



MD&A

Q1/2569



คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ
ไตรมาสที่ 1 ปี 2569

SMART ENERGY FOR EVOLVING LIFE

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาสที่ 1 ปี 2569

ราคาก๊าซธรรมชาติ: สำหรับกิจการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบ Pool Gas ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 271 บาทต่อล้านบีทียู ลดลงร้อยละ 6 จากค่าเฉลี่ยของปี 2568 ที่มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 289 บาทต่อล้านบีทียูแต่เพิ่มขึ้นร้อยละ 1 จากไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ที่มีค่าเฉลี่ยประมาณ 267 บาทต่อล้านบีทียู การปรับตัวลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติเมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยของปี 2568 เป็นผลจากราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ปรับตัวลดลงในช่วงครึ่งหลังของปี 2568 หลังจากในช่วงครึ่งแรกของปี 2568 ราคา LNG อยู่ในระดับประมาณ 12–15 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู จากปัจจัยความตึงเครียดด้านภูมิรัฐศาสตร์ โดยเฉพาะสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางระหว่างรัฐอิสราเอลและสาธารณรัฐอิสลามอิหร่าน รวมถึงการสิ้นสุดสัญญาการส่งผ่านก๊าซธรรมชาติของสหพันธ์รัฐรัสเซียไปยังยุโรปผ่านยูเครน ทั้งนี้ เมื่อสถานการณ์เริ่มคลี่คลายลง ประกอบกับตลาดคาดการณ์ว่าอุปทาน LNG ใหม่จะทยอยเข้าสู่ตลาดในช่วงปี 2569–2570 ราคา LNG จึงปรับลดลงมาอยู่ในระดับประมาณ 10–11 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู ประกอบกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศที่ลดลงตามฤดูกาล

อย่างไรก็ตาม ในช่วงต้นปี 2569 ราคาก๊าซธรรมชาติปรับตัวสูงขึ้น โดยมีสาเหตุหลักจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามสภาพอากาศที่ร้อน มีอุณหภูมิสูงขึ้น ซึ่งข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานระบุว่า ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติภาพรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 โดยเฉพาะภาคการผลิตไฟฟ้าที่ขยายตัวถึงร้อยละ 10 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ขณะเดียวกัน ตลาดพลังงานยังเผชิญแรงกดดันจากความตึงเครียดในตะวันออกกลาง โดยเฉพาะเหตุการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัฐอิสราเอล สหรัฐอเมริกา และสาธารณรัฐอิสลามอิหร่าน ตั้งแต่วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2569 ส่งผลกระทบโดยตรงต่อความกังวลด้านอุปทานและการขนส่ง LNG ผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ปัจจัยดังกล่าวผลักดันให้ ราคา LNG ปรับตัวสูงขึ้นจาก 10 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู ไปแตะระดับสูงสุดที่ 25 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในช่วงต้นเดือนมีนาคม 2569 ก่อนจะปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ประมาณ 15 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในเดือนเมษายน 2569 อย่างไรก็ตาม เนื่องจากกลไกราคา Pool Gas ของประเทศไทย ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2569 ตาม มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ครั้งที่ 4/2568 เมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2568 มีการส่งผ่านต้นทุน LNG ไปยังราคา Pool Gas ที่จะสะท้อนต้นทุน LNG โดยมี Lag Time ประมาณ 3–6 เดือน ขึ้นอยู่กับสัดส่วนการนำเข้า LNG และโครงสร้างการคำนวณต้นทุนก๊าซธรรมชาติในแต่ละช่วงเวลา ทั้งนี้ จากราคา LNG ที่ปรับตัวสูงขึ้นคาดว่าจะกระทบดังกล่าวจะเริ่มสะท้อนในราคา Pool Gas ตั้งแต่ช่วงไตรมาสที่ 2 ปี 2569 เป็นต้นไป

ราคาถ่านหิน: ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ดัชนีราคาถ่านหิน (อ้างอิง Newcastle Coal : NEWC) มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 120 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 14 จากราคาเฉลี่ยของปี 2568 ที่มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 105 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน และเพิ่มขึ้นร้อยละ 11 จากไตรมาส 4 ปี 2568 ซึ่งมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 108 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน การปรับตัวเพิ่มขึ้นดังกล่าวสะท้อนภาวะอุปทานถ่านหินในตลาดโลกที่มีแนวโน้มตึงตัวมากขึ้น โดยมีปัจจัยสำคัญจากการที่รัฐบาลสาธารณรัฐอินโดนีเซียมีแผนการปรับลดโควตาการผลิตถ่านหินภายในประเทศอย่างมีนัยสำคัญ โดยปรับลดลงจากระดับประมาณ 790–900 ล้านเมตริกตันในปี 2568 มาอยู่ที่ประมาณ 600 ล้านเมตริกตันหรือประมาณร้อยละ 24 เพื่อช่วยรักษาระดับราคาถ่านหินในตลาดโลก และระดับรายได้จากค่าภาคหลวง (Royalty Fee) ของรัฐบาล ทั้งนี้ สาธารณรัฐอินโดนีเซียเป็นหนึ่งในผู้ส่งออกถ่านหินรายสำคัญของโลก โดยมีปริมาณการส่งออกคิดเป็นมากกว่าร้อยละ 30 ของปริมาณถ่านหินที่ซื้อขายในตลาดโลก ดังนั้น การเปลี่ยนแปลงนโยบายด้านการผลิตของสาธารณรัฐอินโดนีเซีย จึงอาจส่งผลกระทบต่อทิศทางราคาถ่านหินในตลาดโลกอย่างมีนัยสำคัญ อย่างไรก็ตาม ประเด็นดังกล่าวยังคงต้องติดตามความชัดเจนของการอนุมัติขั้นสุดท้ายจากกระทรวงพลังงานและทรัพยากรธรณีของสาธารณรัฐอินโดนีเซียต่อไป

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาสที่ 1 ปี 2569

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศ: ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ (Peak Demand ในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า) อยู่ที่ประมาณ 34,881 เมกะวัตต์ (เดือนมีนาคม 2569) เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 4 ปี 2568 ซึ่งอยู่ที่ประมาณ 30,972 เมกะวัตต์ (เดือนตุลาคม 2568) ร้อยละ 13 และเพิ่มสูงขึ้นจากไตรมาส 1 ของปี 2568 ซึ่งอยู่ที่ประมาณ 33,658 เมกะวัตต์ (เดือนมีนาคม 2568) ร้อยละ 4 การเพิ่มขึ้นดังกล่าวมีสาเหตุหลักจากปัจจัยด้านฤดูกาล เนื่องจากประเทศไทยเริ่มเปลี่ยนผ่านจากฤดูหนาวเข้าสู่ฤดูร้อน ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้น ประกอบกับสภาพอากาศโดยรวมในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีอุณหภูมิเฉลี่ยสูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อนประมาณ 0.4 องศาเซลเซียส ตามข้อมูลของกรมอุตุนิยมวิทยา นอกจากนี้ข้อมูลล่าสุดจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ระบุว่า ในช่วง 2 เดือนแรกของปี 2569 ประเทศไทยมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568 สะท้อนแนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามสภาพอากาศที่ร้อนขึ้นและกิจกรรมทางเศรษฐกิจในประเทศ

