงินตราต่างประเทศ ทำให้ความต้องการถือครองเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ลดลง ประกอบกับความขัดแย้งในตะวันออกกลางส่งผลให้ตลาดการเงินโลกผันผวนและเพิ่มความกังวลต่อเงินเฟ้อจากราคาพลังงานที่สูงขึ้น ทำให้ตลาดคาดว่าธนาคารกลางสหรัฐ (Fed) อาจดำเนินนโยบายการเงินที่เข้มงวดขึ้น ซึ่งสนับสนุนการแข็งค่าของเงินดอลลาร์สหรัฐและกดดันค่าเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ ทั้งนี้ ธนาคารกลางไต้หวันได้เข้าดูแลตลาดเงินตราต่างประเทศเพื่อบรรเทาความผันผวนจากการเคลื่อนย้ายเงินทุน โดยภาพรวมปัจจัยสนับสนุนและปัจจัยกดดันดังกล่าวส่งผลให้ค่าเงินระหว่างไตรมาสผันผวน แต่ ณ สิ้นไตรมาสยังอยู่ในระดับเดียวกับสิ้นไตรมาสก่อน

ผลประกอบการไตรมาสที่ 3 ปี 2569 และงวด 9 เดือน ปี 2569

ผลประกอบการของบริษัทฯ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 1,592 ล้านบาท ลดลง 227 ล้านบาท หรือร้อยละ 12 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สาเหตุหลักเนื่องจาก **กำไรขั้นต้น** จำนวน 5,093 ล้านบาท ลดลง 682 ล้านบาทหรือร้อยละ 12 เนื่องจาก **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลงสาเหตุหลักจาก โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ ส่งไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลดลง เพื่อให้สอดคล้องกับแผนบริหารจัดการระดับน้ำ และโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี รายได้ลดลงจากส่วนต่างรายได้ค่าเชื้อเพลิงปรับตัวลดลง ตามการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. ที่ลดลง โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงตามอัตราค่าความผันแปรตามฤดูกาล (Weight Factor) ที่ปรับลดลงตามฤดูกาล **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลง สาเหตุหลักมาจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าการปรับเพิ่มขึ้นของค่า Ft ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมลดลงตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ** มีกำไรขั้นต้นลดลง โดยมีสาเหตุหลักมาจาก กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลงภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569 **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** จำนวน 226 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 91 ล้านบาทหรือร้อยละ 67 สาเหตุหลักเนื่องจากภาษีที่เกิดจากรายได้จากการจำหน่ายสิทธิในการใช้สินทรัพย์สำรองให้แก่บริษัทคู่สัญญา และกำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุนใน SYE **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 100 ล้านบาท ลดลง 71 ล้านบาทหรือร้อยละ 42 สาเหตุหลักเนื่องจาก AEPL มีผลประกอบการปรับตัวลดลงจากปัจจัยฤดูกาล ประกอบกับ CFXD มีผลประกอบการปรับตัวลดลงจากการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่ลดลง เนื่องจากความพร้อมใช้งานของกังหันลมปรับตัวดีขึ้น อย่างไรก็ตาม หากไม่รวมรายการเงินชดเชยดังกล่าว ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน CFXD ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 จากผลการดำเนินงานตามปกติที่ดีขึ้นจากปัจจัยฤดูกาล ขณะที่ XPCL ผลประกอบการดีขึ้นจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น จากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาล **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** จำนวน 32 ล้านบาท ลดลง 36 ล้านบาทหรือร้อยละ 53 สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD ลดลง เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่าลดลง **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 770 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 485 ล้านบาทหรือร้อยละ 170 สาเหตุหลักมาจากการรับรู้กำไรจากการขายหุ้นร้อยละ 90 ในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวัน จำนวน 257 ล้านบาท *(กำไรที่เกิดจากการขายหุ้นหลังหักภาษีเงินได้ 222 ล้านบาท)* และ มีการรับรู้รายได้จากการจำหน่ายสิทธิในการใช้สินทรัพย์สำรองให้แก่บริษัทคู่สัญญาจำนวน 267 ล้านบาท **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** จำนวน 2,308 ล้านบาท ลดลง 78 ล้านบาทหรือร้อยละ 3 โดยมีสาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าห้วยเหาะที่ลดลงตามปริมาณการผลิต ภายใต้วิธีคิดค่าเสื่อมราคาแบบหน่วยผลผลิต (Unit of Production) และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท SYE ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569 **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 1,077 ล้านบาท ลดลง 32 ล้านบาทหรือร้อยละ 3 จากการชำระคืนเงินกู้ตามสัญญา **ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม** จำนวน 293 ล้านบาท ลดลง 60 ล้านบาทหรือร้อยละ 17 สาเหตุหลักมาจากกำไรของโรงไฟฟ้าห้วยเหาะที่ลดลง

ผลประกอบการไตรมาสที่ 3 ปี 2569 และงวด 9 เดือน ปี 2569

ผลประกอบการของบริษัทฯ งวด 9 เดือนปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 5,130 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 229 ล้านบาทหรือร้อยละ 5 เมื่อเทียบกับงวด 9 เดือน ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 3,322 ล้านบาท ลดลง 591 ล้านบาทหรือร้อยละ 15 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยที่ปรับตัวลดลง **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 662 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 316 ล้านบาทหรือร้อยละ 91 สาเหตุหลักเนื่องจาก XPCL ผลประกอบการดีขึ้นจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น ตามปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากปริมาณน้ำที่ไหลมาจากประเทศจีนและปริมาณน้ำฝนในช่วงครึ่งแรกของปี 2569 ที่สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน นอกจากนี้ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทมีการรับรู้กำไรจากรายการพิเศษจากการปรับมูลค่าอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Effective Interest Rate: EIR) จำนวน 204 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน รวมถึงการปรับขยายระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ยืม CFXD ผลประกอบการดีขึ้น สาเหตุหลักเนื่องจากในงวด 9 เดือนของปี 2569 บริษัทฯ มีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขณะที่ในงวด 9 เดือนของปี 2568 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน และผลการดำเนินงานตามปกติปรับตัวดีขึ้นจากค่า Capacity Utilization Factor (CUF) ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อน AEPL ผลประกอบการลดลงเนื่องจาก บริษัทรับรู้รายได้ทางภาษีซึ่งรับรู้เป็นขาดทุนในปี 2564 จากการไถ่ถอนตราสารหนี้ก่อนกำหนดในปี 2564 ในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ประกอบกับมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและพัฒนาธุรกิจที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าปรับตัว เพิ่มขึ้นตามจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ที่เพิ่มขึ้น **เงินปันผลรับ** จำนวน 5 ล้านบาทลดลง 93 ล้านบาทหรือร้อยละ 95 สาเหตุหลักมาจากเงินปันผลรับของ RPCL ลดลง เนื่องจากบริษัทฯ ได้เปลี่ยนสถานะของ RPCLจากเงินลงทุนในตราสารทุนเป็นบริษัทร่วมฯ ของบริษัทฯใน เดือน ธันวาคม 2568 ส่งผลให้บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและร่วมค้าแทนเงินปันผลรับตั้งแต่เดือน ธันวาคม 2568 เป็นต้นไป **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** จำนวน 325 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 90 ล้านบาทหรือร้อยละ 38 สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่า **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 1,096 ล้านบาท ลดลง 515 ล้านบาทหรือร้อยละ 32 สาเหตุหลักเนื่องจากงวด 9 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มีการรับรู้กำไรจากการขายหุ้นร้อยละ 90 ในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวัน จำนวน 257 ล้านบาท *(กำไรที่เกิดจากการขายหุ้นหลังหักภาษีเงินได้ 222 ล้านบาท)* และรายได้จากการจำหน่ายสิทธิในการใช้สินทรัพย์สำรองให้แก่บริษัทคู่สัญญาจำนวน 267 ล้านบาท รวมทั้งมีการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงานจากการเปลี่ยนอุปกรณ์เครื่องจักรที่ทำให้ประสิทธิภาพดีขึ้น ขณะที่ ในงวด 9 เดือน ปี 2568 การรับรู้กำไรจากการขายหุ้นร้อยละ 3.03 ใน AEPLจำนวน 788 ล้านบาท **กำไรขั้นต้น** จำนวน 15,742 ล้านบาท ลดลง 347 ล้านบาทหรือร้อยละ 2 เนื่องจาก **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลง สาเหตุหลักมาจากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงลดลง จากการปรับลดลงของค่า Ft และต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินที่เพิ่มขึ้นประกอบกับ ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสาม (“GSPP3”) กับกฟผ. หมดอายุในเดือนมีนาคม 2568 และโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสิบเอ็ด ระยะที่ 1(“GSPP11 Phase1”) กับกฟผ. หมดอายุในเดือนตุลาคม 2568 ขณะที่ปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของ ลูกค้า **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ** มีกำไรขั้นต้นลดลง โดยมีสาเหตุหลักมาจาก กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569 **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจาก โรงไฟฟ้าห้วยเหาะตามแผนการผลิตและส่งไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy Margin) ปรับตัวดีขึ้นจากการรับรู้ผลขาดทุนจากส่วนต่างราคาถ่านหินที่ลดลง ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลงและการบริหารจัดการถ่านหินอย่างมีประสิทธิภาพ ขณะที่ โรงไฟฟ้าศรีราชา ค่าความพร้อมจ่ายปรับตัวลดลงเนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน

ผลประกอบการไตรมาสที่ 3 ปี 2569 และงวด 9 เดือน ปี 2569

หน่วย (ล้านบาท)	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY
รายได้รวม	21,561	21,714	21,972	2%	1%	65,451	60,326	(8%)
รายได้จากการขาย	21,555	21,713	21,971	2%	1%	65,397	60,324	(8%)
EBITDA	5,238	5,278	4,594	(12%)	(13%)	14,693	14,300	(3%)
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	**1,742**	1,819	**1,592**	**(9%)**	**(12%)**	**4,901**	**5,130**	**5%**
กำไรต่อหุ้น (หน่วย: บาท)	0.62	0.65	0.56	(9%)	(12%)	1.74	1.82	5%
กำไรจากการดำเนินการปกติก่อนผลจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง และมูลค่าตัดจำหน่ายจากการเข้าซื้อ GLOW	**2,281**	**2,019**	**1,788**	**(22%)**	**(11%)**	**5,933**	**5,592**	**(6%)**
อัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง	(231)	81	84	136%	4%	19	383	N/A
ค่าตัดจำหน่ายมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิที่ได้จากการเข้าซื้อ GLOW	(308)	(281)	(280)	(9%)	(0.4%)	(1,051)	(845)	(20%)

ตารางที่ 1 : สรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

กำไรสุทธิของบริษัทฯ ก่อนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง และไม่รวมค่าตัดจำหน่าย คือ กำไรสุทธิของบริษัทฯ ที่ไม่รวมค่าตัดจำหน่าย "มูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิที่ได้จากการเข้าซื้อกิจการ GLOW" จากการประเมินมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิและการปันส่วนต้นทุนการรวมธุรกิจ โดยคำนวณย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 14 มีนาคม 2562 (วันที่รับรู้ผลประกอบการของ GLOW ในงบการเงินรวม) ซึ่งกำไรสุทธิของบริษัทฯ ที่ไม่รวมอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง และค่าตัดจำหน่าย (Adjusted Net Income) นี้ สามารถสะท้อนให้เห็นถึงผลการดำเนินงานของบริษัทฯ ได้อย่างแท้จริง

โดยในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงมีมูลค่า 84 ล้านบาท และค่าตัดจำหน่ายดังกล่าวมีมูลค่าสุทธิรวม 280 ล้านบาท ดังนั้นกำไรสุทธิของบริษัทฯ ก่อนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง และไม่รวมค่าตัดจำหน่าย ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 1,788 ล้านบาท

ขณะที่ในงวด 9 เดือนปี 2569 มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงมีมูลค่า 383 ล้านบาท และค่าตัดจำหน่ายดังกล่าวมีมูลค่าสุทธิรวม 845 ล้านบาท ดังนั้นกำไรสุทธิของบริษัทฯ ก่อนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง และไม่รวมค่าตัดจำหน่าย งวด 9 เดือนปี 2569 มีมูลค่า 5,592 ล้านบาท

ทั้งนี้ ในส่วนของฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 บริษัทฯ มี**สินทรัพย์รวม 256,683 ล้านบาท หนี้สินรวม 138,673 ล้านบาท** ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 102,922 ล้านบาท สินทรัพย์และหนี้สินลดลงเมื่อเทียบ ณ 31 ธันวาคม 2568 สาเหตุหลักจากเงินสดลดลงจากการชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาว ซึ่งทำให้หนี้สินและหนี้สินที่มีดอกเบี้ยลดลง และบริษัทฯ มี**ส่วนของผู้ถือหุ้น 118,010 ล้านบาท** ทำให้อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ที่ 0.69 เท่า ซึ่งเป็นไปตามนโยบายทางการเงิน

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569

ภาพรวมเศรษฐกิจไทย: เศรษฐกิจไทยในปี 2569 ยังคงอยู่ในทิศทางขยายตัว โดยได้รับแรงสนับสนุนจากการส่งออกสินค้าและการลงทุนภาคเอกชน โดยเฉพาะอุตสาหกรรมที่เกี่ยวเนื่องกับวัฏจักรเทคโนโลยีและปัญญาประดิษฐ์ (AI) อย่างไรก็ตาม การฟื้นตัวของเศรษฐกิจยังมีลักษณะไม่ทั่วถึง และการบริโภคภาคเอกชนขยายตัวอย่างจำกัด ขณะที่ราคาพลังงานและอาหารที่ปรับสูงขึ้นเพิ่มแรงกดดันด้านเงินเฟ้อและภาระค่าครองชีพ ส่งผลให้กำลังซื้อภายในประเทศยังเผชิญข้อจำกัด ทั้งจากรายได้และรายจ่ายของครัวเรือน โดยเมื่อวันที่ 17 สิงหาคม 2569 **สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.)** รายงานตัวเลขเศรษฐกิจไทยในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ขยายตัวร้อยละ 1.9 ชะลอลงจากร้อยละ 2.8 ในไตรมาสแรกของปี 2569 **และคาดว่าเศรษฐกิจทั้งปี 2569 จะขยายตัวในช่วงร้อยละ 2.0–2.5** สอดคล้องกับมุมมองของ**คณะกรรมการนโยบายการเงิน (กนง.) ในการประชุมครั้งที่ 4/2569** เมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2569 **มีมติเป็นเอกฉันท์ให้คงอัตราดอกเบี้ยนโยบายไว้ที่ร้อยละ 1.00 ต่อปี เพื่อสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ แม้ภาคเทคโนโลยีจะเติบโตได้ดี** แต่ผลประโยชน์ต่อเศรษฐกิจโดยรวมยังอยู่ในวงจำกัด เนื่องจากกิจกรรมดังกล่าวพึ่งพาการนำเข้าสูง ขณะที่การบริโภคภาคเอกชนขยายตัวต่ำกว่าที่คาด และธุรกิจขนาดกลางและขนาดย่อมยังเผชิญการแข่งขันที่รุนแรง รวมถึงข้อจำกัดในการเข้าถึงสินเชื่อ ซึ่งส่งผลกระทบต่อกำลังซื้อของครัวเรือน

สำหรับการลงทุน สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) รายงานว่า ในช่วงครึ่งแรกของปี 2569 มีคำขอรับการส่งเสริมการลงทุนจำนวน 1,299 โครงการ มูลค่ารวมประมาณ 1.47 ล้านล้านบาท เพิ่มขึ้นร้อยละ 37 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยเป็นคำขอในอุตสาหกรรมดิจิทัลประมาณ 1.12 ล้านล้านบาท ซึ่งได้รับแรงขับเคลื่อนจากการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานดิจิทัลและศูนย์ข้อมูลที่รองรับ AI สะท้อนถึงความสนใจของผู้ลงทุนในการใช้ประเทศไทยเป็นฐานรองรับการเติบโตของอุตสาหกรรมเทคโนโลยี อย่างไรก็ตาม มูลค่าดังกล่าวเป็นคำขอรับการส่งเสริมการลงทุน โดยการลงทุนจริงและผลประโยชน์ต่อกิจกรรมทางเศรษฐกิจจะทยอยเกิดขึ้นตามความพร้อมและแผนดำเนินงานของแต่ละโครงการ

ด้านเสถียรภาพราคา สำนักงานนโยบายและยุทธศาสตร์การค้า กระทรวงพาณิชย์ รายงานว่า อัตราเงินเฟ้อทั่วไปในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 อยู่ที่ร้อยละ 2.44 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยเดือนกันยายนอยู่ที่ร้อยละ 2.82 และอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยในช่วง 9 เดือนแรกอยู่ที่ร้อยละ 1.54 ปัจจัยสำคัญมาจากราคาน้ำมันเชื้อเพลิงที่สูงกว่าปีก่อน รวมถึงราคาอาหารสำเร็จรูปและอาหารสดที่ปรับเพิ่มขึ้นตามต้นทุนการผลิตและสภาพอากาศแปรปรวน ขณะที่อัตราเงินเฟ้อพื้นฐานเดือนกันยายนอยู่ที่ร้อยละ 1.50 การเพิ่มขึ้นของเงินเฟ้อจึงมีแรงขับเคลื่อนสำคัญจากปัจจัยด้านต้นทุน ท่ามกลางการฟื้นตัวของอุปสงค์ภายในประเทศที่ยังมีข้อจำกัด ส่งผลให้ภาระค่าครองชีพที่สูงขึ้นเป็นแรงกดดันเพิ่มเติมต่อกำลังซื้อของครัวเรือน ทั้งนี้ **กระทรวงพาณิชย์คาดว่าอัตราเงินเฟ้อทั่วไปทั้งปี 2569 จะอยู่ในช่วงร้อยละ 1.8–2.2 โดยยังต้องติดตามความผันผวนของราคาพลังงานและการส่งผ่านต้นทุนไปยังราคาสินค้าและบริการ ซึ่งอาจส่งผลต่อการฟื้นตัวของการบริโภคภายในประเทศ**

ในระยะต่อไป เศรษฐกิจไทยยังเผชิญความเสี่ยงจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง มาตรการกีดกันทางการค้าระหว่างประเทศ และความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน ซึ่งอาจกระทบต่อต้นทุนพลังงาน การส่งออก และกำลังซื้อภายในประเทศ สำหรับธุรกิจไฟฟ้า บริษัทฯ มองว่าการลงทุนในศูนย์ข้อมูลและโครงสร้างพื้นฐานดิจิทัลเป็นปัจจัยสนับสนุนโอกาสการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะยาว โดยเฉพาะไฟฟ้าที่มีความมั่นคงและมีเสถียรภาพ ตลอดจนพลังงานสะอาด อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นจริงขึ้นอยู่กับความคืบหน้าการลงทุนและการเปิดดำเนินงานของแต่ละโครงการ รวมถึงความพร้อมของโครงข่ายไฟฟ้าและหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง ขณะที่ความผันผวนของต้นทุนเชื้อเพลิงและภาวะเศรษฐกิจยังเป็นปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตามในการบริหารต้นทุนและประเมินความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรม

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569 (ต่อ)

ค่าเอฟที (Ft): สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) **กำหนดค่าไฟฟ้าผันแปร** (Ft) **สำหรับงวดเดือนกันยายน–ธันวาคม 2569 ที่ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย** คงเดิมจากงวดเดือนพฤษภาคม–สิงหาคม 2569 ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 3.86 บาทต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) โดย กกพ. ได้คำนวณและปรับลดต้นทุนค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ยจากเดิม 3.78 บาท ลงมาเหลือ 3.69 บาทต่อหน่วย ภายหลังการตัดต้นทุนค่าไฟฟ้าสาธารณะออกจากค่าไฟฟ้าประเภทบ้านที่อยู่อาศัย ทำให้อัตราค่า ไฟฟ้าเฉลี่ยของระบบไฟฟ้าลดลงจาก 3.95 บาทต่อหน่วย เหลือ 3.86 บาทต่อหน่วยตั้งแต่เดือน กันยายน 2569 เป็นต้นไป (ไม่กระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น รวมถึงกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม) ทั้งนี้ แม้ว่าอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับงวดเดือนกันยายน–ธันวาคม 2569 จะได้รับการตรึงไว้ แต่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ายังคงเผชิญแรงกดดันจากราคาก๊าซธรรมชาตินำเข้า โดยสมมติฐานที่ใช้ในการประเมินต้นทุนงวดดังกล่าวกำหนดราคา Pool Gas ที่ประมาณ 375 บาทต่อล้านบีทียู ภายใต้สมมติฐานราคา Spot LNG 18.60 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู **ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ยังคงแบกรับภาระต้นทุนคงค้างสะสมจำนวน 31,268 ล้านบาทไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้า (ข้อมูลถึงสิ้นสุดเดือนเมษายน 2569) ขณะที่มีการนำเงิน** Claw Back **ประมาณ 16,127 ล้านบาท หรือ 25.04 สตางค์ต่อหน่วย มาช่วยชดเชยต้นทุนเชื้อเพลิงตามประมาณการ ซึ่งหากไม่มีมาตรการดังกล่าว ค่า** Ft **ที่สะท้อนต้นทุนเชื้อเพลิงของงวดจะอยู่ที่ประมาณ 41.27 สตางค์ต่อหน่วย และค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจะอยู่ที่ประมาณ 4.20 บาทต่อหน่วย**

อย่างไรก็ตาม การนำเงิน Claw Back มาช่วยอุดหนุนค่าไฟฟ้าในระยะหลัง เป็นเพียงมาตรการชั่วคราว เนื่องจากจำนวนเงินที่นำมาอุดหนุนจะเหลือน้อยลง ท่ามกลางสถานการณ์ต้นทุนเชื้อเพลิงที่ยังสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจากภาวะสงครามในตะวันออกกลาง โดยเฉพาะราคา LNG ในตลาดโลก ทำให้ในระยะถัดไป ทิศทางค่า Ft จะยังขึ้นอยู่กับราคาพลังงานในตลาดโลก และแนวทางการทยอยบริหารภาระต้นทุนคงค้างของ กฟผ. เป็นหลัก นอกจากนี้ ภาครัฐอยู่ระหว่างดำเนินมาตรการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2569 โดยมีเป้าหมายลดภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน ส่งเสริมการแข่งขันและการใช้พลังงานสะอาด ตลอดจนกำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปริมาณมาก เช่น Data Center และผู้ใช้ไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง รับผิดชอบต้นทุนที่เกี่ยวข้องอย่างเหมาะสม โดยไม่ผลักภาระให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป