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ: ณ สิ้นไตรมาสที่ 1 ปี 2569 อยู่ที่ระดับ 32.84 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ อ่อนค่าลงประมาณร้อยละ 4 เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นปี 2568 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 31.58 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ สาเหตุหลักมาจาก ปัจจัยภายนอกประเทศเป็นสำคัญ ได้แก่ การแข็งค่าของเงินดอลลาร์สหรัฐ ท่ามกลางความไม่แน่นอนของทิศทางนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐ และอัตราผลตอบแทนพันธบัตรในตลาดโลกที่ยังอยู่ในระดับสูง ส่งผลให้นักลงทุนบางส่วนปรับลดการถือครองสินทรัพย์ในตลาดเกิดใหม่ และหันไปถือครองสินทรัพย์สกุลดอลลาร์สหรัฐมากขึ้น ประกอบกับความตึงเครียดด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางที่สร้างความกังวลต่อทิศทางราคาพลังงานและเงินเฟ้อของโลก และส่งผลต่อเสถียรภาพด้านต้นทุนพลังงาน ดุลการค้า และดุลบัญชีเดินสะพัดของไทย ขณะเดียวกันในเดือนมีนาคม 2569 ตลาดพันธบัตรในภูมิภาคเอเชียเผชิญกับเงินทุนต่างชาติไหลออกในระดับสูง จากความกังวลเกี่ยวกับเงินเฟ้อและความเสี่ยงด้านอุปทานน้ำมันและก๊าซธรรมชาติในตะวันออกกลาง โดยประเทศไทยได้รับผลกระทบจากเงินทุนต่างชาติไหลออกจากตลาดพันธบัตรเช่นเดียวกับหลายประเทศในภูมิภาค สำหรับ ปัจจัยภายในประเทศ เงินบาทยังได้รับแรงกดดันจากมุมมองต่อเศรษฐกิจไทยที่ยังฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป รวมถึงการคาดการณ์ว่านโยบายการเงินไทยมีแนวโน้มผ่อนคลายมากขึ้น หลังคณะกรรมการนโยบายการเงินมีมติปรับลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายลงร้อยละ 0.25 มาอยู่ที่ร้อยละ 1.00 เมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2569 เพื่อสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจและบรรเทาภาระหนี้ของภาคครัวเรือนและผู้ประกอบการขนาดกลางและขนาดเล็ก โดยปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้ค่าเงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงไตรมาสที่ 1 ปี 2569

อัตราแลกเปลี่ยนเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่เมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ: ณ สิ้นไตรมาสที่ 1 ปี 2569 อยู่ที่ระดับ 32.00 ดอลลาร์ไต้หวันใหม่ต่อดอลลาร์สหรัฐ อ่อนค่าลงประมาณร้อยละ 2 เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นปี 2568 ซึ่งอยู่ที่ 31.43 ดอลลาร์ไต้หวันใหม่ต่อดอลลาร์สหรัฐ โดยมีปัจจัยหลักจากการแข็งค่าของเงินดอลลาร์สหรัฐและความผันผวนของเงินทุนเคลื่อนย้ายในภูมิภาคเอเชีย ท่ามกลางความไม่แน่นอนของทิศทางนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐ รวมถึงแรงซื้อสินทรัพย์สกุลดอลลาร์สหรัฐของนักลงทุนบางส่วน ถึงแม้เศรษฐกิจไต้หวันยังได้รับแรงสนับสนุนจากภาคการส่งออก โดยเฉพาะสินค้าเทคโนโลยีและอุปสงค์ที่เกี่ยวข้องกับปัญญาประดิษฐ์ แต่ค่าเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ยังคงเผชิญแรงกดดันจากส่วนต่างอัตราดอกเบี้ยนโยบายระหว่างไต้หวันและสหรัฐอเมริกา^{1/} ประกอบกับความกังวลต่อสถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์และราคาพลังงานโลก ส่งผลให้ค่าเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่อ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในช่วงไตรมาสที่ 1 ปี 2569

หมายเหตุ:
^{1/} ปี 2569 อัตราดอกเบี้ยนโยบายของไต้หวันยังคงอยู่ที่ระดับร้อยละ 2 ขณะที่ธนาคารกลางสหรัฐ คงกรอบอัตราดอกเบี้ย Fed Funds Rate ไว้ที่ร้อยละ 3.50 – 3.75

ผลประกอบการไตรมาสที่ 1 ปี 2569

ผลประกอบการของบริษัทฯ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 1,719 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 221 ล้านบาท หรือร้อยละ 15 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก กำไรขั้นต้น จำนวน 4,874 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3 ล้านบาท เนื่องจาก **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรส่วนเพิ่มปรับตัวดีขึ้น โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาลและแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า ประกอบกับส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงที่ปรับตัวดีขึ้นและการบริหารจัดการเชื้อเพลิงอย่างมีประสิทธิภาพ รวมถึงมีการรับรู้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTO) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา ประกอบกับ **ค่าใช้จ่ายคงที่** ลดลงสาเหตุหลักจากค่าซ่อมบำรุงตามแผนงานและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามช่วงเวลา **กำไรส่วนเพิ่ม (Contribution Margin) ลดลง** สาเหตุหลักมาจาก **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** จาก **โรงไฟฟ้าเก็คโค-วัน** รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy Margin) ปรับตัวดีขึ้น โดยมีสาเหตุหลักจากการรับรู้ผลขาดทุนจากส่วนต่างราคาถ่านหินที่ลดลง ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลง (ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จำนวน 4 วัน ไตรมาสที่ 4 ปี 2568 จำนวน 92 วัน) **โรงไฟฟ้าโกลด์โอพีพี** รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน และค่าเชื้อเพลิงส่วนต่างลดลงตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. ในขณะที่ **โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ** รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. อย่างไรก็ตาม **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร** จำนวน 489 ล้านบาท ลดลง 260 ล้านบาทหรือร้อยละ 35 สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการบริหารงานปรับตัวลดลงตามช่วงเวลา ประกอบกับ **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** จำนวน 2,290 ล้านบาท ลดลง 72 ล้านบาทหรือร้อยละ 3 ตามการตัดค่าเสื่อมราคาที่ยังสอดคล้องกับอายุโรงไฟฟ้าและสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ครบอายุแล้ว **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 1,137 ล้านบาท ลดลง 70 ล้านบาทหรือร้อยละ 6 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง ขณะที่ **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 41 ล้านบาท ลดลง 318 ล้านบาทหรือร้อยละ 89 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการบันทึกกลับรายการประมาณการหนี้สินเป็นรายได้เนื่องจากสิ้นสุดข้อพิพาทกับ กฟผ. จำนวน 222 ล้านบาท ประกอบกับ **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 391 ล้านบาท ลดลง 842 ล้านบาท หรือร้อยละ 68 **เงินปันผลรับ** ลดลง 93 ล้านบาทหรือร้อยละ 100 สาเหตุหลักมาจากเงินปันผลรับของ RPCL ลดลง เนื่องจากบริษัทฯ ได้เปลี่ยนสถานะของ RPCL จากเงินลงทุนในตราสารทุนเป็นบริษัทร่วมฯ ของบริษัทฯ ใน เดือน ธันวาคม 2568 ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่มีการบันทึกเงินปันผลตั้งแต่มกราคม 2568 เป็นต้นไป **RPCL** ผลประกอบการลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการรับรู้กำไรทางบัญชีจากการเข้าซื้อหุ้นเพิ่มเติมในสัดส่วนร้อยละ 9.375 ใน RPCL จำนวน 515 ล้านบาท เพื่อสะท้อนราคายุติธรรม ในขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว ประกอบกับโรงไฟฟ้า RPCL มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนเป็นระยะเวลา 40 วัน ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายในช่วงระยะเวลาดังกล่าว **CFXD** ผลประกอบการลดลงตามปัจจัยฤดูกาล ประกอบกับบริษัทฯ มีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราค่าความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ลดลง เนื่องจากในปี 2568 มีการรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน ขณะที่ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงการปรับมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่โครงการ CFXD ลดลงเนื่องจากค่าเงินดอลลาร์ได้วันใหม่อ่อนค่าลดลง ขณะที่ **NUOVO** ในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงาน เพื่อให้สอดคล้องกับกลยุทธ์การลงทุนในธุรกิจเบตเตอร์ของบริษัท ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ไม่มีรายการดังกล่าว สำหรับ **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** จำนวน 73 ล้านบาท ลดลง 133 ล้านบาทหรือร้อยละ 65 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการปรับปรุงรายการสินทรัพย์และหนี้สินภาษีเงินได้รอตัดบัญชีจากการบันทึกรายการสัญญาซื้อขายล่วงหน้า และการกลับรายการสำรองหนี้สิน **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** จำนวน 226 ล้านบาท ขณะที่ ไตรมาสที่ 4 ปี 2568 : ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 291 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่า

ผลประกอบการไตรมาสที่ 1 ปี 2569 (ต่อ)

ผลประกอบการของบริษัทฯ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 1,719 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 579 ล้านบาท หรือร้อยละ 51 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 391 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 270 ล้านบาท หรือร้อยละ 223 สาเหตุหลักเนื่องจาก **XPCL** ผลประกอบการดีขึ้นเนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น สอดคล้องกับปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นจากอิทธิพลของปรากฏการณ์ลานีญาซึ่งต่อเนื่องมาจากปี 2568 ประกอบกับในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทมีการรับรู้กำไรจากรายการพิเศษจากการปรับมูลค่าอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Effective Interest Rate: EIR) ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน รวมถึงการปรับขยายระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ยืม **CFXD** ผลประกอบการดีขึ้น เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทมีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน ขณะที่ **AEPL** ผลประกอบการลดลงจากความความเข้มแสงที่ลดลงเมื่อเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน และค่าใช้จ่ายทั้งต้นทุนการผลิต ต้นทุนทางการเงิน และค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และ **เงินปันผลรับ** ลดลง 41 ล้านบาทหรือร้อยละ 100 สาเหตุหลักมาจากเงินปันผลรับของ RPCL ลดลง เนื่องจากบริษัทฯ ได้เปลี่ยนสถานะของ RPCL จากเงินลงทุนในตราสารทุนเป็นบริษัทร่วมฯ ของบริษัทฯ ใน เดือน ธันวาคม 2568 ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับเงินปันผลตั้งเดือน ธันวาคม 2568 เป็นต้นไป **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 1,137 ล้านบาท ลดลง 243 ล้านบาทหรือร้อยละ 18 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** จำนวน 226 ล้านบาท ขณะที่ ไตรมาสที่ 1 ปี 2568 : ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 57 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCT”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่า ถึงแม้ว่า **กำไรขั้นต้น** จำนวน 4,874 ล้านบาท ลดลง 375 ล้านบาทหรือร้อยละ 7 สาเหตุหลักมาจาก **กำไรส่วนเพิ่ม (Contribution Margin) ลดลง** สาเหตุหลักมาจาก **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** จาก **โรงไฟฟ้าเกิดโค-วัน** รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคุมกับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy margin) ปรับตัวดีขึ้น โดยมีสาเหตุหลักจากการรับรู้ผลขาดทุนจากส่วนต่างราคาถ่านหินที่ลดลงตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลง (ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จำนวน 4 วัน, ไตรมาสที่ 1 ปี 2568 จำนวน 62 วัน) **โรงไฟฟ้าศรีราชา** ค่าความพร้อมจ่ายปรับตัวลดลง เนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือน พฤษภาคม 2568 **โรงไฟฟ้าโกลวโอพีพี** รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว **โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ** รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. ขณะที่ **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรส่วนเพิ่มเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากค่าเชื้อเพลิงส่วนต่างที่ปรับตัวดีขึ้นจากการลดลงของราคาเชื้อเพลิง ซึ่งช่วยชดเชยผลกระทบจากการปรับลดค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า รวมถึงมีการรับรู้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTO) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีที่ลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา ถึงแม้ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ของโรงไฟฟ้า GSPP3 หมดอายุในเดือนสิงหาคม 2567 และ เดือนมีนาคม 2568 และ GSPP11 Phase1 หมดอายุในเดือนตุลาคม 2568 **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 41 ล้านบาท ลดลง 201 ล้านบาทหรือร้อยละ 83 สาเหตุหลักมาจากการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงาน **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** จำนวน 2,290 ล้านบาท ลดลง 34 ล้านบาทหรือร้อยละ 1 ตามการตัดค่าเสื่อมสอดคล้องกับอายุโรงไฟฟ้าและสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าที่ครบอายุแล้ว

ผลประกอบการไตรมาสที่ 1 ปี 2569

หน่วย (ล้านบาท)	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/- YoY	เปลี่ยนแปลง +/- QoQ
รายได้รวม	21,414	19,465	16,640	(22%)	(15%)
รายได้จากการขาย	21,380	19,462	16,640	(22%)	(15%)
EBITDA	4,790	4,191	4,427	(8%)	6%
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	1,140	1,498	1,719	51%	15%
กำไรต่อหุ้น (หน่วย: บาท)	0.40	0.53	0.61	51%	15%
กำไรจากการดำเนินการปกติก่อนผลจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง และมูลค่าตัดจำหน่ายจากการเข้าซื้อ GLOW	1,535	2,064	1,785	16%	(14%)
อัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง	(23)	(254)	218	(N/A)	185%
ค่าตัดจำหน่ายมูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิที่ได้จากการเข้าซื้อ GLOW	(372)	(312)	(284)	(24%)	(9%)

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 1 ปี 2569 มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงมีมูลค่า 218 ล้านบาท และค่าตัดจำหน่ายดังกล่าวมีมูลค่าสุทธิรวม 284 ล้านบาท ดังนั้นกำไรสุทธิของบริษัทฯ ก่อนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริง และไม่รวมค่าตัดจำหน่าย ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 1,785 ล้านบาท