ราคาก๊าซธรรมชาติ: **ภาพรวมราคาก๊าซธรรมชาติในประเทศ หรือ** Pool Gas **ในปี 2569 มีแนวโน้มปรับตัวสูงกว่าสมมติฐานเดิม จากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ซึ่งกระทบต่อการผลิตและการขนส่ง** LNG **ผ่านช่องแคบฮอร์มุซ** รวมถึงส่งผลให้ค่าระวางเรือ ค่าประกันภัย และต้นทุนการจัดหาอุปทานทดแทนปรับตัวสูงขึ้น โดยล่าสุด (ณ วันที่ 28 สิงหาคม 2569) อีกทั้ง ประเทศกาตาร์ ซึ่งเป็นผู้ส่งออก LNG รายสำคัญของโลก ยังคงประสบข้อจำกัดด้านการผลิตและการส่งมอบ LNG ซึ่งลดลงกว่าร้อยละ 96 เมื่อเทียบกับปี 2568 (อ้างอิงสำนักข่าวรอยเตอร์ ณ เดือนสิงหาคม 2569) และได้ขยายระยะเวลาเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) สำหรับลูกค้าบางรายในเอเชียไปจนถึงสิ้นเดือนพฤศจิกายน 2569 และสำหรับลูกค้าบางรายในยุโรปไปจนถึงต้นเดือนธันวาคม 2569 ส่งผลต่อ**ประเทศผู้นำเข้าต้องจัดหา** Spot LNG **จากแหล่งอื่นในราคาที่สูงขึ้น และเพิ่มการแข่งขันระหว่างประเทศในเอเชียและยุโรป โดยเฉพาะก่อนเข้าสู่ฤดูหนาวของยุโรปและเอเชียตะวันออก ซึ่งยิ่งส่งผลให้ราคา** Spot LNG **ในตลาดโลกสูงขึ้น** โดยหากสถานการณ์ยังไม่คลี่คลาย คาดว่าราคา Spot LNG จะสูงกว่า 20 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ต่อไปจนถึงช่วงไตรมาสแรกของปี 2570 เนื่องจากยุโรปมีความต้องการนำเข้าก๊าซธรรมชาติมากขึ้นกว่าปีที่ผ่านมา จากการที่ระดับก๊าซธรรมชาติสำรองในยุโรปต่ำกว่าค่าเฉลี่ย 5 ปีหลังอยู่พอสมควร

อย่างไรก็ตาม คาดว่าทิศทางราคา Spot LNG ในตลาดโลกจะทยอยปรับตัวลดลง เมื่อสถานการณ์สงครามคลี่คลายลง และประเทศกาตาร์สามารถกลับมาดำเนินการผลิตและส่งออก LNG ได้ โดยประเมินว่าภายหลังจากการเปิดเส้นทางเดินเรือ กาตาร์จะสามารถปรับเพิ่มกำลังการผลิตเป็นประมาณร้อยละ 50 ภายในหนึ่งเดือน และร้อยละ 80 ภายในสองเดือน (ทั้งนี้ ไม่รวมกำลังการผลิตที่ได้รับความเสียหายประมาณ 12.8 ล้านตันต่อปี หรือประมาณร้อยละ 17 ของกำลังการผลิตทั้งหมด ซึ่งต้องใช้เวลาในการซ่อมบำรุงประมาณ 3-5 ปี) อย่างไรก็ดี อัตราการฟื้นตัวขึ้นอยู่กับระดับความเสียหายของโครงสร้างพื้นฐาน ความพร้อมของระบบขนส่ง และความปลอดภัยของเส้นทางเดินเรือขนส่งเป็นสำคัญ **นอกจากนี้ ในระยะถัดไปคาดว่าราคา** LNG **ในตลาดโลกจะทยอยลดลงตามกำลังการผลิตใหม่ที่มีกำหนดเข้าสู่ตลาดมากขึ้นในช่วงปี 2570–2571** โดยเฉพาะจากสหรัฐอเมริกาและกาตาร์ จะช่วยให้ภาวะอุปทานในตลาดผ่อนคลายลง

สำหรับประเทศไทยเองจำเป็นต้องจัดหา Spot LNG ซึ่งมีราคาสูงและผันผวนกว่าเข้ามาทดแทน LNG ภายใต้สัญญาระยะยาวจากประเทศกาตาร์เช่นกัน ส่งผลให้**ราคา** Pool Gas **ในช่วงครึ่งหลังของปี 2569 มีแนวโน้มสูงกว่าช่วงครึ่งปีแรก และสูงกว่าช่วงครึ่งปีหลังของปี 2568 พอสมควร โดยมีปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม ได้แก่ สถานการณ์ในตะวันออกกลาง การฟื้นตัวของอุปทาน** LNG **จากกาตาร์ และความต้องการใช้พลังงานในช่วงฤดูหนาวของซีกโลกเหนือ ซึ่งอาจส่งผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้าในระยะถัดไป**

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569 (ต่อ)

ราคาถ่านหิน: **ราคาถ่านหินอ้างอิง** Newcastle Export Index (NEWC) **ในตลาดโลกมีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น**อย่างมีนัยสำคัญตั้งแต่ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จากความกังวลด้านอุปทาน ภายหลังรัฐบาลอินโดนีเซียมีแผนปรับลดโควตาการผลิตถ่านหินประจำปี 2569 และดำเนินมาตรการควบคุมการส่งออกผ่านหน่วยงาน Danantara Sumberdaya Indonesia (DSI) นอกจากนี้ ราคา LNG ในตลาดโลกที่ปรับตัวสูงขึ้นจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางและความเสี่ยงต่อการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าในบางประเทศเพิ่มสัดส่วนการใช้ถ่านหินทดแทนก๊าซธรรมชาติ หรือ Gas-to-Coal Switching เพื่อบริหารต้นทุนและลดความเสี่ยงด้านการจัดหาเชื้อเพลิง ประกอบกับมาตรการทบทวนการผลิตถ่านหินในประเทศจีนจากปัญหาด้านความปลอดภัยที่ผ่านมา ส่งผลให้ความต้องการนำเข้าถ่านหินในตลาดโลกปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปัจจัยดังกล่าว ทั้งนี้ คาดว่า **ราคาถ่านหิน** NEWC **ในช่วงที่เหลือของปี** 2569 **อาจจะเคลื่อนไหวในกรอบประมาณ** 130–150 **เหรียญสหรัฐต่อตัน** สูงกว่าสมมติฐานเดิมที่คาดไว้ประมาณ 100–110 เหรียญสหรัฐต่อตัน โดยปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม ได้แก่ นโยบายด้านการผลิตและการส่งออกถ่านหินของอินโดนีเซีย แนวโน้มการผลิตและนำเข้าถ่านหินของประเทศจีน ทิศทางราคา LNG ในตลาดโลก และการปรับเปลี่ยนสัดส่วนเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ **อย่างไรก็ดีคาดว่าการปรับเพิ่มขึ้นของราคาถ่านหินจะยังอยู่ในกรอบจำกัด และมีโอกาสน้อยที่จะกลับไปสู่ระดับสูงเช่นในช่วงปี** 2565–2566 เนื่องจากประเทศจีนและประเทศอินเดียซึ่งเป็นประเทศผู้ใช้ถ่านหินรายใหญ่ แม้อาจจะมีการหยุดชะงักของอุปทานในประเทศในบางช่วงเวลาจากสถานการณ์ในประเทศบ้าง แต่ยังมีแนวโน้มเพิ่มกำลังการผลิตถ่านหินภายในประเทศในระยะต่อไป เพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานและเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ประกอบกับหลายประเทศเร่งขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งช่วยลดการพึ่งพาถ่านหินในระยะยาว แม้ว่าถ่านหินยังคงมีบทบาทสำคัญในการผลิตไฟฟ้าฐานในหลายประเทศก็ตาม

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ : **สำหรับปี** 2569 **ค่าเงินบาทเคลื่อนไหวผันผวน โดยเผชิญแรงกดดันจากความขัดแย้งในภูมิภาคตะวันออกกลางที่ส่งผลให้ราคาพลังงานอยู่ในระดับสูง** เพิ่มภาระการนำเข้าพลังงานของไทยและความกังวลต่อเงินเฟ้อโลก ประกอบกับทิศทางนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐ (Fed) ที่เข้มงวดขึ้น ซึ่งสนับสนุนเงินดอลลาร์สหรัฐและอัตราผลตอบแทนพันธบัตรรัฐบาลสหรัฐฯ ขณะที่นโยบายการเงินของไทยยังอยู่ในระดับผ่อนคลายเพื่อสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ ส่งผลให้ส่วนต่างอัตราดอกเบี้ยระหว่างไทยกับสหรัฐฯ และกระแสเงินทุนเคลื่อนย้ายเป็นปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อค่าเงินบาท อย่างไรก็ตาม รายรับจากการส่งออกและการท่องเที่ยวมีส่วนช่วยพยุงค่าเงินบาทในระหว่างปี **สำหรับช่วงไตรมาสสุดท้ายของปี** ค่าเงินบาทยังมีแนวโน้มผันผวนตามสถานการณ์ในตะวันออกกลาง ราคาพลังงาน และการปรับเปลี่ยนมุมมองของตลาดต่อทิศทางดอกเบี้ยของ Fed โดยเงินบาทอาจได้รับแรงสนับสนุนจากรายรับภาคการท่องเที่ยวในช่วงฤดูกาลท่องเที่ยวปลายปี รวมถึงการลดลงของราคาพลังงานหากสถานการณ์ความขัดแย้งคลี่คลาย ในทางกลับกัน หากราคาพลังงานยังอยู่ในระดับสูงและ Fed ส่งสัญญาณเข้มงวดทางการเงินเพิ่มเติม อาจเพิ่มแรงกดดันให้เงินบาทอ่อนค่า ทั้งนี้ ภาพรวมค่าเงินบาทตลอดปีจึงขึ้นอยู่กับความสมดุลระหว่างปัจจัยด้านนโยบายการเงินโลก ความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์ และรายรับจากภาคต่างประเทศของไทยเป็นสำคัญ **โดยคาดการณ์ว่าค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในปี** 2569 **จะเคลื่อนไหวในกรอบเฉลี่ยประมาณ** 32.00 – 33.80 **บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ**

อัตราแลกเปลี่ยนเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่เมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ : **สำหรับปี** 2569 **เงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่เคลื่อนไหวผันผวน โดยได้รับแรงสนับสนุนจากการขยายตัวของการส่งออกเซมิคอนดักเตอร์และสินค้าเทคโนโลยี ตามความต้องการด้านปัญญาประดิษฐ์** (AI) **และการลงทุนในศูนย์ข้อมูล** ซึ่งช่วยสนับสนุนรายรับเงินตราต่างประเทศและดุลการค้าของไต้หวัน อย่างไรก็ตาม กระแสเงินทุนไหลออกจากการลงทุนในหลักทรัพย์และการลงทุนในต่างประเทศของภาคธุรกิจ ประกอบกับส่วนต่างอัตราดอกเบี้ยระหว่างสหรัฐฯ กับไต้หวัน เป็นปัจจัยกดดันที่จำกัดการแข็งค่าของเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ ขณะที่ความไม่แน่นอนของสถานการณ์ในตะวันออกกลางและทิศทางนโยบายการเงินของประเทศเศรษฐกิจหลักเพิ่มความผันผวนในตลาดการเงินโลก **สำหรับช่วงไตรมาสสุดท้ายของปี** เงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ยังมีแนวโน้มผันผวน โดยการส่งออกสินค้าเทคโนโลยีและการเกินดุลการค้ายังคงเป็นปัจจัยสนับสนุนพื้นฐาน ขณะที่ทิศทางเงินดอลลาร์สหรัฐและกระแสเงินทุนของนักลงทุนต่างชาติอาจส่งผลต่อค่าเงินในระยะสั้น โดยเฉพาะการปรับมุมมองต่อแนวโน้มการเติบโตและผลตอบแทนจากการลงทุนในอุตสาหกรรม AI ทั้งนี้ ธนาคารกลางไต้หวันยังคงติดตามตลาดเงินตราต่างประเทศเมื่อเกิดความผันผวนมากเกินไป เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบเศรษฐกิจและการเงิน **โดยคาดการณ์ว่าค่าเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ต่อดอลลาร์สหรัฐในปี** 2569 **จะเคลื่อนไหวในกรอบเฉลี่ยประมาณ** 31.50 – 32.50 **ดอลลาร์ไต้หวันใหม่ต่อดอลลาร์สหรัฐ**

ปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานหรือการเติบโตในอนาคต

ความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศ: **ในปี 2569 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากสภาพอากาศที่ร้อนกว่าปี 2568 และการขยายตัวของกิจกรรมทางเศรษฐกิจ โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ** (Peak Demand) **ในระบบของ 3 การไฟฟ้าอยู่ที่** 36,759 **เมกะวัตต์ (เดือน เมษายน** 2569) ใกล้เคียงกับสถิติสูงสุดเดิมที่ 36,792 เมกะวัตต์ในเดือนพฤษภาคม 2567 สะท้อนถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ยังคงอยู่ในระดับสูง ทั้งนี้ หากประเทศไทยได้รับอิทธิพลจากปรากฏการณ์เอลนีโญต่อเนื่องถึงกลางปี 2570 ซึ่งอาจส่งผลให้อุณหภูมิสูงขึ้นและปริมาณน้ำฝนลดลง จะเป็นปัจจัยสนับสนุนความต้องการใช้ไฟฟ้า และอาจทำให้ Peak Demand ในปี 2570 ปรับเพิ่มขึ้นทำสถิติสูงสุดใหม่

ในระยะ 3–5 ปีข้างหน้า ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จากการขยายตัวของธุรกิจศูนย์ข้อมูล (Data Center) และอุตสาหกรรมเทคโนโลยีขั้นสูง แม้เศรษฐกิจโดยรวมอาจขยายตัวในระดับจำกัด โดยการทยอยเปิดดำเนินการของโครงการดังกล่าวคาดว่าจะเป็นปัจจัยสำคัญที่สนับสนุนการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ (Peak Demand) อย่างไรก็ตาม การเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการดังกล่าวยังมีข้อจำกัด **โดยภาครัฐอยู่ระหว่างการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่** (PDP 2026) **ซึ่งคาดว่าอาจประกาศใช้ภายในปี 2569 ขณะที่การพัฒนาโรงไฟฟ้าใหม่อาจเผชิญความเสี่ยงด้านระยะเวลาจากข้อจำกัดในการจัดหากังหันก๊าซ** (Gas Turbine) เนื่องจากความต้องการเครื่องจักรในตลาดโลกเพิ่มขึ้นตามการขยายตัวของธุรกิจ Data Center ส่งผลให้ระยะเวลาจัดหาอาจยาวนานถึงประมาณ 6–7 ปี และต้นทุนเครื่องจักรปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญทั้งนี้ โครงการ Data Center ที่ยื่นขอรับการส่งเสริมการลงทุนจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) มีความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมเกือบ 30 กิกะวัตต์ โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงจะขึ้นอยู่กับขนาดและระยะเวลาการเปิดดำเนินการของแต่ละโครงการ หากโครงการทยอยเปิดดำเนินการตามแผน อาจเพิ่มความจำเป็นในการพัฒนากำลังผลิตและระบบส่งไฟฟ้าให้เพียงพอและทันต่อความต้องการ รวมถึงส่งผลให้การนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เพิ่มขึ้น หากยังคงพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก

นอกจากนี้ ภาครัฐและการไฟฟ้ายังจำเป็นต้องลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านไฟฟ้า เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น การเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน และเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ของประเทศ **ภายใต้ข้อจำกัดในการพัฒนากำลังผลิตใหม่ ภาครัฐอาจพิจารณาต่ออายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่** (IPP) **ที่ใกล้ครบกำหนด เพื่อรักษาความเพียงพอและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่าน** ซึ่งอาจเป็นโอกาสของบริษัทฯ ในการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) อย่างต่อเนื่อง ตลอดจนต่อยอดโอกาสจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรงให้แก่ลูกค้า Data Center ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง (Direct PPA) โดยขึ้นอยู่กับหลักเกณฑ์และกฎระเบียบที่ภาครัฐกำหนด ขณะเดียวกัน แนวทางกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าสำหรับ Data Center ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2569 มุ่งให้ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มดังกล่าวรับผิดชอบต้นทุนส่วนเพิ่มในการพัฒนาระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้า ควบคู่กับการรักษาความสามารถในการแข่งขันด้านค่าไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้าน แนวทางดังกล่าวอาจเอื้อให้การกำหนดราคาขายไฟฟ้าสะท้อนต้นทุนการให้บริการได้อย่างเหมาะสม และสนับสนุนโอกาสทางธุรกิจของบริษัทฯ ในระยะต่อไป ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับรายละเอียดของหลักเกณฑ์และรูปแบบการดำเนินการที่จะมีผลบังคับใช้

ปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานหรือการเติบโตในอนาคต (ต่อ)

ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2569-2593 (PDP 2026): เมื่อวันที่ 8 กันยายน 2569 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้เปิดรับฟังความคิดเห็นต่อร่างแผน PDP 2026 เพื่อกำหนดทิศทางการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ และสนับสนุนเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2593 (Net Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050) โดยนำเสนอแนวทางการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 4 ทางเลือก เพื่อประกอบการพิจารณาและรับฟังความคิดเห็นจากสาธารณชน

โดยร่างแผน PDP 2026 กำหนดให้ทุกทางเลือกมีกรอบการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในช่วง 12 ปีแรก (ปี 2569–2580) ที่สอดคล้องกัน โดยมีกำลังการผลิตใหม่รวม 50.9 กิกะวัตต์ ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (CCGT) 9.1 กิกะวัตต์ โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ (SMR) 0.3 กิกะวัตต์ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 24.3 กิกะวัตต์ โรงไฟฟ้าพลังงานลม 2.7 กิกะวัตต์ และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (BESS) 14.5 กิกะวัตต์ **ส่งผลให้กำลังการผลิตรวม ณ ปี 2580 อยู่ที่ประมาณ 115.6 กิกะวัตต์ หรือมากกว่า 2 เท่าของกำลังการผลิตในปัจจุบัน** การพัฒนากำลังการผลิตใหม่ตามร่างแผนดังกล่าวเป็นโอกาสสำคัญในการขยายการลงทุนของบริษัทฯ เพื่อรองรับความต้องการจัดหาไฟฟ้าของภาครัฐ โดยบริษัทฯ มีความพร้อมจากประสบการณ์ในการดำเนินธุรกิจผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) ตลอดจนศักยภาพด้านบุคลากรและเงินลงทุนสำหรับการพัฒนาโครงการขนาดใหญ่ นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมีประสบการณ์ในการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ในต่างประเทศ และมีเครือข่ายพันธมิตรที่มีความเชี่ยวชาญ ซึ่งสามารถนำมาต่อยอดการพัฒนาโครงการในประเทศไทยได้ รวมทั้งมีบริษัท เกทซ์ เอนเนอร์ยี่ จำกัด (GETZ) สนับสนุนการให้บริการด้านการจัดการพลังงาน และงานวิศวกรรม การจัดซื้อจัดหา และการก่อสร้าง (Engineering, Procurement and Construction: EPC) สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน

สำหรับขั้นตอนถัดไป คาดว่าจะมีการเสนอร่างแผน PDP 2026 ต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรี (ครม.) เพื่อพิจารณาอนุมัติตามลำดับ โดยภาครัฐคาดว่ากระบวนการอนุมัติและประกาศใช้แผนจะแล้วเสร็จภายในปี 2569

กำลังการผลิตตามเทคโนโลยี (กิกะวัตต์: GW)	กรณีที่ 1 : กรณีฐาน			กรณีที่ 2 : บรรลุเป้าหมายโดยเน้นใช้เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS)			กรณีที่ 3 : บรรลุเป้าหมายโดยเน้นใช้พลังงานหมุนเวียน			กรณีที่ 4 : บรรลุเป้าหมายโดยเน้นการผสมผสานพลังงานหมุนเวียนและ CCS		
	ปี 2569 - 2580	ปี 2581 - 2593	รวม	ปี 2569 - 2580	ปี 2581 - 2593	รวม	ปี 2569 - 2580	ปี 2581 - 2593	รวม	ปี 2569 - 2580	ปี 2581 - 2593	รวม
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar)	24.3	4.6	28.9	24.3	4.6	28.9	24.3	37.0	61.3	24.3	16.6	40.9
โรงไฟฟ้าพลังงานลม (Wind)	2.7	7.7	10.4	2.7	7.7	10.4	2.7	50.0	52.7	2.7	20.7	23.4
ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (BESS)	14.5	40.0	54.5	14.5	40.0	54.5	14.5	40.5	55.0	14.5	40.5	55.0
โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ (SMR)	0.3	8.7	9.0	0.3	8.7	9.0	0.3	8.7	9.0	0.3	8.7	9.0
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (CCGT)	9.1	15.4	24.5	9.1	15.4	24.5	9.1	7.7	16.8	9.1	9.8	18.9
รวม	50.9	76.4	127.3	50.9	76.4	127.3	50.9	143.9	194.8	50.9	96.3	147.2

กรณีที่ 1: กรณีฐาน (Base Case) มุ่งเน้นการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน โดยมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดร้อยละ 65 และเชื้อเพลิงฟอสซิลร้อยละ 35 **มีกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่รวม 127.3 กิกะวัตต์** และกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม ณ สิ้นสุดแผน 185.7 กิกะวัตต์ อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดแผนอยู่ที่ 3.8267 บาทต่อหน่วย และมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 51.5 ล้านตันต่อปี ซึ่งยังสูงกว่ากรอบเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของภาคพลังงานที่กำหนดไว้ประมาณ 19 ล้านตันต่อปี เพื่อรองรับเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ของประเทศ

กรณีที่ 2: การบรรลุเป้าหมายโดยมุ่งเน้นเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage: CCS) โดยคงโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าตามกรณีฐาน ควบคู่กับการนำเทคโนโลยี CCS มาใช้เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยสามารถดักจับคาร์บอนได้ประมาณ 32 ล้านตันต่อปี ส่งผลให้ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกคงเหลืออยู่ที่ 19.1 ล้านตันต่อปี และมีอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดแผนอยู่ที่ 3.8859 บาทต่อหน่วย

กรณีที่ 3: การบรรลุเป้าหมายโดยมุ่งเน้นพลังงานหมุนเวียน เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดเป็นร้อยละ 89 และลดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเหลือร้อยละ 11 โดย **มีกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่รวม 194.8 กิกะวัตต์** และกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม ณ สิ้นสุดแผน 253.1 กิกะวัตต์ ส่งผลให้ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอยู่ที่ 16.6 ล้านตันต่อปี และมีอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดแผนอยู่ที่ 3.8297 บาทต่อหน่วย

ปัจจัยที่ส่งผลต่อการดำเนินงานหรือการเติบโตในอนาคต (ต่อ)