ทั้งนี้ ในส่วนของฐานะการเงิน ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 บริษัทฯ มีสินทรัพย์รวม 260,988 ล้านบาท หนี้สินรวม 143,168 ล้านบาท ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 108,086 ล้านบาท สินทรัพย์และหนี้สินลดลงเมื่อเทียบ ณ 31 ธันวาคม 2568 สาเหตุหลักจากเงินสดลดลงจากการชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาว ซึ่งทำให้หนี้สินและหนี้สินที่มีดอกเบี้ยลดลง และบริษัทฯ มีส่วนของผู้ถือหุ้น 117,820 ล้านบาท ทำให้อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ที่ 0.71 เท่า ซึ่งเป็นไปตามนโยบายทางการเงิน

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569

ภาพรวมเศรษฐกิจไทย: คณะกรรมการนโยบายการเงิน (กนง.) ในการประชุมครั้งที่ 1/2569 เมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2569 มีมติปรับลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายลงร้อยละ 0.25 ต่อปี จากร้อยละ 1.25 ต่อปี เป็นร้อยละ 1.00 ต่อปี โดยนับเป็นการปรับลดอัตราดอกเบี้ยอย่างต่อเนื่องจากปี 2568 ซึ่งอัตราดอกเบี้ยนโยบายปรับลดลงจากร้อยละ 2.25 ต่อปี ณ ต้นปี 2568 มาอยู่ที่ร้อยละ 1.00 ต่อปีในปัจจุบัน สะท้อนทิศทางนโยบายการเงินที่ผ่อนคลายมากขึ้น เพื่อให้ภาวะการเงินเอื้อต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ บรรเทาภาระหนี้ของผู้ประกอบการ SMEs และภาคครัวเรือน รวมถึงสนับสนุนให้อัตราเงินเฟ้อ ซึ่งยังอยู่ในระดับต่ำ มีแนวโน้มทยอยกลับเข้าสู่กรอบเป้าหมายในระยะปานกลาง อย่างไรก็ตาม ธนาकरแห่งประเทศไทย (ธปท.) ประเมินว่า การขยายตัวของเศรษฐกิจไทยที่ยังอยู่ในระดับต่ำมีสาเหตุสำคัญจากปัจจัยเชิงโครงสร้างเป็นหลัก จึงไม่สามารถแก้ไขได้ด้วยนโยบายการเงินเพียงอย่างเดียว แต่จำเป็นต้องอาศัยการดำเนินนโยบายแบบผสมผสาน ทั้งมาตรการเพื่อยกระดับผลิตภาพการผลิต การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของภาคธุรกิจ และมาตรการทางการเงินเฉพาะจุด เพื่อสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจอย่างยั่งยืนในระยะต่อไป

ทั้งนี้ แม้ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (GDP) ในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 จะขยายตัวสูงกว่าที่คาด โดยเติบโตร้อยละ 2.5 ตามข้อมูลของสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ซึ่งได้รับแรงสนับสนุนจากการปรับตัวดีขึ้นของภาคเกษตร ทั้งในกลุ่มอุตสาหกรรมการผลิตและภาคบริการ อย่างไรก็ตาม **ภาพรวมเศรษฐกิจไทยยังคงเผชิญข้อจำกัดเชิงโครงสร้าง และมีแนวโน้มขยายตัวต่ำกว่าศักยภาพ** รวมถึงการฟื้นตัวยังไม่กระจายตัวอย่างทั่วถึง ท่ามกลางปัญหาความสามารถในการแข่งขันที่ลดลง ประสิทธิภาพการลงทุนที่ยังอยู่ในระดับต่ำต่อเนื่อง และภาระหนี้ครัวเรือนที่ยังอยู่ในระดับสูงเมื่อเทียบกับ GDP การฟื้นตัวของเศรษฐกิจยังคงกระจุกตัวอยู่ในบางภาคส่วน โดยเฉพาะกลุ่มอิเล็กทรอนิกส์ และภาคบริการที่เกี่ยวข้องกับการท่องเที่ยว ขณะที่ภาคส่วนอื่นยังฟื้นตัวได้จำกัด นอกจากนี้ ค่าเงินบาทที่แข็งค่ายังเพิ่มแรงกดดันต่อสภาพคล่องและความสามารถในการแข่งขันของผู้ส่งออก โดยเฉพาะกลุ่มสินค้าที่มีความอ่อนไหวต่ออัตราแลกเปลี่ยน เช่น สินค้าเกษตร นอกจากนี้ **ความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ในภูมิภาคตะวันออกกลางระหว่างสหรัฐอเมริกาและสาธารณรัฐอิสลามอิหร่าน** ซึ่งเริ่มขึ้นเมื่อวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2569 ได้เพิ่มความเสี่ยงด้านอุปทานพลังงาน โดยเฉพาะความกังวลต่อการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ส่งผลให้ราคาพลังงานและต้นทุนวัตถุดิบนำเข้าปรับตัวสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ อาทิ ราคาน้ำมันดีเซลซึ่งเป็นต้นทุนสำคัญของภาคขนส่ง ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) สำหรับภาคการผลิตไฟฟ้าและภาคอุตสาหกรรม ราคาปิโตรเคมีและพลาสติกซึ่งใช้เป็นบรรจุภัณฑ์และวัตถุดิบในการผลิต รวมถึงราคาปุ๋ยเคมีที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนของภาคเกษตรโดยตรง สถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์ดังกล่าวคาดว่าจะส่งผลกระทบต่อภาคธุรกิจและภาคครัวเรือนของประเทศไทยในวงกว้าง โดยธนาकरแห่งประเทศไทย (ธปท.) ประเมินว่า **ความไม่แน่นอนดังกล่าวอาจส่งผลให้อัตราการขยายตัวของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (GDP) ปี 2569 ลดลงจากประมาณการเดิมที่ร้อยละ 1.9 มาอยู่ในช่วงร้อยละ 1.3–1.7** ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับระยะเวลาและความรุนแรงของผลกระทบจากสถานการณ์ดังกล่าว นอกจากนี้ **อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของประเทศไทย ซึ่งเดิมคาดว่าจะอยู่ต่ำกว่ากรอบเป้าหมายร้อยละ 1 ในช่วงปี 2569–2570 จากแรงกดดันด้านการแข่งขันที่อยู่ในระดับสูงและกำลังซื้อภายในประเทศที่ยังอ่อนแอ อาจปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ในช่วงร้อยละ 2.5–3.5 จากแรงกดดันด้านราคาพลังงาน** เนื่องจากเงินเฟ้อของประเทศไทยมีสัดส่วนของราคาพลังงานประมาณร้อยละ 13 จึงทำให้การปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคาพลังงานส่งผ่านมายังอัตราเงินเฟ้อได้อย่างมีนัยสำคัญ ทั้งนี้ วิกฤตพลังงานในครั้งนี้มีลักษณะแตกต่างจากเหตุการณ์ในอดีต เนื่องจากผลกระทบมิได้จำกัดอยู่เพียงการปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคาพลังงานเท่านั้น แต่ยังคงครอบคลุมถึงความเสี่ยงต่อห่วงโซ่อุปทานของอุตสาหกรรมพลังงานในภูมิภาคตะวันออกกลางโดยรวม จากความเสียหายของโครงสร้างพื้นฐานด้านการผลิตและการขนส่งพลังงาน ซึ่งคาดว่าจะอาจต้องใช้ระยะเวลาประมาณ 2–3 ปีในการบูรณะฟื้นฟู ประกอบกับต้นทุนความเสี่ยงจากสงคราม ที่มีแนวโน้มอยู่ในระดับสูงต่อเนื่องในระยะถัดไป ดังนั้น แม้สถานการณ์ความขัดแย้งจะคลี่คลายลง ราคาน้ำมันและก๊าซธรรมชาติอาจยังไม่สามารถปรับลดกลับสู่ระดับก่อนเกิดวิกฤตได้ในระยะเวลาอันสั้น

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569 (ต่อ)

ภาพรวมเศรษฐกิจไทย (ต่อ): จากปัจจัยดังกล่าว ธปท. อาจจำเป็นต้องทบทวนทิศทางนโยบายการเงินในระยะข้างหน้าเพื่อให้สอดคล้องกับภาวะเศรษฐกิจมหภาคที่เปลี่ยนแปลงไป โดยเฉพาะทิศทางอัตราดอกเบี้ยนโยบาย ซึ่งคาดว่าอาจยังไม่ปรับลดต่ำกว่าร้อยละ 1.00 ในระยะใกล้ เนื่องจากระดับอัตราดอกเบี้ยนโยบายในปัจจุบันอยู่ในระดับผ่อนคลายน้อยแล้ว อย่างไรก็ตาม หากอัตราเงินเพื่อปรับตัวสูงขึ้นต่อเนื่องจากแรงกดดันด้านราคาพลังงาน ธปท. อาจพิจารณามาตรการเชิงนโยบายเพิ่มเติมนอกเหนือจากการปรับอัตราดอกเบี้ยนโยบาย เนื่องจากโดยทั่วไป การดำเนินนโยบายผ่านอัตราดอกเบี้ยมีข้อจำกัดในการลดแรงกดดันเงินเพื่อที่เกิดจากปัจจัยด้านอุปทาน สำหรับภาพรวมเศรษฐกิจในระยะยาวแม้ทิศทางนโยบายการคลังยังคงมีความไม่แน่นอน แต่กระแสด้านการคลังและการลงทุนระหว่างประเทศในอุตสาหกรรมเทคโนโลยียังคงมีแนวโน้มเติบโตในระดับสูง โดยเฉพาะธุรกิจปัญญาประดิษฐ์ ศูนย์ข้อมูล และเซมิคอนดักเตอร์ ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนสำคัญของการลงทุนใหม่ทั่วโลก ส่งผลให้หลายประเทศในภูมิภาคเอเชีย รวมถึงประเทศไทย ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของห่วงโซ่อุปทานสำคัญในการผลิตสินค้าและบริการที่เกี่ยวข้อง ได้รับประโยชน์ผ่านการขยายตัวของภาคการส่งออกและการลงทุนโดยตรงจากต่างประเทศแนวโน้มดังกล่าวสอดคล้องกับ มูลค่าการออกบัตรส่งเสริมการลงทุนของคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment: BOI) ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นสู่ระดับสูงสุดเป็นประวัติการณ์ในปี 2568 โดยขยายตัวร้อยละ 36 เมื่อเทียบกับปี 2567 ซึ่งส่วนใหญ่มาจากความต้องการลงทุนในอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์และธุรกิจศูนย์ข้อมูล ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 การขอรับการส่งเสริมการลงทุนของ BOI ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยมีจำนวน 624 โครงการ คิดเป็นมูลค่าเงินลงทุนรวม 1,016,962 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2.4 เท่า เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยมีแรงสนับสนุนหลักจากการลงทุนในอุตสาหกรรมดิจิทัล โดยเฉพาะกิจการ Data Center และ Cloud Services ซึ่งสะท้อนถึงความต้องการโครงสร้างพื้นฐานด้านดิจิทัลและ AI ที่เพิ่มสูงขึ้น รวมถึงความเชื่อมั่นของนักลงทุนต่อศักยภาพของประเทศไทยในฐานะศูนย์กลางการลงทุนอุตสาหกรรมแห่งอนาคตในภูมิภาค ทั้งนี้ การออกบัตรส่งเสริมซึ่งเป็นขั้นตอนที่ใกล้เคียงกับการลงทุนจริง มีจำนวน 738 โครงการ คิดเป็นมูลค่าเงินลงทุนรวม 382,954 ล้านบาท นอกจากนี้ ประเทศไทยยังมีโอกาสได้รับประโยชน์จากบทบาทในฐานะพื้นที่ลงทุนที่มีความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์ค่อนข้างต่ำ เมื่อเทียบกับหลายภูมิภาคที่เผชิญความไม่แน่นอนเพิ่มขึ้นภายหลังวิกฤตในตะวันออกกลาง ทั้งนี้ การใช้ประโยชน์จากโอกาสดังกล่าวอย่างเต็มศักยภาพยังขึ้นอยู่กับความสามารถของภาครัฐในการออกแบบมาตรการสนับสนุนและกฎระเบียบที่เอื้อต่อการลงทุนระยะยาว โดยเฉพาะการลงทุนในอุตสาหกรรมเป้าหมายที่ต้องการโครงสร้างพื้นฐานที่มีเสถียรภาพ พลังงานสะอาด ระบบดิจิทัลที่มีประสิทธิภาพ และกรอบนโยบายที่ชัดเจน เพื่อสนับสนุนการเติบโตของเศรษฐกิจไทยอย่างยั่งยืนในระยะต่อไป