กรณีที่ 4: การบรรลุเป้าหมายโดยผสมผสานพลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยี CCS ผสมผสานแนวทางจากกรณีที่ 2 และกรณีที่ 3 โดยเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นประมาณร้อยละ 73 และมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลร้อยละ 27 ควบคู่กับการนำเทคโนโลยี CCS มาใช้บางส่วน และให้ความสำคัญกับการใช้ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งผลิตภายในประเทศเป็นหลัก โดย**มีกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่รวม 147.2 กิกะวัตต์** และกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม ณ สิ้นสุดแผน 206.1 กิกะวัตต์ สามารถดักจับคาร์บอนได้ประมาณ 21 ล้านตันต่อปี ส่งผลให้ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกคงเหลืออยู่ที่ 19.1 ล้านตันต่อปี และมีอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดแผนอยู่ที่ 3.8364 บาทต่อหน่วย

กฎระเบียบด้าน Data Center: เมื่อวันที่ 5 สิงหาคม 2569 คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบร่างระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยคณะกรรมการนโยบายการประกอบกิจการดาต้าเซ็นเตอร์ พ.ศ. 2569 โดยมีนายเอกนิติ นิติทัณฑ์ประภาศ รองนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลัง เป็นประธานคณะกรรมการ เพื่อกำหนดนโยบาย มาตรฐาน และแนวทางการอนุมัติ อนุญาต และการให้บริการของหน่วยงานภาครัฐแก่ผู้ประกอบธุรกิจ Data Center รวมถึงติดตามและประเมินผลกระทบจากการประกอบกิจการ โดยให้ความสำคัญกับการใช้พลังงานสะอาด ความมั่นคงทางพลังงาน ราคาพลังงานที่เป็นธรรม และการใช้ไฟฟ้าและน้ำอย่างมีประสิทธิภาพ ควบคู่กับการกำกับดูแลด้านผังเมือง ความปลอดภัย ความมั่นคงของข้อมูล และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชน ตลอดจนสนับสนุนเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนของประเทศล่าสุด ในการประชุมครั้งที่ 4/2569 เมื่อวันที่ 27 ตุลาคม 2569 คณะกรรมการฯ มีมติเห็นชอบร่างนโยบายการกำกับดูแลกิจการดาต้าเซ็นเตอร์ โดยมีแผนเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาในสัปดาห์ถัดไป เพื่อวางกรอบการกำกับดูแลให้เป็นระบบมากขึ้น สาระสำคัญประกอบด้วยการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำ 4 ด้าน ได้แก่ ที่ตั้ง การเชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้าและน้ำ การจัดทำรายงานด้านสิ่งแวดล้อมตามประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice: CoP) และการสร้างประโยชน์ทางเศรษฐกิจและสังคม พร้อมแบ่งกลุ่ม Data Center เป็น 7 ระดับตามขนาดการใช้ไฟฟ้านอกจากนี้ คณะกรรมการฯ ได้มอบหมายให้กระทรวงดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคมเป็นหน่วยงานหลักในการกำกับดูแลระบบบริการเบ็ดเสร็จสำหรับกิจการ Data Center (Data Center One Stop Service: DC-OSS) เพื่ออำนวยความสะดวกในการยื่นขออนุญาต เชื่อมโยงข้อมูลการอนุมัติและอนุญาตผ่านระบบ Dashboard TH-DC ตลอดจนคัดกรองและติดตามประเมินผลโครงการ พร้อมเร่งจัดทำกฎหมายเพื่อบูรณาการการบริหารและกำกับดูแลกิจการ โดยเบื้องต้นกำหนดแนวทางเปิดรับข้อเสนอการลงทุนเป็นรอบและคัดเลือกข้อเสนอในรูปแบบการแข่งขันนำเสนอโครงการ (Pitching) เพื่อให้ประเทศได้รับประโยชน์สูงสุดจากการลงทุนบริษัทฯ ประเมินว่าความคืบหน้าของกรอบการกำกับดูแลดังกล่าวจะสนับสนุนการเติบโตของธุรกิจ Data Center อย่างมีมาตรฐานและยั่งยืน ส่งเสริมการยอมรับจากชุมชน และเพิ่มความชัดเจนในการวางแผนใช้ไฟฟ้าและทรัพยากรในระยะยาว ซึ่งจะเอื้อต่อการวางแผนลงทุนของบริษัทฯ เพื่อรองรับโอกาสจำหน่ายไฟฟ้าที่มีเสถียรภาพและพลังงานสะอาดให้แก่ลูกค้า Data Center ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับการอนุมัตินโยบาย รายละเอียดของกฎระเบียบที่จะมีผลบังคับใช้ และความคืบหน้าของแต่ละโครงการ

การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า: การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยคาดว่าจะมีความชัดเจนมากขึ้นภายหลังการประกาศใช้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่ หรือ PDP โดยอาจส่งผลต่ออัตราจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม โดยเฉพาะกลุ่มที่อ้างอิงอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ กฟภ. โดยประเทศไทยมีการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าครั้งใหญ่ล่าสุดในปี 2558 แม้โดยหลักนโยบายจะกำหนดให้มีการทบทวนทุก 3–5 ปี แต่การดำเนินการในช่วงที่ผ่านมาล่าช้าจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 และวิกฤติราคาพลังงานโลก ปัจจุบันคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน หรือ กกพ. อยู่ระหว่างจัดทำกรอบโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฉบับใหม่ ซึ่งคาดว่าจะทยอยมีความชัดเจนในช่วง 1–2 ปีข้างหน้า เพื่อให้สอดคล้องกับต้นทุนพลังงานรูปแบบการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป และความจำเป็นในการลงทุนเพื่อรองรับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ทั้งนี้ **เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2569 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ หรือ กพช. มีมติเห็นชอบมาตรการสำคัญด้านไฟฟ้า ดังนี้**

- **การแยกต้นทุนค่าไฟฟ้าสาธารณะ** เช่น ค่าไฟฟ้าสำหรับไฟถนน ออกจากอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป และกำหนดอัตราเฉพาะสำหรับค่าใช้จ่ายดังกล่าว ซึ่ง **กกพ. ได้ดำเนินการปรับลดต้นทุนค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ยจากเดิม 3.78 บาท ลงมาเหลือ 3.69 บาทต่อหน่วยแล้วตั้งแต่เดือนกันยายน 2569** ภายหลังการนำต้นทุนค่าไฟฟ้าสาธารณะออกจากค่าไฟฟ้าประเภทบ้านที่อยู่อาศัยออกไป (ต่อ...)

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569 (ต่อ)

การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า: (ต่อ...)

- **การปรับอัตราค่าไฟฟ้าแบบก้าวหน้าสำหรับบ้านอยู่อาศัย** โดยปรับลดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับการใช้ไฟฟ้าในช่วง 1–200 หน่วยแรก เหลือ 3 บาทต่อหน่วย ขณะที่อัตราสำหรับช่วง 201–400 หน่วย และตั้งแต่ 401 หน่วยขึ้นไปยังคงเดิม **ซึ่ง กกพ. ได้ดำเนินการแล้ว โดยอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับช่วง 201–400 หน่วย และตั้งแต่ 401 หน่วยขึ้นไป จะได้รับส่วนลด 6.34 สตางค์ต่อหน่วยตามมาตรการตัดต้นทุนค่าไฟฟ้าสาธารณะออกด้วย**
- **การขยายขอบเขต Direct PPA** สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่านระบบ Third Party Access หรือ TPA ให้ครอบคลุมทั้งธุรกิจ Data Center และภาคอุตสาหกรรมที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสะอาด
- **การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับ Data Center เป็นการเฉพาะ** เพื่อให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงจากการจัดหาไฟฟ้า การนำเข้า LNG และการลงทุนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ผลักภาระต้นทุนดังกล่าวไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป
- **การกำหนดเงื่อนไขเพิ่มเติมสำหรับ Data Center รายใหญ่** โดยให้วางหลักประกันการใช้ระบบสายส่งไฟฟ้า และจัดทำแผนบริหารจัดการน้ำประกอบการดำเนินโครงการ
- **การทบทวนสัญญารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน** โดยเฉพาะผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท SPP และ VSPP แบบ Non Firm ที่มีการต่ออายุสัญญาโดยอัตโนมัติ เพื่อกำหนดวันสิ้นสุดสัญญาให้ชัดเจน และปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้าให้สอดคล้องกับต้นทุนที่แท้จริง
- **การเดินหน้าโครงการโซลาร์ฟาร์มชุมชน ขนาดรวมไม่เกิน 1,500 เมกะวัตต์** โดยกำหนดขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ต่อโครงการ ภายใต้หลักการ 1 ตำบลต่อ 1 โครงการ มี กฟน. และ กฟภ. เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff ภายใต้สัญญา Non-Firm ระยะเวลา 25 ปี

โดยภาพรวม**มาตรการส่วนใหญ่เป็นโอกาสเชิงบวกต่อการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ** ในด้านของการขยายขอบเขต Direct PPA ไปยังภาคอุตสาหกรรมจะเปิดโอกาสให้บริษัทฯ ขยายธุรกิจพลังงานหมุนเวียนผ่านระบบ TPA และให้บริการแก่ลูกค้าที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสะอาดได้มากขึ้น ขณะเดียวกัน การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับ Data Center ให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง อาจสนับสนุนให้ราคาจำหน่ายไฟฟ้าแก่ลูกค้ากลุ่มดังกล่าวอยู่ในระดับที่เหมาะสมกับต้นทุนเชื้อเพลิงและการลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานบริษัทฯ จึงมีโอกาสนำศักยภาพของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่มาใช้รองรับความต้องการไฟฟ้าที่มีเสถียรภาพสูงของกลุ่ม Data Center รวมถึงต่อยอดธุรกิจของบริษัท เกทซ์ เอนเนอร์ยี่ จำกัด ในการให้บริการด้านการจัดการพลังงานและงานวิศวกรรม การจัดซื้อ และการก่อสร้าง หรือ EPC สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนด้วย ทั้งนี้ การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าจำเป็นต้องพิจารณาต้นทุนตลอดห่วงโซ่ ตั้งแต่การผลิตไฟฟ้า ระบบสายส่งและระบบจำหน่าย ต้นทุนการรักษาเสถียรภาพของระบบจากการเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน รวมถึงต้นทุนเชิงนโยบายที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต เช่น กลไกด้านคาร์บอน ขณะเดียวกัน ภาครัฐต้องสร้างสมดุลระหว่างการสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ความสามารถในการจ่ายของผู้ใช้ไฟฟ้า และการรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ ในระยะยาว ประเทศไทยยังมีความจำเป็นต้องลงทุนเพิ่มเติมในระบบผลิตไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการเติบโตของอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานสูง โดยเฉพาะธุรกิจ Data Center และอุตสาหกรรมเป้าหมาย การเปิดโอกาสให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการลงทุนจึงมีความสำคัญ และเป็นโอกาสของบริษัทฯ ในการขยายธุรกิจพลังงานรูปแบบใหม่ สร้างมูลค่าเพิ่มในระยะยาว และสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านระบบพลังงานของประเทศไทยอย่างยั่งยืน

การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA): ถือเป็นกลไกสำคัญในการสนับสนุนการปรับโครงสร้างและการเปิดเสรีตลาดไฟฟ้าของประเทศ โดยเปิดโอกาสให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงกับผู้ใช้ไฟฟ้า (Direct Power Purchase Agreement: Direct PPA) ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยส่งเสริมการแข่งขัน เพิ่มทางเลือกให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า และสนับสนุนการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับความต้องการของภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นภายหลังมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2569 ที่เห็นชอบแนวทางขยายมาตรการ Direct PPA ผ่านระบบ TPA ให้ครอบคลุมทั้งกิจการศูนย์ข้อมูล (Data Center) และภาคอุตสาหกรรมที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสะอาด หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้เดินหน้าพัฒนากรอบหลักเกณฑ์รองรับการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง โดยเมื่อวันที่ 5 ตุลาคม 2569 สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) ได้นำเสนอความก้าวหน้าของกรอบหลักเกณฑ์ดังกล่าวต่อกลุ่มบริษัทที่มีเป้าหมายใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนร้อยละ 100 หรือกลุ่ม RE100 ร่วมกับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง อย่างไรก็ตาม กรอบโครงการนำร่องที่เผยแพร่ยังมุ่งรองรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่ม Data Center ตามคุณสมบัติที่กำหนด โดยการขยายไปยังภาคอุตสาหกรรมอื่นยังต้องติดตามรายละเอียดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขการดำเนินงานเพิ่มเติม (ต่อ...)

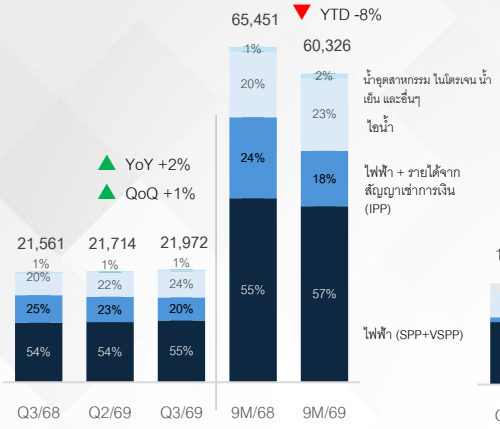
ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569 (ต่อ)

การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA): (…ต่อ) รวมถึงอัตราค่าบริการใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าและความพร้อมของโครงข่ายในแต่ละพื้นที่สำหรับบริษัทฯ การพัฒนาระบบ TPA และ Direct PPA ถือเป็นโอกาสสำคัญในการขยายการลงทุนด้านพลังงานสะอาดในประเทศไทย เพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานหมุนเวียนและแนวโน้มการลดการปล่อยคาร์บอน (Decarbonization) ของลูกค้าภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ บริษัทฯ จะติดตามความชัดเจนของหลักเกณฑ์ อัตราค่าบริการ และเงื่อนไขการเชื่อมต่อระบบโครงข่าย เพื่อประกอบการประเมินความคุ้มค่าและวางแผนพัฒนาโครงการให้เหมาะสม

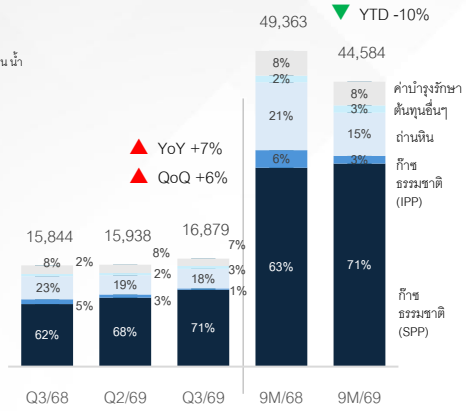
โดยสรุป ทิศทางนโยบายพลังงานและการปรับปรุงกรอบการกำกับดูแลดังกล่าวมีนัยสำคัญต่อแนวทางการดำเนินธุรกิจและการลงทุนของบริษัทฯ โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าจากภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจ Data Center ควบคู่กับการส่งเสริมพลังงานสะอาดและการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม เป็นปัจจัยสนับสนุนโอกาสในการขยายการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียน ระบบกักเก็บพลังงาน และการจำหน่ายไฟฟ้าผ่านสัญญา Direct PPA ตลอดจนการให้บริการด้านการจัดการพลังงานอย่างครบวงจร ทั้งนี้ บริษัทฯ มีความพร้อมในการนำประสบการณ์และความเชี่ยวชาญด้านการพัฒนาและบริหารโครงการไฟฟ้า รวมถึงเครือข่ายพันธมิตรทางธุรกิจ มาต่อยอดเพื่อรองรับโอกาสดังกล่าว ขณะเดียวกัน การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและหลักเกณฑ์การซื้อขายไฟฟ้าอาจมีผลต่อโครงสร้างรายได้ ต้นทุน และผลตอบแทนจากการลงทุนของบริษัทฯ โดยผลกระทบจะขึ้นอยู่กับรายละเอียดและเงื่อนไขของหลักเกณฑ์ที่มีผลบังคับใช้ บริษัทฯ จึงติดตามพัฒนาการของนโยบายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องอย่างต่อเนื่อง เพื่อประกอบการกำหนดกลยุทธ์ การพิจารณาลงทุน และการบริหารความเสี่ยงอย่างรอบคอบ โดยคำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสมและการสร้างมูลค่าเพิ่มให้แก่ผู้ถือหุ้นในระยะยาว

ผลการดำเนินงานภาพรวมของบริษัท : ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 และงวด 9 เดือนปี 2569

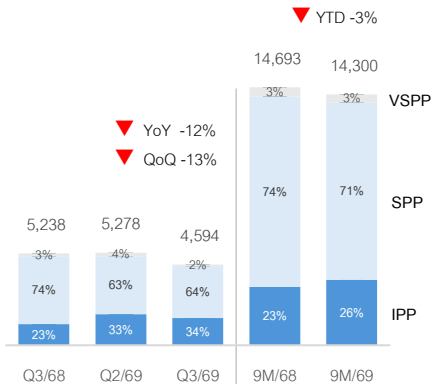
รายได้จากการดำเนินงาน (ล้านบาท, %)



ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (ล้านบาท, %)



EBITDA (ล้านบาท, %)



ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (หน่วย : ล้านบาท)	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
รายได้จากการดำเนินงาน	21,561	21,714	21,972	2%	1%	65,451	60,326	(8%)
ต้นทุนขาย (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	(15,844)	(15,938)	(16,879)	7%	6%	(49,363)	(44,584)	(10%)
กำไรขั้นต้น	**5,717**	**5,775**	**5,093**	**(11%)**	**(12%)**	**16,089**	**15,742**	**(2%)**
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	(541)	(562)	(558)	3%	(1%)	(1,577)	(1,608)	2%
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	61	64	59	(3%)	(8%)	182	166	(9%)
EBITDA	**5,238**	**5,278**	**4,594**	**(12%)**	**(13%)**	**14,693**	**14,300**	**(3%)**
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	(2,364)	(2,386)	(2,308)	(2%)	(3%)	(7,035)	(6,985)	(1%)
EBIT	**2,874**	**2,892**	**2,286**	**(20%)**	**(21%)**	**7,658**	**7,315**	**(4%)**
ต้นทุนทางการเงิน	(1,240)	(1,109)	(1,077)	(13%)	(3%)	(3,913)	(3,322)	(15%)
รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น	1,076	285	770	(28%)	170%	1,611	1,096	(32%)
เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	(363)	171	100	127%	(42%)	346	662	91%
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	(342)	(135)	(226)	(34%)	67%	(397)	(433)	9%
กำไรก่อนผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและรายการพิเศษ	**2,004**	**2,104**	**1,853**	**(8%)**	**(12%)**	**5,305**	**5,318**	**0.2%**
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ	(9)	68	32	456%	(53%)	235	325	38%
กำไรสุทธิ	**1,995**	**2,172**	**1,885**	**(6%)**	**(13%)**	**5,540**	**5,643**	**2%**
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(253)	(353)	(293)	16%	(17%)	(639)	(513)	(20%)
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	**1,742**	**1,819**	**1,592**	**(9%)**	**(12%)**	**4,901**	**5,130**	**5%**
อัตรากำไรขั้นต้น (%)	**27%**	**27%**	**23%**	(4%)	(4%)	**25%**	**26%**	**1%**
อัตรากำไรสุทธิ (%)	**8%**	**8%**	**7%**	(1%)	(1%)	**7%**	**9%**	**2%**

ตารางที่ 2 : ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย

ปัจจัยหลักที่มีผลต่อรายได้

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อรายได้	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YTD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
อัตราค่าความพร้อมจ่าย (%)								
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าศรีราชา	-	-	-	-	-	100%	-	N/A
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี	98%	100%	99%	1%	(1%)	98%	92%	(6%)
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน	97%	100%	100%	3%	-	96%	67%	(29%)

ตารางที่ 3 : อัตราค่าความพร้อมจ่าย

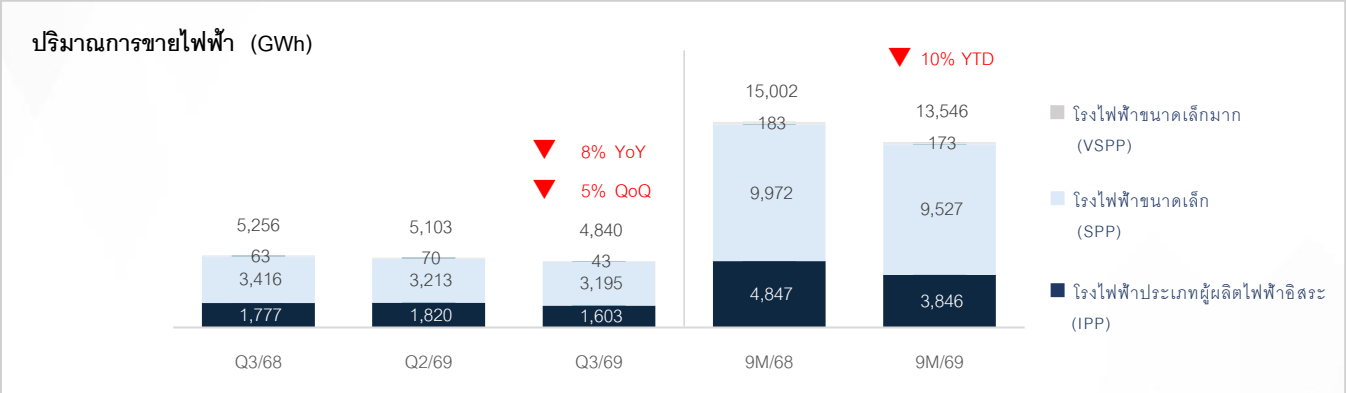
- **อัตราค่าความพร้อมจ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)**

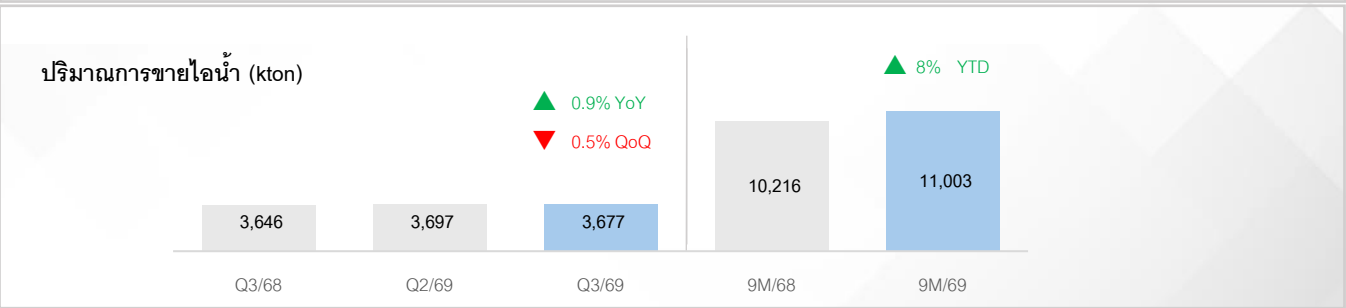
โรงไฟฟ้าศรีราชา การผลิตไฟฟ้าได้ดำเนินการครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญากับ กฟผ. เรียบร้อยแล้วตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2568 ซึ่งเป็นไปตามเงื่อนไขของสัญญา

โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 อัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ร้อยละ 99 ลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 เนื่องจากในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงนอกแผนงานจำนวน 1 วัน ขณะที่ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ไม่มีการหยุดซ่อมบำรุง และไตรมาสที่ 3 ปี 2568 มีการหยุดซ่อมบำรุงนอกแผนงานจำนวน 2 วัน **สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569** มีอัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ร้อยละ 92 ลดลง เทียบกับงวด 9 เดือนปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน

โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 อัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ร้อยละ 100 เท่ากับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 เนื่องจากในไตรมาสที่ 3 ปี 2568 มีการหยุดซ่อมบำรุงนอกแผนงานจำนวน 3 วัน **สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569** มีอัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ร้อยละ 67 ลดลง เทียบกับงวด 9 เดือนปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน

ปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำ





- **ปริมาณการขายไฟฟ้า**

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีปริมาณการขายไฟฟ้า 1,603 GWh ลดลง 217 GWh หรือร้อยละ 12 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าที่ลดลงของ **โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ** ที่มีปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเพื่อให้สอดคล้องกับแผนบริหารจัดการระดับน้ำและ**โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี** ที่มีปริมาณการขายไฟฟ้าลดลงตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 ลดลง 174 GWh หรือร้อยละ 10 สาเหตุหลักมาจาก**โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี** ที่มีปริมาณการขายไฟฟ้าลดลงตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. (ต่อ...)