ค่าเอฟที (Ft): สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีมติปรับลดค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) สำหรับงวดเดือนมกราคม-เมษายน 2569 ลงมาอยู่ที่ระดับ 9.72 สตางค์ต่อหน่วย จาก 15.72 สตางค์ต่อหน่วยในงวดเดือนกันยายน-ธันวาคม 2568 ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 3.88 บาทต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) การปรับลดดังกล่าวมีสาเหตุหลักจากการประเมิน ราคา LNG ในตลาดโลกที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับนโยบายภาครัฐที่มุ่งบรรเทาภาระค่าครองชีพของประชาชน ท่ามกลางภาวะเศรษฐกิจที่ยังคงชะลอตัว ทั้งนี้ ค่า Ft ในงวดดังกล่าวได้รวมการทยอยคืนภาระหนี้ค่าไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ประมาณ 6.71 สตางค์ต่อหน่วย หรือคิดเป็นมูลค่ารวมประมาณ 6,141 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม กกพ. ได้มีมติปรับเพิ่มค่า Ft สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569 ขึ้นไปที่ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยรวมจะเพิ่มขึ้นไปอยู่ที่ 3.95 บาทต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ซึ่งเป็นการขยับขึ้นจากงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ซึ่งอยู่ที่ 3.88 (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ประมาณ 7 สตางค์ต่อหน่วย เป็นผลมาจากต้นทุนพลังงานที่เพิ่มขึ้นสูงจากปัญหาสงครามในภูมิภาคตะวันออกกลางระหว่างสหรัฐอเมริกาและรัฐอิสลามอิหร่าน ที่เริ่มขึ้นตั้งแต่วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2569 และยังคงมีความไม่แน่นอนสูงว่าจะยุติเมื่อไหร่ และมีความเสียหายต่อโครงสร้างพลังงานในภูมิภาคมากเพียงใด ทั้งนี้ ค่า Ft ดังกล่าวสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าในงวดเดือน พ.ค. - ส.ค.2569 จำนวน 29.66 สตางค์ต่อหน่วย โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะยังคงรับภาระต้นทุนคงค้าง (AF) สะสมไว้แทนประชาชนไปก่อน ควบคู่กับการที่ กกพ. พิจารณานำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกิน (Claw back) จำนวนประมาณ 9,472 ล้านบาท หรือคิดเป็น 13.43 สตางค์ต่อหน่วย มาชดเชยลดภาระค่าไฟฟ้า ส่งผลให้ ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2568 กฟผ. มีภาระต้นทุนคงค้าง (AF) เหลือ 35,928 ล้านบาท และมีต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติคงค้างของรัฐวิสาหกิจ (AF Gas) เหลือประมาณ 10,300 ล้านบาท

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569 (ต่อ)

ค่าเอฟที (Ft) (ต่อ): นอกจากนี้ รัฐบาลอยู่ระหว่างพิจารณาแนวทางปรับโครงสร้างค่าไฟฟ้าเป็นอัตราแบบขั้นบันได เพื่อช่วยบรรเทาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยอย่างเฉพาะเจาะจง โดยเฉพาะกลุ่มครัวเรือนที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 200 หน่วยต่อเดือน รวมถึงมีเป้าหมายเชิงนโยบายในการผลักดันค่าไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคบางกลุ่มให้อยู่ในระดับประมาณ 3.00 บาทต่อหน่วยควบคู่กับการสนับสนุนการติดตั้งโซลาร์เซลล์ภาคประชาชน ระบบ Net Billing และ Direct PPA เพื่อเพิ่มทางเลือกในการบริหารต้นทุนพลังงานในระยะยาว

ในภาพรวมค่าไฟฟ้าผันแปรอัตโนมัติ (Ft) มีแนวโน้มเผชิญแรงกดดันให้ปรับเพิ่มขึ้น จากราคา LNG ในตลาดโลกที่ปรับตัวสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้เดิม อันเป็นผลจากความเสียด้านอุปทาน ทั้งความกังวลต่อการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ประกาศเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ถึงสิ้นปี 2569 และ ความเสียหายต่อแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติในกาตาร์ และต้นทุนค่าประกันภัยขนส่งพลังงานที่สูงขึ้น ประกอบกับการทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งยังมีความจำเป็นต้องดำเนินการอย่างต่อเนื่อง เพื่อรักษาเสถียรภาพทางการเงินและอันดับความน่าเชื่อถือของ กฟผ. นอกจากนี้ ในปี 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากสภาพอากาศที่ร้อนขึ้น ส่งผลให้ความต้องการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นตามไปด้วย จึงยังต้องติดตามความเสี่ยงจากปัจจัยด้านภูมิรัฐศาสตร์อย่างใกล้ชิด เนื่องจากยังมีความไม่แน่นอนสูง และอาจส่งผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในระยะถัดไปสำหรับระยะยาว ยังจำเป็นต้องติดตามทิศทางนโยบายภาครัฐ และระดับการลงทุนในระบบไฟฟ้าอย่างใกล้ชิด โดยเฉพาะการลงทุนที่จำเป็นต้องการรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน การเพิ่มสัดส่วนพลังงานสะอาด และการรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ซึ่งล้วนเป็นปัจจัยสำคัญต่อการบริหารต้นทุนค่าไฟฟ้า และความมั่นคงทางพลังงานของประเทศในระยะยาว

ราคาก๊าซธรรมชาติ: ภาพรวมราคาก๊าซธรรมชาติในประเทศ หรือ Pool Gas ในปี 2569 มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นจากสมมติฐานเดิมที่คาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG ในตลาดโลกจะทยอยปรับลดลง จากปริมาณกำลังการผลิตใหม่ที่คาดว่าจะทยอยเข้าสู่ตลาดในช่วงปี 2569-2570 โดยเฉพาะจากประเทศกาตาร์และสหรัฐอเมริกา อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ความตึงเครียดด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางได้เพิ่มความเสี่ยงต่อห่วงโซ่อุปทาน LNG อย่างมีนัยสำคัญ ทั้งจากความเสี่ยงด้านเส้นทางขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ต้นทุนค่าขนส่งและค่าประกันภัยที่อาจปรับเพิ่มขึ้น รวมถึงความเสี่ยงต่อความต่อเนื่องของอุปทาน LNG จากภูมิภาคดังกล่าว ถึงแม้ว่า ปตท. มีสัญญาซื้อ LNG ระยะยาวจากประเทศกาตาร์ ประมาณร้อยละ 7-10 ของปริมาณการนำเข้า LNG ทั้งหมด จากการประกาศเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ถึงสิ้นปี 2569 ทำให้เกิดข้อจำกัดด้านอุปทานหรือการส่งมอบ LNG จากกาตาร์ ปตท. จำเป็นต้องจัดหา LNG จากตลาดจร หรือ Spot LNG เพิ่มเติมเพื่อทดแทน ซึ่งโดยทั่วไปมีความผันผวนด้านราคาสูงกว่า และอาจส่งผลให้ต้นทุนก๊าซธรรมชาติในประเทศปรับเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ระดับปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติในยุโรปที่อยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยในอดีต อาจส่งผลให้หลายประเทศเร่งจัดหา LNG เพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานในช่วงฤดูหนาวปลายปี 2569 ซึ่งจะเป็นปัจจัยเพิ่มเติมที่ทำให้ภาวะอุปสงค์และอุปทานในตลาด LNG โลกตึงตัวมากขึ้น จากปัจจัยดังกล่าว ราคา LNG ในตลาดโลกในช่วงที่เหลือของปี 2569 อาจยังคงอยู่ในระดับสูงและมีความผันผวน โดยคาดว่าอาจเคลื่อนไหวในกรอบประมาณ 14-20 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู ขึ้นอยู่กับสถานการณ์ในตะวันออกกลาง ระดับความต้องการ LNG ของประเทศผู้นำเข้ารายใหญ่ และความสามารถในการจัดหาอุปทานทดแทน ขณะเดียวกัน ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากปี 2568 ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูงขึ้นจากสภาพอากาศที่ร้อนกว่าปกติ ส่งผลให้ราคา Pool Gas ในประเทศมีโอกาสปรับเพิ่มขึ้นจากระดับไนโตรมาสต์ที่ 1 ปี 2569 อย่างมีนัยสำคัญ และอาจส่งผลกระทบต่อต้นทุนเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้าในระยะถัดไป

ราคาก๊าซถ่านหิน: ภาพรวมราคาก๊าซถ่านหินอ้างอิง Newcastle Export Index หรือ NEWC ในตลาดโลกมีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตั้งแต่ช่วงไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จากความกังวลด้านอุปทาน ภายหลังจากที่รัฐบาลอินโดนีเซียมีแผนปรับลดโควตาการผลิตถ่านหินประจำปี 2569 ประกอบกับราคา LNG ในตลาดโลกที่ปรับตัวสูงขึ้นจากความตึงเครียดด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ซึ่งหากราคา LNG ยังคงอยู่ในระดับสูงต่อเนื่อง อาจส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าในบางประเทศปรับเพิ่มสัดส่วนการใช้ถ่านหินทดแทนก๊าซธรรมชาติ หรือ Gas-to-Coal Switching เพื่อบริหารต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ส่งผลให้ความต้องการใช้ถ่านหินในตลาดโลกปรับเพิ่มขึ้น และส่งผลต่อราคาก๊าซถ่านหินในระยะถัดไป (ต่อ...)

ทิศทางเศรษฐกิจและปัจจัยที่มีผลต่อการดำเนินงานของปี 2569 (ต่อ)

ราคาก๊าซธรรมชาติ(ต่อ): จากปัจจัยดังกล่าว คาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติ NEWC ในช่วงที่เหลือของปี 2569 อาจเคลื่อนไหวในกรอบประมาณ 130–150 ดอลลาร์สหรัฐต่อดัน สูงกว่าสมมติฐานเดิมที่คาดว่าจะอยู่ในกรอบประมาณ 100–120 ดอลลาร์สหรัฐต่อดัน ทั้งนี้ ยังต้องติดตามทิศทางนโยบายการผลิตและการส่งออกก๊าซธรรมชาติของประเทศอินโดนีเซีย รวมถึงสถานการณ์ของราคา LNG ในตลาดโลก ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อตัดสินใจใช้เชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้าในหลายประเทศ อย่างไรก็ตาม คาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติยังมีโอกาสปรับเพิ่มขึ้นอย่างจำกัดเมื่อเทียบกับช่วงปี 2565–2566 เนื่องจากประเทศผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติรายใหญ่อย่างจีนและอินเดียได้เพิ่มกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศอย่างต่อเนื่อง เพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานและเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานภายในประเทศ ประกอบกับหลายประเทศยังคงเร่งขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งมีส่วนช่วยลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติในระยะยาว แม้ว่าก๊าซธรรมชาติยังคงมีบทบาทสำคัญในฐานะเชื้อเพลิงหลักสำหรับการผลิตไฟฟ้าฐานในบางประเทศก็ตาม

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ : สำหรับปี 2569 ค่าเงินบาทมีแนวโน้มเคลื่อนไหวผันผวนตามทิศทางเงินดอลลาร์สหรัฐ นโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐ และกระแสเงินทุนเคลื่อนย้ายระหว่างประเทศ โดยในช่วงต้นปีเงินบาทได้รับแรงกดดันจากความไม่แน่นอนของเศรษฐกิจโลก อัตราผลตอบแทนพันธบัตรสหรัฐ ที่ยังอยู่ในระดับสูง และความกังวลต่อสถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์ ซึ่งส่งผลให้นักลงทุนยังคงระมัดระวังการลงทุนในสินทรัพย์ตลาดเกิดใหม่ อย่างไรก็ตาม ในระยะถัดไป ค่าเงินบาทอาจได้รับปัจจัยสนับสนุนจากแนวโน้มการปรับลดอัตราดอกเบี้ยของธนาคารกลางสหรัฐ การฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยว รายได้จากการส่งออก และดุลบัญชีเดินสะพัดของไทย ทั้งนี้ ค่าเงินบาทยังมีความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาพลังงาน เงินทุนไหลออก และทิศทางเศรษฐกิจไทยที่ยังฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป ส่งผลให้ภาพรวมทั้งปี 2569 ค่าเงินบาทมีแนวโน้มเคลื่อนไหวในกรอบกว้างและยังต้องติดตามปัจจัยภายนอกประเทศอย่างใกล้ชิด โดยคาดการณ์ว่าค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐในปี 2569 จะเคลื่อนไหวในกรอบเฉลี่ยประมาณ 32.00 – 33.50 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ

อัตราแลกเปลี่ยนเงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่เมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ : ปี 2569 เงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่มีแนวโน้มเคลื่อนไหวผันผวนตามทิศทางเงินดอลลาร์สหรัฐ กระแสเงินทุนเคลื่อนย้ายระหว่างประเทศ และภาวะการค้าโลก โดยปัจจัยกดดันหลักยังคงมาจากความไม่แน่นอนของทิศทางนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐ อัตราผลตอบแทนพันธบัตรรัฐบาลสหรัฐ ที่ยังอยู่ในระดับสูง และความกังวลด้านภูมิรัฐศาสตร์ ซึ่งอาจส่งผลให้นักลงทุนเพิ่มการถือครองสินทรัพย์สกุลดอลลาร์สหรัฐในบางช่วง อย่างไรก็ตาม เงินดอลลาร์ไต้หวันใหม่ยังมีปัจจัยสนับสนุนจากพื้นฐานเศรษฐกิจของไต้หวันที่ยังแข็งแกร่ง โดยเฉพาะภาคการส่งออกสินค้าเทคโนโลยี เซมิคอนดักเตอร์ และสินค้าที่เกี่ยวข้องกับปัญญาประดิษฐ์ ซึ่งยังได้รับแรงหนุนจากความต้องการในตลาดโลก โดยคาดการณ์ว่าค่าเงินดอลลาร์สหรัฐไต้หวันใหม่ต่อดอลลาร์สหรัฐในปี 2569 จะเคลื่อนไหวในกรอบเฉลี่ยประมาณ 31.00 – 32.50 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ขณะที่ยังต้องติดตามความผันผวนของเงินดอลลาร์สหรัฐ ทิศทางอัตราดอกเบี้ยของสหรัฐ ความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์ และมาตรการทางการค้าระหว่างประเทศอย่างใกล้ชิด

ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานหรือการเติบโตในอนาคต

ความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศ: ในปี 2569 คาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้น ทั้งในส่วนของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ หรือ Peak Demand ในระบบของ 3 การไฟฟ้า และปริมาณการใช้ไฟฟ้าโดยรวม โดย Peak Demand มีโอกาสปรับสูงกว่าสถิติสูงสุดเดิมที่เคยเกิดขึ้นในเดือนพฤษภาคม 2567 ที่ระดับประมาณ 36,792 เมกะวัตต์ จากปัจจัยสนับสนุนหลัก ได้แก่ สภาพอากาศที่ร้อนจัดในปี 2569 ซึ่งได้รับอิทธิพลจากปรากฏการณ์เอลนีโญ โดยกรมอุตุนิยมวิทยา คาดการณ์ว่าอุณหภูมิในช่วงฤดูร้อนปี 2569 อาจสูงกว่าปี 2568 ประมาณ 1–2 องศาเซลเซียส ทั้งนี้ โดยทั่วไปอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นทุก 1 องศาเซลเซียส อาจส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 400–800 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ Peak Demand ในช่วงเดือนมกราคม–มีนาคม 2569 ยังอยู่ในระดับสูงกว่าประมาณการของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ประมาณร้อยละ 5