ปัจจัยหลักที่มีผลต่อรายได้ (ต่อ)

- **ปริมาณการขายไฟฟ้า (ต่อ)**

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 มีปริมาณการขายไฟฟ้า 3,846 GWh ลดลง 1,001 GWh หรือร้อยละ 21 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของ **โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน** เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน **โรงไฟฟ้าศรีราชา** การผลิตไฟฟ้าได้ดำเนินการครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญากับ กฟผ. เรียบร้อยแล้วตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2568 ซึ่งเป็นไปตามเงื่อนไขของสัญญา ขณะที่ **โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ** มีปริมาณการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามแผนการผลิตและส่งไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีปริมาณการขายไฟฟ้า 3,195 GWh ลดลง 18 GWh หรือร้อยละ 0.6 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 จากปริมาณความต้องการไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมที่ลดลงตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 ลดลง 221 GWh หรือร้อยละ 6 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP11 Phase1 ลดลงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ที่หมดอายุ และปริมาณความต้องการไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมลดลง ซึ่งเป็นไปตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า **สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569** มีปริมาณการขายไฟฟ้า 9,527 GWh ลดลง 445 GWh หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP3 และ GSPP11 Phase1 ลดลงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ที่หมดอายุ ขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้าและอุปสงค์ของตลาดที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีปริมาณการขายไฟฟ้า 43 GWh ลดลง 27 GWh หรือร้อยละ 39 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และลดลง 20 GWh หรือร้อยละ 32 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569 **สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569** มีปริมาณการขายไฟฟ้า 173 GWh ลดลง 10 GWh หรือร้อยละ 5 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569 ขณะที่ปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขยะ RDF เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ที่เพิ่มขึ้นของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของ Glow

- **ปริมาณการขายไอน้ำ**

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีปริมาณการขายไอน้ำ 3,677 kton ลดลง 20 kton หรือร้อยละ 0.5 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และเพิ่มขึ้น 31 kton หรือร้อยละ 0.9 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 **สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569** มีปริมาณการขายไอน้ำ 11,003 kton เพิ่มขึ้น 787 kton หรือร้อยละ 8 ตามความต้องการไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า รวมถึงการปรับตัวของอุปสงค์ของตลาด

ราคาขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)								
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)	2.99	2.71	2.79	(7%)	3%	3.25	2.81	(14%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)	3.32	3.55	3.72	12%	5%	3.51	3.52	0.3%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ	4.97	4.83	4.71	(5%)	(3%)	4.86	4.77	(2%)
ราคาขายไอน้ำเฉลี่ย								
ราคาขายไอน้ำรวมเฉลี่ย (บาท/ตัน)	1,177	1,280	1,395	19%	9%	1,252	1,282	2%
น้ำเย็น								
ราคาขายน้ำเย็นเฉลี่ย (บาท/ตันความเย็น)	6.44	6.72	6.89	7%	3%	7.08	6.96	(2%)

ตารางที่ 4 : ราคาขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น

รายได้ของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

รายได้ของโรงไฟฟ้า (หน่วย : ล้านบาท)	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP)	1,433	1,656	1,624	13%	(2%)	4,439	3,715	(16%)
ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP)	3,876	3,274	2,844	(27%)	(13%)	11,327	7,094	(37%)
เงินรับเพื่อนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า	3	2	0.2	(93%)	(90%)	9	4	(56%)
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	5,312	4,932	4,468	(16%)	(9%)	15,775	10,812	(31%)
รายได้จากสัญญาเช่าทางการเงิน	6	0.4	1	(83%)	150%	55	2	(96%)
รายได้จากการขายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม	-	-	-	-	-	-	-	-
รวมรายได้	5,318	4,932	4,469	(16%)	(9%)	15,830	10,814	(32%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)								
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	11,336	11,405	11,891	5%	4%	35,028	33,559	(4%)
รวมรายได้จากการขายไอน้ำ	4,292	4,731	5,129	20%	8%	12,786	14,102	10%
รายได้จากการขายผลิตภัณฑ์อื่น ๆ	214	224	210	(2%)	(6%)	624	730	17%
รวมรายได้	15,843	16,361	17,230	9%	5%	48,439	48,392	(0.1%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ								
รายได้จากการขายไฟฟ้า	315	338	201	(36%)	(41%)	889	826	(7%)
รายได้ขายน้ำเย็น	41	43	43	5%	-	127	125	(2%)
รายได้อื่น ๆ	45	40	29	(35%)	(28%)	166	167	0.6%
รวมรายได้	400	421	273	(32%)	(35%)	1,182	1,120	(5%)
รวมรายได้ของโรงไฟฟ้า (IPP + SPP + VSPP)	21,561	21,714	21,972	2%	1%	65,451	60,326	(8%)

ตารางที่ 5 : รายได้แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

รายได้ของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

qoq ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2569

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 4,469 ล้านบาท ลดลง 463 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 9 โดยสาเหตุหลักมาจากรายได้ของ โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี ลดลง 328 ล้านบาท จากค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ลดลง ตามการเรียกรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ลดลง (ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 จำนวน 2 วัน, ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 จำนวน 12 วัน) โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ ลดลง 196 ล้านบาท จากรายได้ที่ลดลงตามแผนการผลิตและส่งไฟฟ้าให้กับกฟผ. ในขณะที่ โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน เพิ่มขึ้น 58 ล้านบาท จากค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) เพิ่มขึ้น ตามราคาต้นทุนถ่านหินที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง ตามอัตราค่าความผันแปรตามฤดูกาล (Weight Factor) ที่ปรับลดลงตามฤดูกาล

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 17,230 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 869 ล้านบาทหรือร้อยละ 5 สาเหตุหลักเนื่องจากราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้นจากค่า FT และราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาขายไอน้ำเพิ่มขึ้น เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นตามโครงสร้างราคาในการส่งผ่านต้นทุนไปยังราคาขาย (Passthrough Structure) ในขณะที่ ปริมาณความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมลดลงตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 273 ล้านบาท ลดลง 148 ล้านบาทหรือร้อยละ 35 สาเหตุหลักเนื่องจากรายได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569

รายได้ของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

yoy ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 3 ปี 2568

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 4,469 ล้านบาท ลดลง 849 ล้านบาทหรือร้อยละ 16 โดยสาเหตุหลักมาจากรายได้ของ โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี ลดลง 511 ล้านบาท จากค่า Energy Payment ที่ลดลง ตามการเรียกรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ลดลง (ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 จำนวน 2 วัน, ไตรมาสที่ 3 ปี 2568 จำนวน 23 วัน) โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ลดลง 296 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ลดลงตามราคาต้นทุนถ่านหินที่ปรับตัวลดลง ขณะที่ โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ เพิ่มขึ้น 18 ล้านบาท ตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้น

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 17,230 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,387 ล้านบาทหรือร้อยละ 9 สาเหตุหลักเนื่องจากราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้น เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นตามโครงสร้างราคาในการส่งผ่านต้นทุนไปยังราคาขาย (Passthrough Structure) ซึ่งมีผลมากกว่าผลกระทบจากค่า Ft ที่ปรับตัวลดลง และราคาขายเฉลี่ยไอน้ำเพิ่มขึ้นเนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นตามโครงสร้างราคาในการส่งผ่านต้นทุนไปยังราคาขาย (Passthrough Structure) อย่างไรก็ตาม ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP11 Phase1 กับ กฟผ. หมดอายุ และ ปริมาณความต้องการไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมลดลง ซึ่งเป็นไปตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 273 ล้านบาท ลดลง 127 ล้านบาทหรือร้อยละ 32 สาเหตุหลักมาจากรายได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569

YTD งวด 9 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 9 เดือน ปี 2568

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 10,814 ล้านบาท ลดลง 5,016 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 32 โดยสาเหตุหลักมาจากรายได้ของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ลดลง 3,630 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากรายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าพลังงานไฟฟ้า ลดลง ตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. (งวด 9 เดือน ปี 2569 จำนวน 186 วัน, งวด 9 เดือน ปี 2568 จำนวน 245 วัน) โรงไฟฟ้าศรีราชา ลดลง 1,697 ล้านบาท เนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 ขณะที่ โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ เพิ่มขึ้น 395 ล้านบาท ตามแผนการผลิตและส่งไฟฟ้าให้กับกฟผ. ที่เพิ่มขึ้น

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 48,392 ล้านบาท ลดลง 47 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 0.1 สาเหตุหลักเนื่องจากราคาขายเฉลี่ยไอน้ำลดลงเนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติลดลงตามโครงสร้างราคาในการส่งผ่านต้นทุนไปยังราคาขาย (Passthrough Structure) ขณะที่ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP3 และ GSPP11 Phase1 กับ กฟผ. หมดอายุ

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 1,120 ล้านบาท ลดลง 62 ล้านบาทหรือ ร้อยละ 5 สาเหตุหลักเนื่องจากรายได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ

ปริมาณการใช้ ราคา : ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
ก๊าซธรรมชาติ								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GPSC ('000 MMBTU)	-	-	-	-	-	3,863	-	(100%)
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GLOW ('000 MMBTU)	1,861	1,056	147	(92%)	(86%)	2,700	2,684	(1%)
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวม ('000 MMBTU)	**1,861**	**1,056**	**147**	**(92%)**	**(86%)**	**6,563**	**2,684**	**(59%)**
ถ่านหิน								
ปริมาณการใช้ถ่านหินของ GLOW (Ton JPU**)	498,952	510,465	515,110	3%	1%	1,308,692	1,048,427	(20%)
ราคาเฉลี่ยถ่านหิน* (USD/Ton JPU**)	187	138	142	(24%)	3%	198	142	(28%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)								
ก๊าซธรรมชาติ								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GPSC ('000 MMBTU)	14,723	14,288	14,594	(1%)	2%	41,637	42,723	3%
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GLOW ('000 MMBTU)	16,817	15,567	15,650	(7%)	1%	49,771	46,790	(6%)
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวม ('000 MMBTU)	**31,540**	**29,855**	**30,244**	**(4%)**	**1%**	**91,408**	**89,513**	**(2%)**
ราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติ								
ราคาก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ย (บาท/MMBTU)	310	358	396	28%	11%	338	351	4%
ถ่านหิน								
ปริมาณการใช้ถ่านหินของ GLOW (Ton JPU)	165,504	180,450	144,244	(13%)	(20%)	496,889	492,585	(1%)
ราคาเฉลี่ยถ่านหิน* (USD/Ton JPU)	106	116	132	24%	14%	113	116	3%

* รวมค่าขนส่ง และได้รับการยกเว้นภาษีนำเข้าศุลกากร

** อ้างอิงค่าความร้อน 6,322 kcal/kg

ตารางที่ 6 : ตารางแสดงเชื้อเพลิงการผลิต

- **ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ**

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมประมาณ 147,000 MMBTU ลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และไตรมาสที่ 3 ปี 2568 โดยสาเหตุหลักมาจากปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพีตามแผนการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ลดลง **สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมประมาณ 2,684,000 MMBTU** ลดลงจากงวด 9 เดือน ปี 2568 โดยหลักมาจากโรงไฟฟ้าศรีราชาสิ้นสุดการผลิตไฟฟ้าตามจำนวนชั่วโมงที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมประมาณ 30,244,000 MMBTU เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ไม่ได้เปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ ในขณะที่เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมลดลง สาเหตุหลักเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า GSPP11 Phase1 กับ กฟผ. หมดอายุในเดือนตุลาคม 2568 **สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมประมาณ 89,513,000 MMBTU** ลดลงจากงวด 9 เดือน ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า GSPP11 Phase1 กับ กฟผ. หมดอายุ ขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามแผนงานการเดินเครื่องของลูกค้า

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (ต่อ)

- **ปริมาณการใช้ถ่านหิน**

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ปริมาณการใช้ถ่านหินประมาณ 515,110 TonJPU เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และไตรมาสที่ 3 ปี 2568 ตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. ของโรงไฟฟ้าเก็คโค่วัน **สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 ปริมาณการใช้ถ่านหินรวมประมาณ 1,048,427 TonJPU** ลดลงเมื่อเทียบกับงวด 9 เดือนปี 2568 จากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ปริมาณการใช้ถ่านหินประมาณ 144,244 TonJPU ลดลง เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และไตรมาสที่ 3 ปี 2568 สอดคล้องกับความต้องการไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่ลดลง ขณะที่**สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 ปริมาณการใช้ถ่านหินรวมประมาณ 492,585 TonJPU** เมื่อเทียบกับงวด 9 เดือนปี 2568 ไม่ได้เปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ

- **ราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน ที่มีการเปลี่ยนแปลง สาเหตุหลักมีดังนี้**

ราคาก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ยของ SPP ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 อยู่ที่ 396 บาทต่อล้านบีทียู เพิ่มขึ้น 38 บาทต่อล้านบีทียู หรือร้อยละ 11 จากไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และเพิ่มขึ้น 86 บาทต่อล้านบีทียู หรือร้อยละ 28 จากไตรมาสที่ 3 ปี 2568 **การเพิ่มขึ้นดังกล่าวมีสาเหตุหลักจากราคา LNG ในตลาดจรที่ปรับตัวสูงขึ้นจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางและความเสี่ยงด้านการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุสเผชิญข้อจำกัดอย่างต่อเนื่อง** โดยราคา LNG ในตลาดจรเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ประมาณ 25 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในช่วงเดือนกันยายน ปี 2569 จากระดับ 18–20 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และระดับประมาณ 10–11 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในเดือนกุมภาพันธ์ 2569 ก่อนเกิดความขัดแย้ง ประกอบกับความต้องการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อเตรียมรองรับฤดูหนาวเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะในยุโรป ซึ่งมีปริมาณก๊าซธรรมชาติคงคลังอยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ส่งผลให้ราคา Pool Gas ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญของต้นทุนก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้า SPP ปรับตัวสูงขึ้นในไตรมาสดังกล่าว **สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2569 ราคาก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ยของโรงไฟฟ้า SPP อยู่ที่ 351 บาทต่อล้านบีทียู** เพิ่มขึ้น 13 บาทต่อล้านบีทียู หรือร้อยละ 4 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากราคา LNG ในตลาดจรที่ปรับตัวสูงขึ้นจากข้อจำกัดด้านอุปทานและความเสี่ยงด้านการขนส่งพลังงานในตะวันออกกลาง ประกอบกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติภายในประเทศที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะในภาคการผลิตไฟฟ้า ส่งผลให้ประเทศไทยมีปริมาณการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นในช่วงที่ราคาตลาดโลกอยู่ในระดับสูง และทยอยส่งผลให้ราคา Pool Gas ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญของต้นทุนก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้า SPP ปรับตัวสูงขึ้นกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน

ราคาเฉลี่ยถ่านหิน IPP ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 อยู่ที่อยู่ที่ 142 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU เพิ่มขึ้น 4 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 3 จากไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สอดคล้องกับทิศทางราคาถ่านหินในตลาดโลกที่ปรับตัวสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ราคาถ่านหินเฉลี่ย IPP ลดลง 45 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 24 จากไตรมาสเดียวกันของปีก่อน และสำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2569 ราคาเฉลี่ยถ่านหินอยู่ที่ 142 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU ลดลง 56 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 28 จากช่วงเดียวกันของปีก่อนการลดลงดังกล่าวมีสาเหตุหลักจากโครงสร้างราคาถ่านหินของโรงไฟฟ้า IPP ซึ่งอ้างอิงราคาเฉลี่ยย้อนหลัง (Lag time) ของดัชนี BREE ย้อนหลัง 1 ปี และ ACR ย้อนหลัง 7 เดือน ประกอบกับบริษัทบันทึกต้นทุนถ่านหินตามวิธีถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) ส่งผลให้ต้นทุนถ่านหินทยอยสะท้อนแนวโน้มราคาถ่านหินในตลาดโลกที่ปรับตัวลดลงในช่วงปีก่อนหน้า

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (ต่อ)

- **ราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน ที่มีการเปลี่ยนแปลง สาเหตุหลักมีดังนี้**

ราคาเฉลี่ยถ่านหิน SPP **ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 อยู่ที่ 132 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU** เพิ่มขึ้น 16 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 14 จากไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และเพิ่มขึ้น 26 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 24 จากไตรมาสเดียวกันของปีก่อน **การเพิ่มขึ้นดังกล่าวมีสาเหตุหลักจากภาวะอุปทานถ่านหินในภูมิภาคที่ตึงตัวขึ้น โดยปริมาณการผลิตและการส่งออกถ่านหินจากอินโดนีเซีย** ซึ่งเป็นแหล่งส่งออกถ่านหินสำคัญของภูมิภาค ปรับตัวลดลง ประกอบกับการเปลี่ยนแปลงด้านนโยบายและการบริหารจัดการการส่งออกของอินโดนีเซีย ส่งผลให้ความกังวลด้านความเพียงพอของอุปทานในตลาดเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ **สถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางและความเสี่ยงต่อการขนส่ง LNG ผ่านช่องแคบฮอร์มุซ**ส่งผลให้ราคา LNG ปรับตัวสูงขึ้นและอุปทานมีความไม่แน่นอน **ผู้ผลิตไฟฟ้าในหลายประเทศของภูมิภาคเอเชียจึงเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินเพื่อทดแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติ** ส่งผลให้อุปสงค์ถ่านหินนำเข้าปรับตัวสูงขึ้นและเป็นปัจจัยสนับสนุนราคาถ่านหินในช่วงไตรมาสดังกล่าว **สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 ราคาเฉลี่ยถ่านหินของโรงไฟฟ้า** SPP **อยู่ที่ 116 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU เพิ่มขึ้น** 3 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 3 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน สอดคล้องกับทิศทางราคาถ่านหินในตลาดโลกที่ปรับตัวสูงขึ้น

ทั้งนี้ **ต้นทุนถ่านหินของโรงไฟฟ้า** SPP **อ้างอิงดัชนีราคาถ่านหินอินโดนีเซีย** ICI 2 **และ** ICI 3 ซึ่งเคลื่อนไหวตามภาวะตลาดถ่านหินในภูมิภาคและทิศทางของดัชนี NEWC บางส่วน ขณะที่ราคาถ่านหินของ**โรงไฟฟ้า** IPP **ซึ่งอ้างอิงราคาเฉลี่ยย้อนหลัง** (Lag time) **ของดัชนี** BREE **ย้อนหลัง 1 ปี และ** ACR **ย้อนหลัง 7 เดือน** นอกจากนี้ บริษัทบันทึกต้นทุนถ่านหินตามวิธีถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) ส่งผลให้ต้นทุนถ่านหินที่รับรู้ในงบการเงินทยอยสะท้อนการเปลี่ยนแปลงของราคาตลาด และอาจแตกต่างจากราคาถ่านหินอ้างอิง ณ ช่วงเวลาเดียวกัน

ต้นทุนของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ต้นทุนของโรงไฟฟ้า (หน่วย : ล้านบาท)	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
ก๊าซธรรมชาติ	721	495	186	(74%)	(62%)	2,750	1,214	(56%)
ถ่านหิน	3,061	2,330	2,445	(20%)	5%	8,718	4,898	(44%)
อื่น ๆ	77	68	80	4%	18%	254	241	(5%)
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	3,858	2,893	2,711	(30%)	(6%)	11,722	6,353	(46%)
ค่าบำรุงรักษา	43	74	49	14%	(34%)	111	207	86%
อื่น ๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	178	186	148	(17%)	(20%)	549	496	(10%)
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	4,080	3,154	2,908	(29%)	(8%)	12,383	7,056	(43%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)								
ก๊าซธรรมชาติ	9,792	10,676	11,980	22%	12%	30,853	31,452	2%
ถ่านหิน	574	690	635	11%	(8%)	1,890	1,878	(1%)
วัตถุดิบอื่น ๆ	374	392	339	(9%)	(14%)	1,152	1,127	(2%)
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	10,740	11,758	12,954	21%	10%	33,896	34,457	2%
ค่าบำรุงรักษา	279	286	344	23%	20%	866	876	1%
อื่นๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	608	600	567	(7%)	(6%)	1,766	1,762	(0.2%)
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	11,627	12,645	13,865	19%	10%	36,528	37,096	2%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ								
ก๊าซธรรมชาติและวัตถุดิบอื่น ๆ	75	88	59	(21%)	(33%)	269	277	3%
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	75	88	59	(21%)	(33%)	269	277	3%
ค่าบำรุงรักษา	26	19	18	(31%)	(5%)	63	54	(14%)
อื่น ๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	37	33	28	(24%)	(15%)	119	102	(12%)
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	137	140	106	(23%)	(24%)	451	432	(4%)
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (IPP + SPP + VSPP)	15,844	15,938	16,879	7%	6%	49,363	44,584	(10%)

ตารางที่ 7 : ต้นทุนแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

qoq ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2569

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 2,908 ล้านบาท ลดลง 246 ล้านบาท หรือร้อยละ 8 สาเหตุหลักมาจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติลดลง 309 ล้านบาท จากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพีที่ลดลงตามปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ลดลง ในขณะที่ต้นทุนค่าถ่านหินเพิ่มขึ้น 115 ล้านบาท สอดคล้องกับทิศทางราคาถ่านหินในตลาดโลกที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 13,865 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,220 ล้านบาท หรือร้อยละ 10 โดยมีสาเหตุหลักจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับทิศทางราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ต้นทุนขายสินค้าและบริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 106 ล้านบาท ลดลง 34 ล้านบาท หรือร้อยละ 24 สาเหตุหลักมาจากต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569

ต้นทุนของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

YOY ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 3 ปี 2568

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 2,908 ล้านบาท ลดลง 1,172 ล้านบาท หรือร้อยละ 29 จากสาเหตุหลักเนื่องจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติลดลง 535 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพีที่ลดลงตามปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ลดลง และ ต้นทุนค่าถ่านหินลดลง 616 ล้านบาท เนื่องจากราคาถ่านหินเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วันที่รับรู้เป็นต้นทุนต่ำกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยราคาจัดหาถ่านหินอ้างอิงดัชนีราคาเฉลี่ยย้อนหลังประมาณ 1 ปี และบริษัทฯ ใช้วิธีถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) ในการบันทึกต้นทุน ส่งผลให้ต้นทุนถ่านหินทยอยสะท้อนราคาตลาดโลกที่ปรับตัวลดลงในช่วงก่อนหน้า แม้ว่าราคาถ่านหินในตลาดโลกปัจจุบันจะปรับตัวสูงขึ้นก็ตาม

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 13,865 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,238 ล้านบาท หรือร้อยละ 22 จากสาเหตุหลักเนื่องจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับทิศทางราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ต้นทุนขายสินค้าและบริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 106 ล้านบาท ลดลง 31 ล้านบาท หรือร้อยละ 23 สาเหตุหลักมาจากต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569

YTD งวด 9 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 9 เดือน ปี 2568

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) งวด 9 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 7,056 ล้านบาท ลดลง 5,327 ล้านบาทหรือร้อยละ 43 จากสาเหตุหลัก จากต้นทุนค่าถ่านหินลดลง 3,820 ล้านบาท จากปริมาณการใช้ถ่านหินที่ลดลงของโรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าจำนวน 88 วัน และต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติลดลง 1,536 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพีที่ลดลงตามการดำเนินการผลิตตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. และโรงไฟฟ้าศรีราชาที่ลดลง เนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) งวด 9 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 37,096 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 568 ล้านบาท หรือร้อยละ 2 จากสาเหตุหลักเนื่องจากต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น 599 ล้านบาท สาเหตุเนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน สอดคล้องกับทิศทางราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ต้นทุนขายสินค้าและบริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ งวด 9 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 432 ล้านบาท ลดลง 19 ล้านบาท หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักจากต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569

กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
กำไรขั้นต้น	1,239	1,778	1,561	26%	(12%)	3,447	3,758	9%
อัตรากำไรขั้นต้น	23%	36%	35%	12%	(1%)	22%	35%	13%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)								
กำไรขั้นต้น	4,216	3,716	3,364	(20%)	(9%)	11,911	11,296	(5%)
อัตรากำไรขั้นต้น	27%	23%	20%	(7%)	(3%)	25%	23%	(2%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ								
กำไรขั้นต้น	263	281	167	(36%)	(41%)	731	687	(6%)
อัตรากำไรขั้นต้น	66%	67%	61%	(5%)	(6%)	62%	61%	(1%)

ตารางที่ 8 : กำไรขั้นต้นแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

qoq ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2569

- **กำไรขั้นต้นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)** ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 1,561 ล้านบาท ลดลง 217 ล้านบาท หรือร้อยละ 12 เมื่อสาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้ลดลงตามแผนการผลิตและส่งไฟฟ้าให้กับกฟผ.
- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 3,364 ล้านบาท ลดลง 352 ล้านบาท หรือร้อยละ 9 สาเหตุหลักมาจากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงปรับตัวลดลง เนื่องจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าการปรับเพิ่มขึ้นของค่า Ft แต่การปรับเพิ่มขึ้นของค่า Ft สามารถบรรเทาผลกระทบจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นได้บางส่วน ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าลูกค้าอุตสาหกรรมลดลงตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า
- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)** และอื่นๆ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 167 ล้านบาท ลดลง 114 ล้านบาท หรือร้อยละ 41 สาเหตุหลักเนื่องจากกำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569 ประกอบกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ GRP ที่ลดลงตามปัจจัยฤดูกาล

yoy ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 3 ปี 2568

- **กำไรขั้นต้นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)** ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 1,561 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 322 ล้านบาท หรือร้อยละ 26 สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) เพิ่มขึ้น จากอัตราค่าความพร้อมจ่ายต่อวันที่สูงขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ภายหลังการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนควบ คู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 รวมระยะเวลา 88 วัน และ ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy margin) เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลทางบัญชีที่ราคาต้นทุนถ่านหินเฉลี่ยจากถ่านหินคงคลังมีความใกล้เคียงกับรายได้ที่สามารถเรียกเก็บจาก กฟผ. ประกอบกับราคาถ่านหินที่อยู่แนวโน้มขาขึ้น โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามแผนการผลิตและส่งไฟฟ้าให้กับกฟผ. ในขณะที่ โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี จากค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy margin) ที่ลดลงตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. โดยในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. จำนวน 2 วัน ขณะที่ในไตรมาสที่ 3 ปี 2568 มีการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. จำนวน 23 วัน
- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 3,364 ล้านบาท ลดลง 852 ล้านบาท หรือร้อยละ 20 สาเหตุหลักเนื่องจาก **กำไรผันแปร (Contribution Margin) ลดลง** จากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินที่ปรับตัวสูงขึ้น ขณะที่ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยปรับตัวลดลงตามค่า Ft ที่ต่ำกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน ประกอบกับปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ที่ลดลงภายหลังสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP11 Phase 1 สิ้นสุดลงในเดือนตุลาคม 2568 รวมถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่ลดลงตามแผนการผลิตของลูกค้า
- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ** ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 167 ล้านบาท ลดลง 96 ล้านบาท หรือร้อยละ 36 โดยมีสาเหตุหลักมาจากกำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569

กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

YTD งวด 9 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 9 เดือน ปี 2568

- **กำไรขั้นต้นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) งวด 9 เดือนปี 2569 มีมูลค่า 3,758 ล้านบาท** เพิ่มขึ้น 311 ล้านบาท หรือร้อยละ 9 จากงวด 9 เดือนแรก ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy Margin) ปรับตัวดีขึ้น จากการรับรู้ผลขาดทุนจากส่วนต่างราคาถ่านหินที่ลดลง ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลงและการบริหารจัดการถ่านหินอย่างมีประสิทธิภาพ ขณะที่ รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้เพิ่มขึ้นตามแผนการผลิตและส่งไฟฟ้าให้กับกฟผ. ขณะที่ โรงไฟฟ้าศรีราชา ค่าความพร้อมจ่ายปรับตัวลดลงเนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน
- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) งวด 9 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 11,296 ล้านบาท** ลดลง 615 ล้านบาท หรือร้อยละ 5 จากงวด 9 เดือนแรก ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสาม (“GSPP3”) กับกฟผ. หมดอายุในเดือนมีนาคม 2568 และโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสิบเอ็ด ระยะที่ 1 (“GSPP11 Phase1”) ในเดือนตุลาคม 2568 ประกอบกับกำไรผันแปร (Contribution Margin) ที่ลดลงจาก ค่า Ft ที่ปรับตัวลดลงและต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่สูงขึ้น อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ได้รับปัจจัยบวกปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามความต้องการใช้พลังงานของลูกค้า และการรับรู้รายได้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTOP) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีที่ลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญาในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ซึ่งช่วยชดเชยผลกระทบดังกล่าวได้บางส่วน
- **กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ งวด 9 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 687 ล้านบาท** ลดลง 44 ล้านบาท หรือร้อยละ 6 จากงวด 9 เดือนแรก ปี 2568 โดยมีสาเหตุหลักเนื่องจากกำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569

ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร และอื่น ๆ (หน่วย : ล้านบาท)	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
ค่าใช้จ่ายในการขายและการบริหาร	541	562	558	3%	(1%)	1,577	1,608	2%
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	2,364	2,386	2,308	(2%)	(3%)	7,035	6,985	(1%)
ต้นทุนทางการเงิน	1,240	1,109	1,077	(13%)	(3%)	3,913	3,322	(15%)
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	342	135	226	(34%)	67%	397	433	9%
ขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ	9	(68)	(32)	456%	(54%)	(235)	(325)	38%
รวมค่าใช้จ่ายอื่น ๆ	**4,496**	**4,124**	**4,137**	**(8%)**	**0.3%**	**12,687**	**12,023**	**(5%)**

ตารางที่ 9 : ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ

qoq ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2569

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีจำนวน 4,137 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 13 ล้านบาท หรือร้อยละ 0.3 สาเหตุหลัก เพราะ **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** เพิ่มขึ้น 62 ล้านบาทหรือร้อยละ 67 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีภาษีที่เกิดจากรายได้จากการจำหน่ายสิทธิในการใช้สินทรัพย์สำรองให้แก่บริษัทคู่สัญญา และกำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุนใน SYE ในขณะที่**ต้นทุนทางการเงิน** ลดลง 32 ล้านบาทหรือร้อยละ 3 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** มีจำนวน 32 ล้านบาท ลดลง 36 ล้านบาท หรือร้อยละ 54 (ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 : กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 68 ล้านบาท) สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD ลดลงเนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่าลดลง **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** ลดลง 78 ล้านบาทหรือร้อยละ 3 จากค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าห้วยเหาะที่ลดลงตามปริมาณการผลิต ภายใต้วิธีคิดค่าเสื่อมราคาแบบหน่วยผลผลิต (Unit of Production) ประกอบกับการลดลงของค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวัน ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท SYE ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569

yoy ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 3 ปี 2568

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 4,137 ล้านบาท ลดลง 359 ล้านบาท หรือร้อยละ 8 สาเหตุหลักเนื่องจาก **ต้นทุนทางการเงิน** ลดลง 163 ล้านบาท หรือร้อยละ 13 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วนและอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** ลดลง 116 ล้านบาท เนื่องจากในไตรมาสที่ 3 ปี 2568 มีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่เกิดจากกำไรจากการขายหุ้นร้อยละ 3.03 ในบริษัท AEPL **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** ลดลง 56 ล้านบาทหรือร้อยละ 2 จากการลดลงของค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวัน ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท SYE ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569 ในขณะที่**กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** มีจำนวน 32 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 41 ล้านบาท (ไตรมาสที่ 3 ปี 2568: ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 9 ล้านบาท) สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 3 ปี 2568 เงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่อ่อนค่าเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน ส่งผลให้มีการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการแปลงมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท โกลบอล รีนิวเอเบิล ซินเนอร์ยี่ จำกัด (GRSCTW) ที่กู้ผ่านบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (GPSCTC) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD ขณะที่ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ทรงตัว ส่งผลให้ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนดังกล่าวลดลง **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร** เพิ่มขึ้น 17 ล้านบาท หรือร้อยละ 3 สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายพนักงานที่เพิ่มขึ้น

YTD งวด 9 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 9 เดือน ปี 2568

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารอื่น ๆ ในงวด 9 เดือน ปี 2569 มีมูลค่า 12,023 ล้านบาท ลดลง 664 ล้านบาท หรือร้อยละ 5 สาเหตุหลักเนื่องจาก **ต้นทุนทางการเงิน** ลดลง 591 ล้านบาทหรือร้อยละ 15 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วนและอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** เพิ่มขึ้น 90 ล้านบาท (งวด 9 เดือน ปี 2568: กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 235 ล้านบาท) สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่า ในขณะที่**ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** เพิ่มขึ้น 36 ล้านบาท เนื่องจากในงวด 9 เดือน ปี 2568 บริษัทฯมีการรับรู้ผลประโยชน์ทางภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีจากการปรับปรุงโครงสร้างบริษัท และการปรับปรุงรายการบัญชีสัญญาเช่าตามมาตรฐาน TFRS16 ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ในงวดเดียวกันของปีก่อนอยู่ในระดับต่ำกว่าปกติ อย่างไรก็ตาม ในไตรมาสที่ 3 ปี 2568 มีการรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีจากการจำหน่ายหุ้น AEPL ซึ่งชดเชยผลประโยชน์ทางภาษีดังกล่าวบางส่วน ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้สุทธิของทั้งสองงวดอยู่ในระดับใกล้เคียงกัน

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	สัดส่วนการถือหุ้น	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YTD
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)									
บริษัท ไชยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)	25%	530	232	**471**	(11%)	103%	632	**1,079**	71%
บริษัท ราชบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)	24%	-	49	**45**	100%	(9%)	-	**71**	100%
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)									
บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)	25%	8	9	**8**	-	(12%)	60	**14**	(77%)
บริษัท ผลิตไฟฟ้านวนคร จำกัด (NNEG)	30%	27	(16)	**(4)**	(116%)	73%	40	**(5)**	(112%)
บริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC)	40%	54	(5)	**31**	(43%)	668%	54	**52**	(5%)
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)									
บริษัท ไทยโซล่าร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)	40%	-	-	-	-	-	28	-	(100%)
บริษัท อีสเทิร์นซีบอร์ด คลีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (ESCE)	33%	3	-	-	(100%)	-	9	-	(100%)
บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)	40%	(107)	155	**(143)**	(34%)	(192%)	340	**28**	(92%)
บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)	49%	(10)	(21)	**1**	107%	103%	(40)	**(36)**	10%
CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)	25%	(921)	(238)	**(314)**	66%	(32%)	(874)	**(555)**	37%
บริษัท เคปเปล ดีคาร์บ จำกัด (KD)	25%	-	2	**7**	100%	267%	-	**9**	100%
รวมส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		**(415)**	**166**	**100**	**124%**	**(40%)**	**248**	**657**	**164%**

ตารางที่ 10 : ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

บริษัทฯ ได้รับ**ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 100 ล้านบาท** ขณะที่ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีมูลค่า 166 ล้านบาท ขณะที่ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าไตรมาสที่ 3 ปี 2568 มีมูลค่า 415 ล้านบาท ตามลำดับ สำหรับงวด 9 เดือน ปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า มีมูลค่า 657 ล้านบาท ขณะที่งวด 9 เดือน ปี 2568 มีมูลค่า 248 ล้านบาท

qoq ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2569

เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ลดลง 66 ล้านบาท หรือร้อยละ 40 สาเหตุหลักมาจาก

- XPCL ผลประกอบการดีขึ้นจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น จากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาล
- CFXD ผลประกอบการปรับตัวลดลงจากการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ที่ลดลง เนื่องจากความพร้อมใช้งานของกังหันลมปรับตัวดีขึ้น อย่างไรก็ตาม หากไม่รวมรายการเงินชดเชยดังกล่าว ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน CFXD ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569 จากผลการดำเนินงานตามปกติที่ดีขึ้นตามอัตราการใช้ประโยชน์กำลังการผลิต (Capacity Utilization Factor: CUF) ที่เพิ่มขึ้นจากปัจจัยฤดูกาล
- AEPL ผลประกอบการปรับตัวลดลงจากปัจจัยฤดูกาล แม้ว่าจะมีโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นในระหว่างไตรมาส

yoy ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 3 ปี 2568

เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 เพิ่มขึ้น 515 ล้านบาท หรือร้อยละ 124 สาเหตุหลักมาจาก

- CFXD ผลประกอบการปรับตัวดีขึ้นจากค่า CUF ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีก่อน ประกอบกับในไตรมาสที่ 3 ปี 2568 มีการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จากการแปลงมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐ เนื่องจากเงินดอลลาร์ได้หวันใหม่อ่อนค่าลง ขณะที่ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 2 ล้านบาท
- AEPL ผลประกอบการปรับตัวลดลงจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและพัฒนาธุรกิจที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้นตามกำลังการผลิตที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้น และค่า CUF ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน
- XPCL ผลประกอบการปรับตัวลดลงจากค่าเสื่อมราคาที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากการเปลี่ยนวิธีคำนวณค่าเสื่อมราคาเป็นวิธีตามจำนวนหน่วยผลิต (Unit of Production) ตั้งแต่ไตรมาสที่ 1 ปี 2569

YTD งวด 9 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 9 เดือน ปี 2568

สำหรับงวด 9 เดือนปี 2569 เพิ่มขึ้น 409 ล้านบาทหรือร้อยละ 164 เมื่อเทียบกับงวด 9 เดือนปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก

- XPCL ผลผลประกอบการดีขึ้นเนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น ตามปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากปริมาณน้ำที่ไหลมาจากประเทศจีนและปริมาณน้ำฝนในช่วงครึ่งแรกของปี 2569 ที่สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน นอกจากนี้ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทมีการรับรู้กำไรจากรายการพิเศษจากการปรับมูลค่าอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Effective Interest Rate: EIR) จำนวน 204 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน รวมถึงการปรับขยายระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ยืม
- CFXD ผลประกอบการดีขึ้น สาเหตุจากในงวด 9 เดือนของปี 2569 บริษัทมีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ขณะที่ในงวด 9 เดือนของปี 2568 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน และผลการดำเนินงานตามปกติปรับตัวดีขึ้นจากค่า CUF ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อน
- AEPL ผลประกอบการลดลงเนื่องจาก บริษัทรับรู้รายได้ทางภาษีซึ่งรับรู้เป็นขาดทุนในปี 2564 จากการไถ่ถอนตราสารหนี้ก่อนกำหนดในปี 2564 ในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 รวมถึงค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและพัฒนาธุรกิจการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้นตามจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ที่เพิ่มขึ้น

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า (ต่อ)

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	สัดส่วนการถือหุ้น	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YTD
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)									
บริษัท ไชยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)	25%	530	232	471	(11%)	103%	632	1,079	71%
บริษัท ราชบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)	24%	-	49	45	100%	(9%)	-	71	100%
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)									
บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)	25%	8	9	8	-	(12%)	60	14	(77%)
บริษัท ผลิตไฟฟ้านวนคร จำกัด (NNEG)	30%	27	(16)	(4)	(116%)	73%	40	(5)	(112%)
บริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC)	40%	54	(5)	31	(43%)	668%	54	52	(5%)
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)									
บริษัท ไทยโซล่าร์รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)	40%	-	-	-	-	-	28	-	(100%)
บริษัท อีสเทิร์นซีบอร์ด คลีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (ESCE)	33%	3	-	-	(100%)	-	9	-	(100%)
บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)	40%	(107)	155	(143)	(34%)	(192%)	340	28	(92%)
บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)	49%	(10)	(21)	1	107%	103%	(40)	(36)	10%
CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)	25%	(921)	(238)	(314)	66%	(32%)	(874)	(555)	37%
บริษัท เคปเปล ดีคาร์บ จำกัด (KD)	25%	-	2	7	100%	267%	-	9	100%
รวมส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		(415)	166	100	124%	(40%)	248	657	164%

ตารางที่ 10 : ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

บริษัท ไชยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน XPCL ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 471 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 239 ล้านบาทหรือร้อยละ 103 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 โดยมีสาเหตุหลักเนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น จากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาล อย่างไรก็ตาม ส่วนแบ่งกำไรลดลง 59 ล้านบาท หรือร้อยละ 11 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 จากค่าเสื่อมราคาที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากการเปลี่ยนวิธีคำนวณค่าเสื่อมราคาเป็นวิธีตามจำนวนหน่วยผลิต (Unit of Production) ตั้งแต่ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 **สำหรับงวด 9 เดือนปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรมีมูลค่า 1,079 ล้านบาท** เพิ่มขึ้น 447 ล้านบาท หรือร้อยละ 71 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยมีสาเหตุหลักจากผลการดำเนินงานที่ปรับตัวดีขึ้นตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากปริมาณน้ำที่ไหลมาจากประเทศจีนและปริมาณน้ำฝนในช่วงครึ่งแรกของปี 2569 ที่สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน นอกจากนี้มีการรับรู้กำไรจากการปรับมูลค่าตามวิธีอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงในไตรมาสที่ 1 ปี 2569

บริษัท ราชบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน RPCL ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 45 ล้านบาท ลดลง 4 ล้านบาทหรือร้อยละ 9 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เนื่องจากค่าใช้จ่ายภาษีที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากการปรับปรุงรายการตั้งสำรองหนี้สินในการคำนวณภาษีในเดือนกรกฎาคม 2569 อย่างไรก็ตาม รายได้ค่าความพร้อมจ่ายปรับตัวเพิ่มขึ้นจากการอ่อนค่าของเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ขณะที่เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 เพิ่มขึ้น 45 ล้านบาท หรือร้อยละ 100 และ**งวด 9 เดือนปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรมีมูลค่า 71 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 71 ล้านบาท** หรือร้อยละ 100 เนื่องจาก RPCL ได้เปลี่ยนสถานะจากเงินลงทุนในตราสารทุน เป็นบริษัทร่วมฯ (บันทึกเป็นส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุน) ของบริษัทฯใน เดือน ธันวาคม 2568 ภายหลังการเพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นจากร้อยละ 15 เป็นร้อยละ 24.375

บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน BIC ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 8 ล้านบาท ลดลง 1 ล้านบาทหรือร้อยละ 12 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สาเหตุหลักเนื่องจากกำไรผันแปรลดลงตามต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่มีการหยุดซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ขณะที่เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 ส่วนแบ่งกำไรไม่เปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ **สำหรับงวด 9 เดือนปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรมีมูลค่า 14 ล้านบาท** ลดลง 46 ล้านบาทหรือร้อยละ 77 เมื่อเทียบกับงวด 9 เดือนปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากมีกำไรผันแปรลดลงตามตามค่า Ft ที่ปรับตัวลดลงและะต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับมีการหยุดซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า

บริษัท ผลิตไฟฟ้านวนคร จำกัด (NNEG)

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนใน NNEG ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 4 ล้านบาท ขาดทุนลดลง 12 ล้านบาทหรือร้อยละ 73 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สาเหตุหลักมาจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงไฟฟ้า NNEG Phase 1 จำนวน 26 วัน ขณะที่ส่วนแบ่งกำไรลดลง 31 ล้านบาท หรือร้อยละ 116 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 และ **สำหรับงวด 9 เดือนปี 2569 ส่วนแบ่งขาดทุนมีมูลค่า 5 ล้านบาท** ลดลง 45 ล้านบาท หรือร้อยละ 112 เมื่อเทียบกับงวด 9 เดือนปี 2568 โดยผลประกอบการทั้งสองช่วงปรับตัวลดลงสาเหตุหลักจากกำไรผันแปรที่ลดลงตามค่า Ft ที่ปรับตัวลดลงและต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับมีค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้า NNEG Phase 3 ที่เพิ่มขึ้นภายหลังเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ใน เดือนเมษายน 2569

บริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน NL1PC ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 31 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 36 ล้านบาทหรือร้อยละ 668 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สาเหตุหลักจากการปรับปรุงงบการเงินย้อนหลัง โดยเฉพาะการปรับปรุงการรับรู้รายได้ให้สอดคล้องตามมาตรฐานบัญชี และการปรับปรุงค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและต้นทุนทางการเงิน ขณะที่ส่วนแบ่งกำไรลดลง 23 ล้านบาท หรือร้อยละ 43 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 สาเหตุเนื่องจากการบันทึกผลกำไรทางบัญชีจากการปรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในเดือนกันยายน ปี 2568 **สำหรับงวด 9 เดือนปี 2569 ส่วนแบ่งกำไรมีมูลค่า 52 ล้านบาท** ลดลง 2 ล้านบาท เมื่อเทียบกับงวด 9 เดือนปี 2568 โดยไม่เปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ

บริษัท ไทยโซล่าร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)

ไม่มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน TSR ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 สาเหตุหลักเนื่องจากหยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรของ TSR ตั้งแต่เดือน มิถุนายน 2568 หลังจากได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้น (SPA) ของ TSR กับบริษัทคู่ค้าเรียบร้อยแล้ว

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า (ต่อ)

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	สัดส่วนการถือหุ้น	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-) YTD
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)									
บริษัท ไชยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)	25%	530	232	471	(11%)	103%	632	1,079	71%
บริษัท ราชบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)	24%	-	49	45	100%	(9%)	-	71	100%
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)									
บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)	25%	8	9	8	-	(12%)	60	14	(77%)
บริษัท ผลิตไฟฟ้านวนคร จำกัด (NNEG)	30%	27	(16)	(4)	(116%)	73%	40	(5)	(112%)
บริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC)	40%	54	(5)	31	(43%)	668%	54	52	(5%)
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)									
บริษัท ไทยโซล่าร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)	40%	-	-	-	-	-	28	-	(100%)
บริษัท อีสเทิร์นซีบอร์ด คลีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (ESCE)	33%	3	-	-	(100%)	-	9	-	(100%)
บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)	40%	(107)	155	(143)	(34%)	(192%)	340	28	(92%)
บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)	49%	(10)	(21)	1	107%	103%	(40)	(36)	10%
CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)	25%	(921)	(238)	(314)	66%	(32%)	(874)	(555)	37%
บริษัท เคปเปล ดีคาร์บ จำกัด (KD)	25%	-	2	7	100%	267%	-	9	100%
รวมส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		(415)	166	100	124%	(40%)	248	657	164%

ตารางที่ 10 : ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

บริษัท อีสเทิร์นซีบอร์ด คลีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (ESCE)

ไม่มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน ESCE ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 สาเหตุหลักเนื่องจากหยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรของ ESCE ตั้งแต่เดือน กรกฎาคม 2568 หลังจากได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้น (SPA) ของ ESCE กับบริษัทคู่ค้าเรียบร้อยแล้ว

บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนใน AEPL ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 143 ล้านบาท ลดลง 298 ล้านบาท หรือร้อยละ 192 เมื่อเทียบกับส่วนแบ่งกำไร 155 ล้านบาทในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สาเหตุหลักจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงตามปัจจัยฤดูกาล แม้ว่าจะมีโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้นในระหว่างไตรมาส เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 ส่วนแบ่งขาดทุนเพิ่มขึ้น 36 ล้านบาท หรือร้อยละ 34 สาเหตุหลักจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและพัฒนาธุรกิจที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้นตามกำลังการผลิตที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์และค่า CUF ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน **สำหรับงวด 9 เดือนปี 2569 มีส่วนแบ่งกำไรมูลค่า 28 ล้านบาท** ลดลง 312 ล้านบาท หรือร้อยละ 92 เมื่อเทียบกับงวด 9 เดือนปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 มีการรับรู้รายได้ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับผลขาดทุนจากการไถ่ถอนตราสารหนี้ก่อนกำหนดในปี 2564 รวมถึงค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและพัฒนาธุรกิจที่เพิ่มขึ้นอย่างไรก็ตาม รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้นตามจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ที่เพิ่มขึ้น

บริษัท เคปเปล ดีคาร์บ จำกัด (KD)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน KD ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 7 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5 ล้านบาท หรือร้อยละ 267 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สาเหตุหลักจากการรับรู้กำไรพิเศษจากการประเมินมูลค่าสินทรัพย์สุทธิภายหลังการเข้าลงทุนใน KD ผ่าน CoolConnext และรายได้ธุรกิจระบบทำความเย็นที่เพิ่มขึ้น หลังมีโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มไตรมาสในไตรมาสที่ 3 ปี 2569

บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน NUOVO PLUS ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 1 ล้านบาท ขาดทุนลดลง 22 ล้านบาท หรือร้อยละ 103 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และขาดทุนลดลง 11 ล้านบาท หรือร้อยละ 107 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 และ**สำหรับงวด 9 เดือนปี 2569 มีส่วนแบ่งขาดทุนมูลค่า 36 ล้านบาท** ขาดทุนลดลง 4 ล้านบาทหรือร้อยละ 10 เมื่อเทียบกับงวด 9 เดือนปี 2568 โดยมีสาเหตุหลักจากผลประกอบการของ NV Gotion ที่ปรับตัวดีขึ้นตามปริมาณการขายสินค้าที่เพิ่มขึ้นและการรับรู้รายได้จากการจำหน่ายเศษวัสดุ

บริษัท CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนใน CFXD ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีมูลค่า 314 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 76 ล้านบาท หรือร้อยละ 32 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สาเหตุหลักจากการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ที่ลดลง เนื่องจากความพร้อมใช้งานของกังหันลมปรับตัวดีขึ้น อย่างไรก็ตาม หากไม่รวมรายการเงินชดเชยดังกล่าว ผลการดำเนินงานตามปกติปรับตัวดีขึ้นตามอัตราการใช้ประโยชน์กำลังการผลิต (Capacity Utilization Factor: CUF) ที่เพิ่มขึ้นจากปัจจัยฤดูกาล ขณะที่เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 ส่วนแบ่งขาดทุนลดลง 607 ล้านบาท หรือร้อยละ 66 สาเหตุหลักจากค่า CUF ที่เพิ่มขึ้นประกอบกับในไตรมาสที่ 3 ปี 2568 มีการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการแปลงมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐ เนื่องจากเงินดอลลาร์ได้หวันใหม่อ่อนค่าลง ขณะที่ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 2 ล้านบาท **สำหรับงวด 9 เดือนปี 2569 มีส่วนแบ่งขาดทุนมูลค่า 555 ล้านบาท** ขาดทุนลดลง 319 ล้านบาท หรือร้อยละ 37 เมื่อเทียบกับงวด 9 เดือนปี 2568 สาเหตุหลักจากการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (WTG) ในระหว่างงวด ขณะที่งวดเดียวกันของปีก่อนไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทฯ รับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ก่อนเปลี่ยนเป็นการรับรู้รายเดือนในปี 2569 ประกอบกับผลการดำเนินงานตามปกติที่ปรับตัวดีขึ้นตามค่า CUF ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

กำไรสุทธิ

ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (หน่วย : ล้านบาท)	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
กำไรสุทธิ	1,995	2,172	1,885	(6%)	(13%)	5,540	5,643	2%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(253)	(353)	(293)	16%	(17%)	(639)	(513)	(20%)
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	1,742	1,819	1,592	(9%)	(12%)	4,901	5,130	5%

ตารางที่ 11 : กำไรสุทธิ

qoq ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 2 ปี 2569

ผลประกอบการของบริษัทฯ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 1,592 ล้านบาท ลดลง 227 ล้านบาท หรือร้อยละ 12 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 สาเหตุหลักเนื่องจาก

- **กำไรขั้นต้น** จำนวน 5,093 ล้านบาท ลดลง 682 ล้านบาทหรือร้อยละ 12 เนื่องจาก **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลงสาเหตุหลักจาก โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ ส่งไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลดลง เพื่อให้สอดคล้องกับแผนบริหารจัดการระดับน้ำ และโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี รายได้ลดลงจากส่วนต่างรายได้ค่าเชื้อเพลิงปรับตัวลดลง ตามการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. ที่ลดลง โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง ตามอัตราค่าความผันแปรตามฤดูกาล (Weight Factor) ที่ปรับลดลงตามฤดูกาล **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลง สาเหตุหลักมาจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าการปรับเพิ่มขึ้นของค่า Ft ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมลดลงตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ** มีกำไรขั้นต้นลดลง โดยมีสาเหตุหลักมาจาก กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569

- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** จำนวน 226 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 91 ล้านบาทหรือร้อยละ 67 สาเหตุหลักเนื่องจากมีภาษีที่เกิดจากรายได้จากการจำหน่ายสิทธิในการใช้สินทรัพย์สำรองให้แก่บริษัทคู่สัญญา และกำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุนใน SYE

- **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 100 ล้านบาท ลดลง 71 ล้านบาทหรือร้อยละ 42 สาเหตุหลักเนื่องจาก AEPL มีผลประกอบการปรับตัวลดลงจากปัจจัยฤดูกาล ประกอบกับ CFXD มีผลประกอบการปรับตัวลดลงจากการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าที่ลดลง เนื่องจากความพร้อมใช้งานของกังหันลมปรับตัวดีขึ้น อย่างไรก็ตาม หากไม่รวมรายการเงินชดเชยดังกล่าว ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน CFXD ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2569 จากผลการดำเนินงานตามปกติที่ดีขึ้นจากปัจจัยฤดูกาล ขณะที่ XPCL ผลประกอบการดีขึ้นจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น จากปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาล

- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** จำนวน 32 ล้านบาท ลดลง 36 ล้านบาทหรือร้อยละ 53 สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD ลดลงเนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่าลดลง

- **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 770 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 485 ล้านบาทหรือร้อยละ 170 สาเหตุหลักมาจากการรับรู้กำไรจากการขายหุ้นร้อยละ 90 ในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวัน จำนวน 257 ล้านบาท (กำไรที่เกิดจากการขายหุ้นหลังหักภาษีเงินได้ 222 ล้านบาท) และ มีการรับรู้รายได้จากการจำหน่ายสิทธิในการใช้สินทรัพย์สำรองให้แก่บริษัทคู่สัญญาจำนวน 267 ล้านบาท

- **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** จำนวน 2,308 ล้านบาท ลดลง 78 ล้านบาทหรือร้อยละ 3 โดยมีสาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าห้วยเหาะที่ลดลงตามปริมาณการผลิต ภายใต้วิธีคิดค่าเสื่อมราคาแบบหน่วยผลผลิต (Unit of Production) และ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท SYE ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569

- **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 1,077 ล้านบาท ลดลง 32 ล้านบาทหรือร้อยละ 3 จากการชำระคืนเงินกู้ตามสัญญา

- **ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม** จำนวน 293 ล้านบาท ลดลง 60 ล้านบาทหรือร้อยละ 17 สาเหตุหลักมาจากกำไรของโรงไฟฟ้าห้วยเหาะที่ลดลง

กำไรสุทธิ (ต่อ)

ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (หน่วย : ล้านบาท)	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
กำไรสุทธิ	1,995	2,172	1,885	(6%)	(13%)	5,540	5,643	2%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(253)	(353)	(293)	16%	(17%)	(639)	(513)	(20%)
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	1,742	1,819	1,592	(9%)	(12%)	4,901	5,130	5%

ตารางที่ 11 : กำไรสุทธิ

YoY ไตรมาสที่ 3 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 3 ปี 2568

ผลประกอบการของบริษัทฯ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 1,592 ล้านบาท ลดลง 150 ล้านบาท หรือร้อยละ 9 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก

- **กำไรขั้นต้น** จำนวน 5,093 ล้านบาท ลดลง 624 ล้านบาทหรือร้อยละ 11 **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลงสาเหตุหลักมาจากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงลดลง จากการปรับลดลงของค่า Ft และต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินที่เพิ่มขึ้นประกอบกับ ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสิบเอ็ด ระยะที่ 1 (“GSPP11 Phase1”) กับกฟผ. หมดอายุในเดือนตุลาคม 2568 และปริมาณการขายไฟฟ้าให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมลดลง ขณะที่ปริมาณการขายไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นซึ่งเป็นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจาก โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน ที่มีค่าความพร้อมจ่าย เพิ่มขึ้นเนื่องจากอัตราค่าความพร้อมจ่ายต่อวันในปีที่มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนสูงกว่าปีปกติ และค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy margin) เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลทางบัญชีที่ราคาต้นทุนถ่านหินเฉลี่ยจากถ่านหินคงคลังมีความใกล้เคียงกับรายได้ค่าถ่านหินที่สามารถเรียกเก็บจาก กฟผ.มากขึ้น จากการจัดการถ่านหินอย่างมีประสิทธิภาพของบริษัทและราคาถ่านหินในตลาดโลกที่เพิ่มขึ้น **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ** มีกำไรขั้นต้นลดลง โดยมีสาเหตุหลักมาจาก กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569
- **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 770 ล้านบาท ลดลง 306 ล้านบาทหรือร้อยละ 28 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 บริษัทฯ มีการรับรู้กำไรจากการขายหุ้นร้อยละ 90 ในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวัน จำนวน 257 ล้านบาท *(กำไรที่เกิดจากการขายหุ้นหลังหักภาษีเงินได้ 222 ล้านบาท)* และรายได้จากการจำหน่ายสิทธิในการใช้สินทรัพย์สำรองให้แก่บริษัทคู่สัญญาจำนวน 267 ล้านบาท ขณะที่ ในไตรมาสที่ 3 เดือน ปี 2568 การรับรู้กำไรจากการขายหุ้นร้อยละ 3.03 ใน AEPLจำนวน 788 ล้านบาท
- **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 100 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 463 ล้านบาทหรือร้อยละ 127 สาเหตุหลักเนื่องจาก CFXD ผลประกอบการปรับตัวดีขึ้นจากค่า CUF ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีก่อน ประกอบกับในไตรมาสที่ 3 ปี 2568 มีการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง จากการแปลงมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐ เนื่องจากเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่อ่อนค่าลง ขณะที่ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 มีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 2 ล้านบาท AEPL ผลประกอบการปรับตัวลดลงจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและพัฒนาธุรกิจที่เพิ่มขึ้นอย่างไรก็ตาม รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้นตามกำลังการผลิตที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้น และค่า CUF ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน XPCL ผลประกอบการปรับตัวลดลงจากค่าเสื่อมราคาที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากการเปลี่ยนวิธีคำนวณค่าเสื่อมราคาเป็นวิธีตามจำนวนหน่วยผลิต (Unit of Production) ตั้งแต่ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เพิ่มขึ้น **เงินปันผลรับ** ลดลง 53 ล้านบาทหรือร้อยละ 100 สาเหตุหลักมาจากเงินปันผลรับของ RPCL ลดลง เนื่องจากบริษัทฯ ได้เปลี่ยนสถานะของ RPCLจากเงินลงทุนในตราสารทุนเป็นบริษัทร่วมฯ ของบริษัทฯใน เดือน ธันวาคม 2568 ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่มีการบันทึกรับเงินปันผลตั้งแต่เดือน ธันวาคม 2568 เป็นต้นไป
- **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 1,077 ล้านบาท ลดลง 163 ล้านบาทหรือร้อยละ 13 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง
- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** จำนวน 226 ล้านบาท ลดลง 116 ล้านบาท เนื่องจากในไตรมาสที่ 3 ปี 2568 มีการรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่เกิดจากกำไรจากการขายหุ้นร้อยละ 3.03 ในบริษัท AEPL จำนวน 220 ล้านบาท

กำไรสุทธิ

ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (หน่วย : ล้านบาท)	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/68	9M/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YTD
กำไรสุทธิ	1,995	2,172	1,885	(6%)	(13%)	5,540	5,643	2%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(253)	(353)	(293)	16%	(17%)	(639)	(513)	(20%)
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	1,742	1,819	1,592	(9%)	(12%)	4,901	5,130	5%

ตารางที่ 11 : กำไรสุทธิ

YTD งวด 9 เดือน ปี 2569 เทียบงวด 9 เดือน ปี 2568

ผลประกอบการของบริษัทฯ งวด 9 เดือน ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 5,130 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 229 ล้านบาท หรือร้อยละ 5 เมื่อเทียบกับงวด 9 เดือน ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก

- **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 3,322 ล้านบาท ลดลง 591 ล้านบาทหรือร้อยละ 15 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยที่ปรับตัวลดลง

- **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 662 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 316 ล้านบาทหรือร้อยละ 91 สาเหตุหลักเนื่องจาก XPCL ผลประกอบการดีขึ้นจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น ตามปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากปริมาณน้ำที่ไหลมาจากประเทศจีนและปริมาณน้ำฝนในช่วงครึ่งแรกของปี 2569 ที่สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน นอกจากนี้ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทมีการรับรู้กำไรจากรายการพิเศษจากการปรับมูลค่าอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Effective Interest Rate: EIR) จำนวน 204 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน รวมถึงการปรับขยายระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ยืม CFXD ผลประกอบการดีขึ้น สาเหตุหลักเนื่องจากในงวด 9 เดือนของปี 2569 บริษัทมีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าขณะที่ในงวด 9 เดือนของปี 2568 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน และผลการดำเนินงานตามปกติปรับตัวดีขึ้นจากค่า Capacity Utilization Factor (CUF) ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อน AEPL ผลประกอบการลดลงเนื่องจาก บริษัทรับรู้รายได้ทางภาษีซึ่งรับรู้เป็นขาดทุนในปี 2564 จากการไถ่ถอนตราสารหนี้ก่อนกำหนดในปี 2564 ในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 ประกอบกับมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและพัฒนาธุรกิจที่เพิ่มขึ้นอย่างไรก็ตาม รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้นตามจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ที่เพิ่มขึ้น **เงินปันผลรับ** จำนวน 5 ล้านบาทลดลง 93 ล้านบาทหรือร้อยละ 95 สาเหตุหลักมาจากเงินปันผลรับของ RPCL ลดลง เนื่องจากบริษัทฯ ได้เปลี่ยนสถานะของ RPCLจากเงินลงทุนในตราสารทุนเป็นบริษัทร่วมฯ ส่งผลให้บริษัทฯ รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและร่วมค้าแทนเงินปันผลรับ ตั้งแต่เดือน ธันวาคม 2568

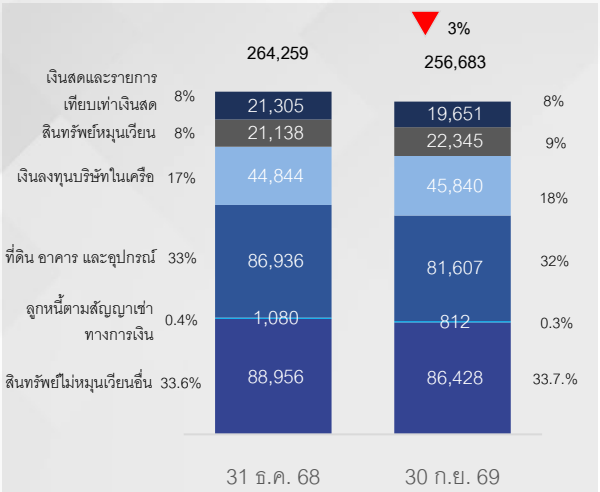
- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** จำนวน 325 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 90 ล้านบาทหรือร้อยละ 38 สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่า

- **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 1,096 ล้านบาท ลดลง 515 ล้านบาทหรือร้อยละ 32 สาเหตุหลักเนื่องจากงวด 9 เดือน ปี 2569 บริษัทฯ มีการรับรู้กำไรจากการขายหุ้นร้อยละ 90 ในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวัน จำนวน 257 ล้านบาท (กำไรที่เกิดจากการขายหุ้นหลังหักภาษีเงินได้ 222 ล้านบาท) และรายได้จากการจำหน่ายสิทธิในการใช้สินทรัพย์สำรองให้แก่บริษัทคู่สัญญา จำนวน 267 ล้านบาท รวมทั้งมีการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงานจากการเปลี่ยนอุปกรณ์เครื่องจักรที่ทำให้ประสิทธิภาพดีขึ้น ขณะที่ ในงวด 9 เดือน ปี 2568 การรับรู้กำไรจากการขายหุ้นร้อยละ 3.03 ใน AEPLจำนวน 788 ล้านบาท

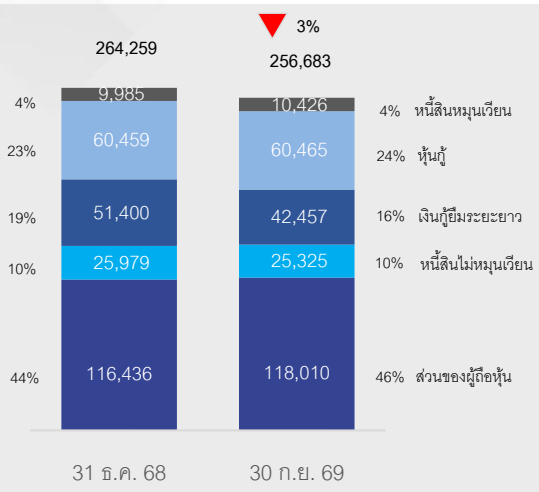
- **กำไรขั้นต้น** จำนวน 15,742 ล้านบาท ลดลง 347 ล้านบาทหรือร้อยละ 2 เนื่องจาก **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรขั้นต้นลดลง สาเหตุหลักมาจากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงลดลง จากการปรับลดลงของค่า Ft และต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินที่เพิ่มขึ้นประกอบกับ ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสาม (“GSPP3”) กับกฟผ. หมดอายุในเดือนมีนาคม 2568 และโรงไฟฟ้าโกลว์เอสพีพีสิบเอ็ด ระยะที่ 1(“GSPP11 Phase1”) กับกฟผ. หมดอายุในเดือนตุลาคม 2568 ขณะที่ปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ** มีกำไรขั้นต้นลดลง โดยมีสาเหตุหลักมาจาก กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวันที่ลดลง ภายหลังบริษัทฯ จำหน่ายหุ้นในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกรรมดังกล่าวแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569 **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจาก โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้เพิ่มขึ้นตามแผนการผลิตและส่งไฟฟ้าให้กับกฟผ. โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy Margin) ปรับตัวดีขึ้น จากการรับรู้ผลขาดทุนจากส่วนต่างราคาถ่านหินที่ลดลง ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลงและการบริหารจัดการถ่านหินอย่างมีประสิทธิภาพ ขณะที่ โรงไฟฟ้าศรีราชา ค่าความพร้อมจ่ายปรับตัวลดลงเนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน

บทวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของบริษัทฯ และบริษัทย่อย

สินทรัพย์รวม (ล้านบาท, %)



หนี้สินรวมและส่วนของผู้ถือหุ้น (ล้านบาท, %)



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 บริษัทใหญ่และบริษัทย่อย มีสินทรัพย์รวม มูลค่า 256,683 ล้านบาท ลดลง 7,576 ล้านบาท หรือร้อยละ 3 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีรายละเอียดของการลดลงที่มีสาระสำคัญ ดังนี้

- **เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด** จำนวน 19,651 ล้านบาท ลดลง 1,654 ล้านบาท หรือร้อยละ 8 สาเหตุหลักมาจากเงินสดใช้ไปชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาวตามกำหนดชำระ ประกอบกับมีการจ่ายเงินปันผล ในขณะที่มีเงินสดรับจากรายได้จากการขาย และการจำหน่ายหุ้นร้อยละ 90 ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ SYE ในไต้หวัน
- **สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น** จำนวน 22,345 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,207 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 6 จากการเพิ่มขึ้นของลูกหนี้การค้า
- **เงินลงทุนบริษัทในเครือ** จำนวน 45,840 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 996 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 2 สาเหตุหลักมาจากส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2569
- **ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์** จำนวน 81,607 ล้านบาท ลดลง 5,329 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 6 จากการตัดค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายสำหรับรอบระยะเวลา
- **ลูกหนี้ตามสัญญาเช่าทางการเงิน** จำนวน 812 ล้านบาท ลดลง 268 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 25 ตามการรับรู้รายได้ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพีตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวกับทาง กฟผ.
- **สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น** จำนวน 86,428 ล้านบาท ลดลง 2,528 ล้านบาท หรือร้อยละ 3 จากค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนสำหรับรอบระยะเวลา

หนี้สิน

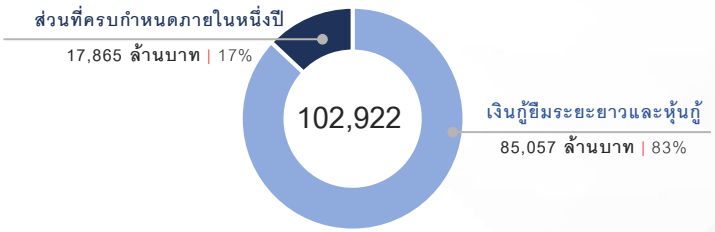
ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 บริษัทใหญ่และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวม มูลค่า 138,673 ล้านบาท ลดลง 9,150 ล้านบาท หรือร้อยละ 6 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีรายละเอียดของการลดลงที่มีสาระสำคัญ ดังนี้

- **หนี้สินหมุนเวียน** จำนวน 10,426 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 441 ล้านบาท หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของเจ้าหนี้การค้า
- **หุ้นกู้และเงินกู้ยืมระยะยาว** จำนวน 102,922 ล้านบาท ลดลง 8,937 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 8 สาเหตุหลักมาจากการชำระคืนเงินกู้ระยะยาวจากสถาบันการเงินตามกำหนด จำนวน 7,561 ล้านบาท
- **หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น** จำนวน 25,325 ล้านบาท ลดลง 654 ล้านบาท หรือร้อยละ 3 สาเหตุหลักจากการลดลงของเงินรับล่วงหน้าสำหรับค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าที่เป็นไปตามสัญญา PPA และหนี้สินภาษีเงินได้ตามบัญชีที่ลดลง

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่และบริษัทย่อย ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 มีมูลค่ารวม 118,010 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,574 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 สาเหตุหลักมาจากกำไรสะสมที่เพิ่มขึ้นจากกำไรผลการดำเนินงานในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2569 จำนวน 5,643 ล้านบาท (รวมส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม) และการรับรู้กำไรเบ็ดเสร็จอื่น จำนวน 502 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากผลต่างอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่างบการเงินของบริษัทร่วมและการร่วมค้าในต่างประเทศ ในขณะที่มีการจ่ายเงินปันผลจำนวน 4,614 ล้านบาท

เงินกู้ยืมระยะสั้น และเงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้

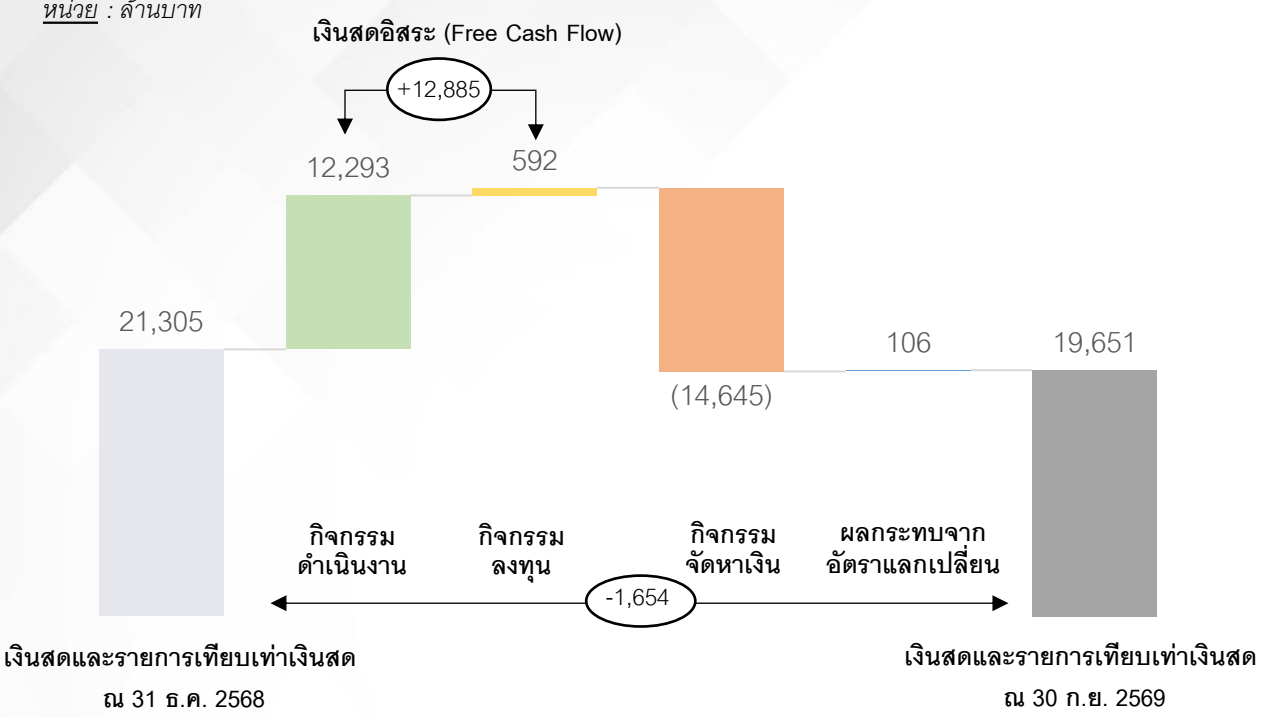


หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย (ล้านบาท)

ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 บริษัทใหญ่และบริษัทย่อยมีเงินกู้ยืมที่มีภาระดอกเบี้ย (ไม่รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) จำนวน 102,922 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นส่วนเงินกู้ยืมระยะสั้นและเงินกู้ยืมและหุ้นกู้ส่วนที่ครบกำหนดภายในหนึ่งปีจำนวน 17,865 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 17 ของเงินกู้ยืมที่มีภาระดอกเบี้ย และเงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ จำนวน 85,057 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 83 ของเงินกู้ยืมที่มีภาระดอกเบี้ย

กระแสเงินสดของบริษัท

หน่วย : ล้านบาท



ณ สิ้นไตรมาสที่ 3 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 19,651 **ล้านบาท ลดลงจำนวน 1,654 ล้านบาท เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 21,305 ล้านบาท**

กิจกรรมดำเนินงาน ณ สิ้นไตรมาสที่ 3 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมี**กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 12,293 ล้านบาท** โดยเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

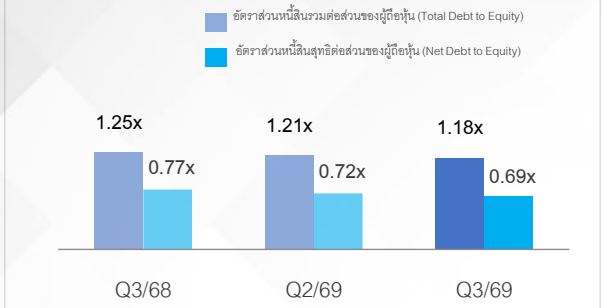
กิจกรรมลงทุน ณ สิ้นไตรมาสที่ 3 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมี**เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมลงทุนจำนวน 592 ล้านบาท** สาเหตุหลักเนื่องจากมีเงินสดรับจากการคืนเงินกู้ยืมระยะยาวของ XPCL ให้แก่บริษัทฯ รวมจำนวน 1,178 ล้านบาท เงินสดรับจากการจำหน่ายหุ้นร้อยละ 90 ในบริษัท Sheng Yang Energy Company Limited (SYE) ซึ่งดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไต้หวัน จำนวน 595 ล้านบาท และเงินสดรับดอกเบี้ยและเงินปันผล รวมจำนวน 471 ล้านบาท ในขณะที่มีเงินสดจ่ายจากการลงทุนในสินทรัพย์ถาวร จำนวน 1,706 ล้านบาท เช่น ค่าบำรุงรักษาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า GHECO-1 และโรงไฟฟ้า GEN CFB3 และค่าก่อสร้างโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ Helios 1 - 2 เป็นต้น

กิจกรรมจัดหาเงิน ณ สิ้นไตรมาสที่ 3 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมี**กระแสเงินสดใช้ไปสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 14,645 ล้านบาท** ประกอบด้วย การชำระคืนเงินกู้ยืมเงินกู้ระยะยาวจากสถาบันการเงิน จำนวน 7,561 ล้านบาท การจ่ายเงินปันผล จำนวน 4,614 ล้านบาท และการจ่ายดอกเบี้ย จำนวน 2,432 ล้านบาท

อัตราส่วนและข้อมูลการเงินที่สำคัญ

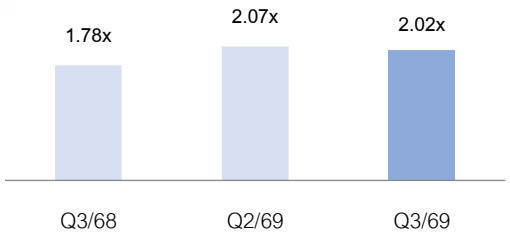
อัตราส่วนหนี้สินรวมและหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น | เท่า

Total Debt to Equity & Net Debt to Equity | times



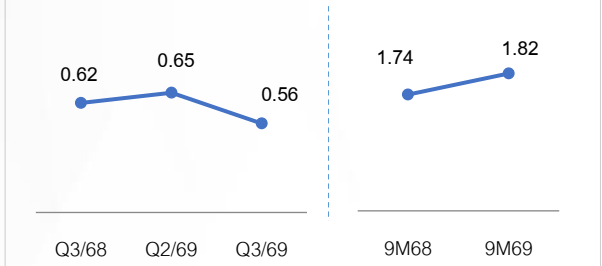
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย | เท่า

Interest Coverage Ratio | times



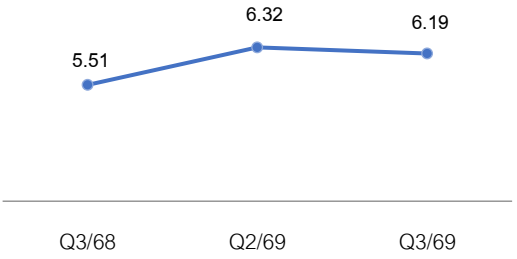
กำไรต่อหุ้น | บาท/หุ้น

EARNING PER SHARE (EPS) | THB/Share



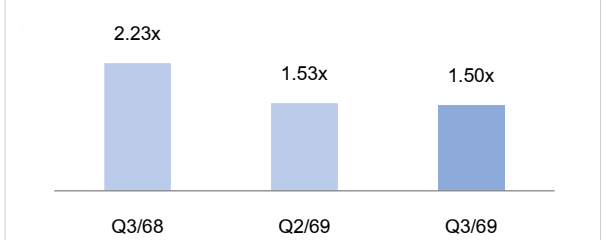
อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น | %

RETURN ON EQUITY (ROE) | %



อัตราส่วนสภาพคล่อง | เท่า

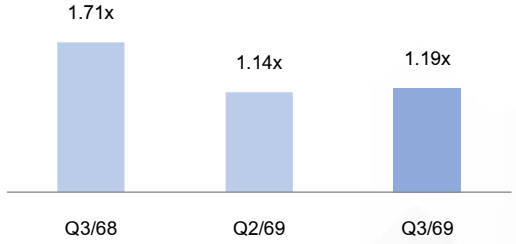
CURRENT RATIO | times



หมายเหตุ: ตั้งแต่ไตรมาสที่ 2 ปี 2569 บริษัทฯ ได้ดำเนินการจัดประเภทหนี้สินใหม่สำหรับหุ้นกู้มูลค่า 3,000 ล้านบาท ที่จะครบกำหนดไถ่ถอนภายใน 1 ปี จากหนี้สินไม่หมุนเวียนเป็นหนี้สินหมุนเวียน ส่งผลให้อัตราส่วนสภาพคล่องลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า

อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว | เท่า

QUICK RATIO | times



อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	หนี้สินรวม / ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	(หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย – (เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด + เงินฝากที่มีข้อจำกัดในการเบิกใช้ + เงินลงทุนชั่วคราว)) / ส่วนของผู้ถือหุ้น
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย	กำไรก่อนดอกเบี้ยจ่ายและภาษีเงินได้ / ดอกเบี้ยจ่าย
อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / ส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย
อัตราส่วนสภาพคล่อง	สินทรัพย์หมุนเวียน / หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	(เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด + เงินฝากที่มีข้อจำกัดในการเบิกใช้ + เงินลงทุนชั่วคราว + ลูกหนี้การค้า) / หนี้สินหมุนเวียน

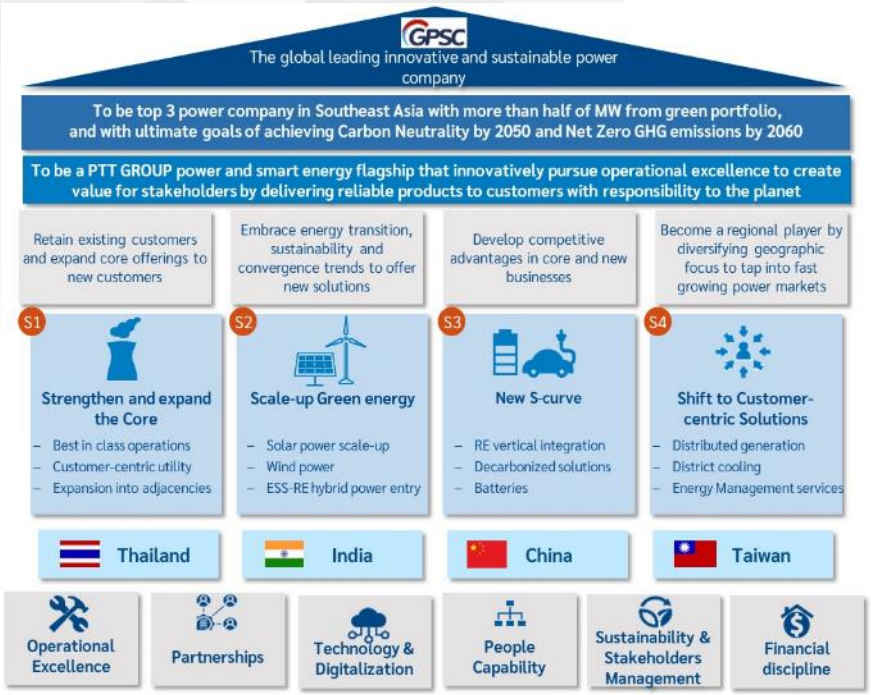
SMART ENERGY FOR EVOLVING LIFE

เอกสารแนบ

Appendix



กลยุทธ์และการบริหารจัดการของบริษัท



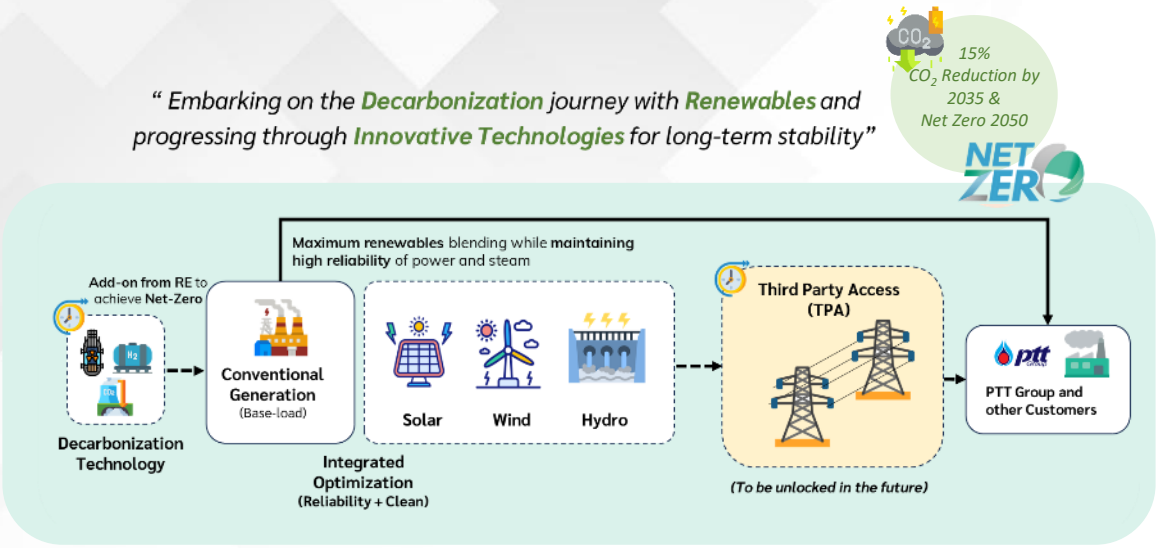
บริษัทฯ ได้จัดทำร่างแผนกลยุทธ์และการบริหารจัดการประจำปี 2569 (4S) โดยพิจารณาทั้งปัจจัยภายนอกและภายในที่เกี่ยวข้อง รวมถึงแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างธุรกิจพลังงานเพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition) ทั้งนี้ บริษัทฯ มุ่งเน้นการยกระดับความสามารถในการแข่งขัน ทั้งในแง่ของผลประกอบการ ผลิตภัณฑ์ที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม การเติบจากการลงทุนใหม่ และประสิทธิภาพของ Portfolio ให้มีผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสม ควบคู่ไปกับความหลากหลายของธุรกิจ (Diversification) นอกจากนี้ยังครอบคลุมถึงพันธกิจในการเป็นผู้นำในการพัฒนาไฟฟ้าพลังงานสะอาดให้กลุ่ม ปตท. (PTT Group Decarbonization) ด้วย โดยกลยุทธ์ 4S มีรายละเอียดดังนี้

- **เสาหลักกลยุทธ์ที่** 1 (Strengthen and Expand the Core): **มุ่งเน้นสร้างความแข็งแกร่งของธุรกิจการผลิตและส่งจ่ายสาธารณูปการให้เป็นเลิศ** (Best-in-Class Strategy) ในระดับสากลโดยใช้ระบบปฏิบัติการสู่ความเป็นเลิศ หรือ Operation Excellence Management System (OEMS) ของกลุ่ม ปตท. เป็นเครื่องมือในการดำเนินการ เพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าอย่างมีประสิทธิภาพภายใต้หลักการให้ลูกค้าเป็นศูนย์กลาง สามารถรักษาฐานลูกค้าปัจจุบัน พร้อมทั้งขยายฐานลูกค้าเพิ่มเติมในอนาคต และสร้างความพึงพอใจให้ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย **โดยมุ่งเน้นความเป็นเลิศ ใน 4 ด้าน ได้แก่ ความปลอดภัย** (Safety) **ความมีเสถียรภาพ** (Reliability) **ความสามารถในการทำกำไร** (Profitability) **และความยั่งยืน** (Sustainability) ซึ่งจะครอบคลุมไปถึงการลดความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก การบริหารจัดการโรงไฟฟ้าที่จะหมดสัญญา และการเพิ่มศักยภาพของบุคลากรเพื่อรองรับธุรกิจไฟฟ้าในอนาคต รวมถึงการขยายธุรกิจไปสู่สาธารณูปโภคชนิดอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องด้วย (Expansion into adjacent business)

- **เสาหลักกลยุทธ์ที่** 2 (Scale-up Green Energy): **มุ่งเน้นการขยายธุรกิจไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน** (Renewable Energy) **โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานหมุนเวียนร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน** (Renewable Hybrid System) **ทั้งในประเทศและต่างประเทศ** โดยในประเทศจะมีการลงทุนเพื่อตอบโจทย์แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan : PDP) และการลงทุนในรูปแบบ Direct Power Purchase Agreement (Direct PPA) ผ่านการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access : TPA) ในอนาคต เพื่อตอบโจทย์ลูกค้าที่ต้องการพลังงานสะอาด ในขณะที่การพัฒนาธุรกิจในต่างประเทศ บริษัทฯจะเน้นการลงทุนในประเทศเป้าหมายซึ่งมีการขยายตัวของความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดสูง และมีนโยบายสนับสนุนที่ดีจากภาครัฐ ได้แก่ อินเดีย จีน และไต้หวัน

- **เสาหลักกลยุทธ์ที่** 3 (New S-curve): **มุ่งเน้นการพัฒนาด้วยการลงทุนด้านนวัตกรรม** New S-curves **ในหลายรูปแบบเพื่อเพิ่มรายได้ และรองรับการเปลี่ยนแปลงของธุรกิจพลังงานและธุรกิจไฟฟ้าในอนาคต** ที่สำคัญได้แก่ ธุรกิจ Renewable Value Chain เนื่องจากรัฐบาลในหลายประเทศมีนโยบายสนับสนุน นอกจากนี้ บริษัทฯ ให้ความสำคัญกับการศึกษาเทคโนโลยีพลังงานสะอาดเพื่อลดระดับการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Decarbonized Solutions) เพื่อต่อยอดจากการใช้พลังงานหมุนเวียนซึ่งจะมีข้อจำกัดในด้านเสถียรภาพ โดยบริษัทฯ จะร่วมกับพันธมิตรในการศึกษา ระบบผลิตไฟฟ้าแบบ Base Load ที่มีความจำเป็นสำหรับการรักษาเสถียรภาพของการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ เช่น เทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture, Utilization and Storage : CCUS) ไฮโดรเจน (Hydrogen) และโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ในรูปแบบ Small Modular Reactor (SMR)

- **เสาหลักกลยุทธ์ที่** 4 (Shift to Customer-centric Solutions): มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจในรูปแบบการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ (Distributed Generation) ระบบทำความเย็นแบบรวมศูนย์ (District Cooling System) และการบริหารจัดการพลังงาน (Energy Management Services) ภายใต้นวัตกรรมพลังงานเพื่อธุรกิจ (Smart Power Solution Business) โดยมีเป้าหมายเพื่อลดค่าใช้จ่ายและเพิ่มเสถียรภาพทางด้านพลังงานให้แก่ผู้ใช้บริการไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial) และอุตสาหกรรม (Industrial)



บริษัทฯ วางเป้าหมายที่จะ**ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร้อยละ** 15 **ภายในปี** 2578 **และก้าวสู่องค์กรที่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์** (Net-Zero GHG Emissions) **ในปี พ.ศ.** 2593 ร่วมกับกลุ่ม ปตท. และสอดรับกับนโยบายประเทศผ่าน 4 กลยุทธ์หลัก หรือ 4S ที่จะขับเคลื่อนให้ GPSC ก้าวสู่การเป็นบริษัทฯ ชั้นนำด้านนวัตกรรมพลังงานเพื่อความยั่งยืนระดับโลกภายใต้แผนกลยุทธ์ของกลุ่ม ปตท.

บริษัทฯ ได้รับมอบหมายภารกิจให้เป็นแกนนำในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการใช้ไฟฟ้า หรือ Emissions Scope 2 Decarbonization ให้แก่กลุ่ม ปตท. โดยเน้นการเพิ่มสัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่าน Third Party Access (TPA) เข้ามาบูรณาการร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภทฟอสซิลเดิมที่บริษัทฯ มีอยู่เพื่อให้ยังคงสามารถรักษาเสถียรภาพของการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำให้อยู่ในระดับสูงไว้ได้ นอกจากนี้บริษัทฯ ยังวางแผนศึกษาเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดประเภท Base Load อื่นๆ เช่น การใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาแทนที่ฟอสซิล การใช้เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) และอาจรวมถึงการพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในอนาคต เพื่อนำมาทดแทนโรงไฟฟ้าประเภทฟอสซิลในอนาคต ซึ่งจะช่วยให้สามารถขยายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดได้มากยิ่งขึ้นในระยะยาว และช่วยให้บริษัทฯ และกลุ่ม ปตท. มุ่งสู่เป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net-Zero Greenhouse Gas Emissions) ในที่สุด

ความยั่งยืนและการยกระดับมาตรฐาน ESG

ในปี 2568 GPSC ได้รับการจัดอันดับให้อยู่ในกลุ่ม **Top Decile** จากผลการประเมิน **Corporate Sustainability Assessment** (CSA) 2568 โดย **S&P Global และได้รับคัดเลือกให้อยู่ในดัชนีความยั่งยืน Dow Jones Best-in-Class Indices (DJ BIC) ในประเภทสาธารณูปโภคไฟฟ้าของกลุ่มดัชนีตลาดเกิดใหม่ต่อเนื่องเป็นปีที่** 4 (2565 – 2568) สะท้อนถึงศักยภาพการดำเนินธุรกิจตามหลักความยั่งยืนในระดับสากล รวมถึงความมุ่งมั่นในการยกระดับมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และธรรมาภิบาล (ESG) อย่างต่อเนื่อง การได้รับการยอมรับดังกล่าวเกิดขึ้นภายใต้บริบทที่ภาคธุรกิจพลังงานเผชิญความท้าทายหลายด้าน ทั้งการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ความผันผวนของเศรษฐกิจและภูมิรัฐศาสตร์ รวมถึงการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ซึ่งสะท้อนถึงความสามารถของบริษัทฯ ในการปรับตัวและพัฒนาการดำเนินงานให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากล (โดยบริษัทฯ ได้เข้าร่วมการประเมิน CSA 2569 และอยู่ระหว่างการพิจารณาและประกาศผลการคัดเลือกให้อยู่ในดัชนี DJ BIC อย่างเป็นทางการในปี 2570)

ทั้งนี้ บริษัทฯ ยังคงมุ่งมั่นพัฒนาโซลูชันด้านพลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ควบคู่กับการดำเนินธุรกิจตามหลัก ESG เพื่อสนับสนุนการเติบโตอย่างยั่งยืน เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันในระยะยาว และสร้างคุณค่าให้แก่ผู้มีส่วนได้เสียทุกภาคส่วนอย่างต่อเนื่อง

- ***GPSC สนับสนุนเยาวชนไทยคว้า 4 รางวัลจากการแข่งขันวิทยาศาสตร์นิวเคลียร์โอลิมปิกระดับนานาชาติ (INSO 2026)***

เมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2569 บริษัทฯ ร่วมแสดงความยินดีกับเยาวชนผู้แทนประเทศไทยที่ได้รับรางวัลจากการแข่งขัน International Nuclear Science Olympiad 2026 (INSO 2026) ซึ่งจัดขึ้นระหว่างวันที่ 2–9 สิงหาคม 2569 ณ เมืองเจดดาห์ ราชอาณาจักรซาอุดีอาระเบีย โดยเยาวชนไทยสามารถคว้ารางวัลรวม 4 รางวัล ประกอบด้วย 1 เหรียญทอง 1 เหรียญเงิน และ 2 เหรียญทองแดง ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้สนับสนุนเยาวชนไทยเข้าร่วมการแข่งขันดังกล่าวอย่างต่อเนื่องเป็นปีที่ 3 เพื่อส่งเสริมการพัฒนาศักยภาพด้านวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีนิวเคลียร์ พร้อมเปิดโอกาสให้เยาวชนได้รับความรู้และประสบการณ์ในเวทีระดับนานาชาติ การสนับสนุนดังกล่าวสอดคล้องกับแนวทางการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืนของบริษัทฯ ที่มุ่งพัฒนาบุคลากรรุ่นใหม่ให้มีความพร้อมรองรับเทคโนโลยีพลังงานแห่งอนาคต และสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดของประเทศในระยะยาว



- ***GPSC ร่วมฟื้นฟูป่าชุมชน สร้างฝายชะลอน้ำและปลูกไผ่ ส่งเสริมความยั่งยืนด้านสิ่งแวดล้อม***



เมื่อวันที่ 25 สิงหาคม 2569 บริษัทฯ ร่วมกับเทศบาลตำบลบ้านฉางและเครือข่ายป่าชุมชนจังหวัดระยอง จัดกิจกรรม “สร้างฝายชะลอน้ำ ประจำปี 2569” ณ ป่าชุมชนบ้านภูดรห้วยมะหาด อำเภอบ้านฉาง จังหวัดระยอง เพื่ออนุรักษ์และฟื้นฟูทรัพยากรธรรมชาติ โดยตลอดระยะเวลากว่า 12 ปี บริษัทฯ ได้ร่วมสร้างฝายชะลอน้ำสะสมกว่า 197 ฝาย ครอบคลุมพื้นที่ป่าชุมชนประมาณ 50 ไร่ เพื่อช่วยเพิ่มความชุ่มชื้น ลดการพังทลายของหน้าดิน และฟื้นฟูระบบนิเวศในพื้นที่ นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังได้ปลูกไผ่เพิ่มเติมจำนวน 200 ต้น เพื่อเพิ่มความหลากหลายทางชีวภาพและสร้างโอกาสในการต่อยอดทรัพยากรธรรมชาติเพื่อสร้างรายได้ให้แก่ชุมชนในอนาคต กิจกรรมดังกล่าวสอดคล้องกับแนวทางการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืนของบริษัทฯ ที่มุ่งสร้างคุณค่าร่วมด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม พร้อมสนับสนุนการพัฒนาชุมชนสู่สังคมคาร์บอนต่ำในระยะยาว

- ***GPSC สนับสนุนภารกิจ PTT Group SEALs ช่วยเหลือผู้ประสบภัยน้ำท่วม***

เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2569 บริษัทฯ ร่วมสนับสนุนภารกิจทีม PTT Group SEALs ในการช่วยเหลือประชาชนที่ได้รับผลกระทบจากสถานการณ์อุทกภัย โดยมอบกล่องยาจำนวน 800 กล่อง เพื่อดูแลสุขภาพและบรรเทาความเดือดร้อนของผู้ประสบภัย พร้อมสนับสนุนน้ำมันดีเซลจำนวน 400 ลิตร สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงในการเดินเครื่องสูบน้ำและเรือยนต์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการเข้าช่วยเหลือประชาชนในพื้นที่ประสบภัย การสนับสนุนดังกล่าวสะท้อนถึงความมุ่งมั่นของบริษัทฯ ในการดำเนินธุรกิจควบคู่กับความรับผิดชอบต่อสังคม ตลอดจนการผนึกกำลังร่วมกับกลุ่ม ปตท. เพื่อบรรเทาผลกระทบจากสถานการณ์ฉุกเฉินและส่งเสริมคุณภาพชีวิตของประชาชนและชุมชนอย่างยั่งยืน



ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

1) โครงการหน่วยผลิตไฟฟ้าและไอน้ำจากกากน้ำมัน
Energy Recovery Unit (ERU)

SCOD | 2572



ความคืบหน้าของโครงการปัจจุบัน

ณ ปัจจุบัน จากการปรับเปลี่ยนแนวทางการบริหารงานโครงการ CFP รวมทั้งโครงการ ERU โดยบริษัทฯ ไทยออยล์จำกัด (มหาชน) (“ไทยออยล์”) ภายหลังจากที่ไทยออยล์พิจารณาบอกเลิกสัญญา EPC กับผู้รับเหมาหลักเดิมในเดือนเมษายน 2568 ไทยออยล์ได้จัดจ้างที่ปรึกษา EPC เพื่อทำหน้าที่บริหารงานโครงการ รวมทั้งจัดจ้างผู้รับเหมาก่อสร้างในส่วนงานต่างๆ ของโครงการ ERU เพื่อดำเนินโครงการต่อจากผู้รับเหมาหลักเดิม

ภายหลังจากการกลับมาก่อสร้างใหม่ ตั้งแต่ช่วงเดือนกรกฎาคม 2568 ความคืบหน้าโดยรวมของโครงการ ERU เมื่อประเมินตามผลสำเร็จของงานโดยกลุ่มผู้รับเหมาชุดใหม่ ณ สิ้นเดือนกันยายน 2569 จะอยู่ที่ร้อยละ 45.81 โดยมีการดำเนินงานติดตั้งโครงสร้าง เครื่องจักร และระบบท่อ (Structural, Mechanical and Piping: SMP) อย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะในพื้นที่หม้อไอน้ำ (CFB Boiler) ระบบดักจับฝุ่นไฟฟ้าสถิต (ESP) และระบบกำจัดออกไซด์ของซัลเฟอร์และไนโตรเจน (SNOx) ทั้ง 3 ชุด ควบคู่กับการดำเนินงานด้านระบบไฟฟ้าและเครื่องมือวัด โดยมีการติดตั้งสายไฟฟ้าและสายสัญญาณจากสถานีไฟฟ้าย่อย 119 เข้าสู่พื้นที่โครงการ ครอบคลุมระบบหอหล่อเย็นทั้ง 2 ชุด หม้อไอน้ำชุดที่ 1 และอาคารควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Control Building: GCB) ทั้งนี้โครงการยังคงดำเนินงานก่อสร้างอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้โครงการแล้วเสร็จตามแผนที่ไทยออยล์ได้แจ้งต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นของบริษัทไทยออยล์ในวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2568 คือ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2571 และคาดการณ์ว่าจะสามารถส่งมอบโครงการให้บริษัทฯ ได้ในไตรมาสที่ 2 ปี 2572

2) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในอินเดีย
Avaada Energy Private Limited (AEPL)

SCOD | 2569-2573



AVAADA

กำลังการผลิตไฟฟ้า (Committed Capacity) รวมทั้งสิ้น 23,012 เมกะวัตต์ โดยบริษัทฯ มีสัดส่วนการถือหุ้น ร้อยละ 39.90 ของทุนทั้งหมดของ AEPL

โครงการ	กำลังการผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	แผนดำเนินงานเชิงพาณิชย์
ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว (Operating Capacity)	7,373	-
อยู่ระหว่างการก่อสร้าง	6,720	2569-2573
อยู่ระหว่างการพัฒนา	8,919	2569-2573
กำลังการผลิตไฟฟ้ารวม (Total Committed Capacity)	23,012	-

โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ บริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า

โรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	สถานที่ตั้ง	สัดส่วนการถือหุ้น	กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งสูงสุด (MW)	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนการถือหุ้น (MW)	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนการถือหุ้นที่ดำเนินการแล้ว (MW)	กำลังการผลิตไอน้ำตามสัดส่วนการถือหุ้น (ตัน/ชั่วโมง)	ลูกค้า	COD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)									
โกลว์ไอพีพี	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	GLOW (95%)	713	677	677	-	EGAT	2003
ห้วยเหาะ	พลังงานน้ำ	จ. อัตตะปือ สปป. ลาว	GLOW (67%)	152	102	102	-	EGAT/EDL	1999
เก็คโค่-วัน	ถ่านหิน	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (65%)	660	429	429	-	EGAT	2012
XPCL	พลังงานน้ำ	ลาว	GPSC (25%)	1,285	321	321	-	EGAT/EDL	2019
RPCL	ก๊าซธรรมชาติ	ราชบุรี	GPSC (24.38%)	1,400	341	341	-	EGAT	2008
รวมกำลังการผลิต IPP				**4,210**	**1,870**	**1,870**	-		
โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)									
CUP-1	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก	GPSC (100%)	226	226	226	890	EGAT/IU	2006
CUP-2	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมอาร์ไอแอล	GPSC (100%)	113	113	113	170	EGAT/IU	2008
CUP-3	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก	GPSC (100%)	-	-	-	280	IU	2009
ระยองส่วนขยาย (CUP-3)	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก	GPSC (100%)	15	15	15	-	IU	2019
CUP-4	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมเอเชีย	GPSC (100%)	49	49	49	140	IU	2019
โกลว์ พลังงาน ระยะที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	70	70	70	206	IU	1996
โกลว์ พลังงาน ระยะที่ 2 (SPP Replacement)	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	200	200	200	460	EGAT/IU	2022-23
โกลว์ พลังงาน ระยะที่ 4	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	77	77	77	137	EGAT/IU	2005
โกลว์ พลังงาน ระยะที่ 5	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	328	328	328	160	IU	2011
โกลว์ เอสพีพี 2	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	213	213	213	140	IU	1999
โกลว์ เอสพีพี 2 (SPP Replacement)	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	100	100	100	230	EGAT/IU	2024
โกลว์ เอสพีพี 11 โครงการ 1	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมสยาม อีสเทิร์นอินดัสเตรียลพาร์ค	GLOW (100%)	120	120	120	-	EGAT/IU	2000
โกลว์ เอสพีพี 11 โครงการ 3	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมสยาม อีสเทิร์นอินดัสเตรียลพาร์ค	GLOW (100%)	42	42	42	-	IU	2006
โกลว์ เอสพีพี 11 โครงการ 2	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมสยาม อีสเทิร์นอินดัสเตรียลพาร์ค	GLOW (100%)	110	110	110	-	EGAT/IU	2012
โกลว์ พลังงาน ซีเอฟบี 1 และ 2	ถ่านหิน	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	300	300	300	50	IU	1999
โกลว์ พลังงาน ซีเอฟบี 3	ถ่านหิน	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	85	85	85	79	IU	2010

ตารางที่ 12 : โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ บริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า

โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ บริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า (ต่อ)

โรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	สถานที่ตั้ง	สัดส่วนการถือหุ้น	กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งสูงสุด (MW)	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนการถือหุ้น (MW)	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนการถือหุ้นที่ดำเนินการแล้ว (MW)	กำลังการผลิตไอน้ำตามสัดส่วนการถือหุ้น (ตัน/ชั่วโมง)	ลูกค้า	COD
IRPC-CP ระยะที่ 1 - 2	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี	GPSC (51%)	240	122.4	122.4	153	EGAT/IU	2015, 2017
IRPC-CP CHP 3	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมไออาร์พีซี	GPSC (51%)	70	35.7	35.7	-	IU	2024
NNEG ระยะที่ 1 - 2	ก๊าซธรรมชาติ	เขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร	GPSC (30%)	185	56	56	12	EGAT/IU	2016, 2020
NNEG ระยะที่ 3	ก๊าซธรรมชาติ	เขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร	GPSC (30%)	30	9	9	1.59	IU	2026
BIC-1	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน	GPSC (25%)	117	29.25	29.25	5	EGAT/IU	2013
BIC-2	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมบางปะอิน	GPSC (25%)	117	29.25	29.25	5	EGAT/IU	2017
รวมกำลังการผลิต SPP				**2,807**	**2,329**	**2,329**	**3,119**		
โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ									
Rayong Waste to Energy (WTE)	RDF	ระยอง	GPSC (100%)	9.8	9.8	9.8	-	PEA	2021
GETZ (Solar)	พลังงานแสงอาทิตย์	จันทบุรี	GPSC (100%)	5	5	5	-	PEA	2016
GRP (NPS,WXA,PPS)	พลังงานแสงอาทิตย์	พิจิตร สุพรรณบุรี ลพบุรี ขอนแก่น	GPSC (100%)	40	40	40	-	PEA	2014-15
AEPL (Renewable Energy Platform)	พลังงานแสงอาทิตย์	อินเดีย	GPSC (40%)	23,012	9,182	2,942	-	Central and State Gov. and C&I	2018-30 (รายละเอียดหน้า 41)
NL1PC	พลังงานน้ำ	ลาว	GPSC (40%)	65	26	26	-	EDL	2019
CFXD (Offshore wind farm)	พลังงานลม	ไต้หวัน	GPSC (25%)	595	149	149	-	TaiPower	2022-25
Helios 1 – 4	พลังงานแสงอาทิตย์	นครราชสีมา	GPSC (50%)	134	67	-	-	EGAT/PEA	2028-2030
NSP-1	พลังงานแสงอาทิตย์	สงขลา	GPSC (51%)	75	38	-	-	EGAT	2028
Solar project (Silt Pond)	พลังงานแสงอาทิตย์	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GPSC (37.5%)	17.5	6.6	-	-	IU	2028
Private PPA (กลุ่มจีพีเอสซี)	พลังงานแสงอาทิตย์	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนหลายแห่ง	GPSC Gr. (100%)	50	50	47	-	IU	2012-28
รวมกำลังการผลิต VSPP และอื่นๆ				**24,003**	**9,574**	**3,219**	-		
อื่นๆ									
ERU (กำลังก่อสร้าง)	กากน้ำมัน (Petroleum Pitch)	ชลบุรี	GPSC (100%)	250	250	-	175	Thai Oil PLC	2029 (รายละเอียดหน้า 41)
รวม ERU				**250**	**250**	-	**175**		
รวม				**31,270**	**14,023**	**7,418**	**3,294**		

ตารางที่ 12 : โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ บริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า (ต่อ)

หมายเหตุ:
- ข้อมูล ณ วันที่ 30 กันยายน 2569
- กำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้น รวมถึงการถือหุ้นร้อยละ 100 ใน GLOW, Private PPA and ERU

สรุปปัจจัยที่มีผลต่อรายได้

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อรายได้	Q3/68	Q2/69	Q3/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M68	9M69	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				YoY	QoQ			YoY
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)								
อัตราค่าความพร้อมจ่าย (%)								
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าศรีราชา	-	-	-	-	-	100%	-	N/A
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี	98%	100%	99%	1%	(1%)	98%	92%	(6%)
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน	97%	100%	100%	3%	-	96%	67%	(29%)
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)								
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าศรีราชา	-	-	-	-	-	487	-	(100%)
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี	256	146	19	(93%)	(87%)	368	361	(2%)
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วัน	1,399	1,447	1,458	4%	1%	3,676	2,968	(19%)
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ	122	227	126	3%	(44%)	316	517	64%
รวม ปริมาณการขายไฟฟ้า	**1,777**	**1,820**	**1,603**	(10%)	(12%)	**4,847**	**3,846**	(21%)
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย								
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	2.99	2.71	2.79	(7%)	3%	3.25	2.81	(14%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)								
ปริมาณการขายไฟฟ้า								
ปริมาณการขายไฟฟ้าของ GPSC (GWh)	1,347	1,297	1,293	(4%)	(0.3%)	3,853	3,823	(1%)
ปริมาณการขายไฟฟ้าของ GLOW (GWh)	2,069	1,916	1,902	(8%)	(1%)	6,119	5,704	(7%)
รวมปริมาณขาย (GWh)	**3,416**	**3,213**	**3,195**	(6%)	(1%)	**9,972**	**9,527**	(4%)
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย								
ราคาขายไฟฟ้ารวมเฉลี่ย (บาท/kWh)	3.32	3.55	3.72	12%	5%	3.51	3.52	0.3%
ปริมาณการขายไอน้ำรวม								
ปริมาณการขายไอน้ำของ GPSC (พันตัน)	1,774	1,722	1,807	2%	5%	4,773	5,243	10%
ปริมาณการขายไอน้ำของ GLOW (พันตัน)	1,872	1,975	1,870	(0.1%)	(5%)	5,443	5,760	6%
ปริมาณการขายไอน้ำรวม (พันตัน)	**3,646**	**3,697**	**3,677**	1%	(1%)	**10,216**	**11,003**	8%
ราคาขายไอน้ำเฉลี่ย								
ราคาขายไอน้ำรวมเฉลี่ย (บาท/ตัน)	1,177	1,280	1,395	19%	9%	1,252	1,282	2%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ								
ไฟฟ้า								
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)	63	70	43	(32%)	(39%)	183	173	(5%)
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	4.97	4.83	4.71	(5%)	(3%)	4.86	4.77	(2%)
น้ำเย็น								
ปริมาณการขายน้ำเย็น (พันตันความเย็น)	6,302	6,433	6,268	(0.5%)	(3%)	17,978	17,978	-
ราคาขายน้ำเย็นเฉลี่ย (บาท/ตันความเย็น)	6.44	6.72	6.89	7%	3%	7.08	6.96	(2%)

ตารางที่ 13 : ปัจจัยที่มีผลต่อรายได้

SMART ENERGY FOR EVOLVING LIFE

IR Contact:

+662 140 4600

ir@gpscgroup.com

www.gpscgroup.com