ในระยะต่อไป ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากปัจจัยเชิงโครงสร้างหลายประการ ได้แก่ การใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น การส่งเสริมการลงทุนในธุรกิจศูนย์ข้อมูล (Data Center) ภายในประเทศ ซึ่งมีแนวโน้มขยายตัวอย่างมีนัยสำคัญรวมถึงการผลักดันอุตสาหกรรมเซมิคอนดักเตอร์ ซึ่งมีเป้าหมายการลงทุนรวมประมาณ 500,000 ล้านบาทภายในปี 2572 แม้เศรษฐกิจไทยโดยรวมยังมีแนวโน้มขยายตัวในระดับไม่สูงมากนัก แต่ความต้องการใช้ไฟฟ้าจากบางภาคส่วน โดยเฉพาะอุตสาหกรรมเทคโนโลยีขั้นสูง มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ และจะเป็นปัจจัยสนับสนุนให้ Peak Demand ของประเทศปรับตัวสูงขึ้นต่อเนื่อง

อย่างไรก็ตาม กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ของประเทศยังไม่ได้เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ขณะที่การพัฒนาโรงไฟฟ้าใหม่มีความเสี่ยงที่จะล่าช้า ทั้งจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่ หรือ PDP ซึ่งยังอยู่ระหว่างการปรับปรุง และข้อจำกัดด้านห่วงโซ่อุปทานของเครื่องจักร Gas Turbine ในตลาดโลก ซึ่งอยู่ในภาวะตึงตัวจากความต้องการที่เพิ่มขึ้นเพื่อรองรับการขยายตัวของ Data Center ส่งผลให้ระยะเวลาการสั่งซื้อเครื่องจักรในปัจจุบันอาจยาวนานถึงประมาณ 6–7 ปี และราคาปรับเพิ่มขึ้นแล้วมากกว่าร้อยละ 200 จากสถานการณ์ดังกล่าว จึงมีความเป็นไปได้ที่ภาครัฐอาจพิจารณาต่ออายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภท IPP ที่ใกล้ครบกำหนดอายุสัญญากับ กฟผ. เพื่อรักษาความเพียงพอและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่านระหว่างรอการพัฒนาโรงไฟฟ้าใหม่ตามแผน PDP

ทั้งนี้ ยังคงต้องติดตามปัจจัยภายนอกที่อาจส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะสั้น โดยเฉพาะสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อภาคการส่งออกและความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคอุตสาหกรรม อย่างไรก็ตาม การขยายตัวของอุตสาหกรรมยุคใหม่ดังกล่าวถือเป็นโอกาสสำคัญของบริษัท ในระยะต่อไป ทั้งในด้านการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประเทศ และการจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรงให้แก่ลูกค้า Data Center ภายใต้รูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง หรือ Direct PPA ซึ่งรัฐบาลมีแนวทางเร่งผลักดันกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องภายในปี 2569 เพื่อรองรับการลงทุนในอุตสาหกรรมเทคโนโลยีขั้นสูง โดยเฉพาะอุตสาหกรรมเซมิคอนดักเตอร์และธุรกิจ Data Center

ต้นทุนเชื้อเพลิงนำเข้า: ราคาก๊าซธรรมชาติเป็นปัจจัยสำคัญต่อโครงสร้างต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและระดับค่าไฟฟ้าของประเทศไทย โดยเฉพาะราคา LNG ซึ่งหากปรับตัวสูงขึ้นจากปัจจัยด้านภูมิรัฐศาสตร์ ภาวะอุปทานตึงตัว หรือสภาพอากาศที่รุนแรง อาจส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยรวมปรับตัวเพิ่มขึ้นในปี 2569 คาดว่าราคาก๊าซธรรมชาตินำเข้ามีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นจากความเสี่ยงด้านการหยุดชะงักของอุปทานในภูมิภาคตะวันออกกลาง บริษัท จึงยังคงติดตามความเสี่ยงด้านต้นทุนเชื้อเพลิงอย่างใกล้ชิด เนื่องจากความผันผวนดังกล่าวอาจส่งผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและทิศทางค่าไฟฟ้าในระยะถัดไป อย่างไรก็ตาม ในระยะยาวราคาก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มปรับตัวลดลงจากอุปทานใหม่ในตลาดโลกที่คาดว่าจะทยอยเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ หากการลงทุนในธุรกิจศูนย์ข้อมูล (Data Center) เกิดขึ้นตามแผนที่มีการเสนอไว้ทั้งหมด และส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในระดับประมาณ 10 กิกะวัตต์ อาจทำให้ประเทศไทยมีความจำเป็นต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในอนาคต ซึ่งอาจเป็นข้อจำกัดต่อความสามารถของการไฟฟ้าทั้งสามแห่งในการบริหารจัดการภาระต้นทุนส่วนเพิ่ม โดยเฉพาะในช่วงที่ยังต้องมีการลงทุนจำนวนมากเพื่อพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานระบบไฟฟ้า และยกระดับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน รวมถึงสนับสนุนเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2593 ของประเทศ

ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานหรือการเติบโตในอนาคต (ต่อ)

การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า: คาดว่าจะมีความชัดเจนมากขึ้นภายหลังจากการประกาศใช้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่ โดยโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่อาจส่งผลกระทบต่อระดับราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม โดยเฉพาะกลุ่มลูกค้าที่มีการอ้างอิงราคาขายปลีกของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ทั้งนี้ การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าครั้งใหญ่ของประเทศไทยเกิดขึ้นล่าสุดเมื่อปี 2558 โดยตามหลักนโยบายจะมีการทบทวนโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเป็นรอบทุก 3-5 ปี อย่างไรก็ตาม ในช่วงที่ผ่านมา ประเทศไทยเผชิญกับปัจจัยกดดันหลายประการ ทั้งการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ในช่วงปี 2563-2564 และวิกฤติราคาพลังงานในตลาดโลก ส่งผลให้การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าไม่สามารถดำเนินการได้ตามกรอบเวลาที่กำหนดไว้เดิม ปัจจุบันคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) อยู่ระหว่างการจัดทำกรอบโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฉบับใหม่ของประเทศ ซึ่งคาดว่าจะประกาศใช้ภายในช่วง 1-2 ปีข้างหน้า โดยการปรับโครงสร้างดังกล่าวมีแนวโน้มสะท้อนต้นทุนด้านพลังงานและโครงสร้างการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปในระยะยาว รวมถึงจำเป็นต้องสร้างสมดุลระหว่างความสามารถในการจ่ายของผู้ใช้ไฟฟ้า ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และความจำเป็นในการลงทุนเพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน เพื่อสนับสนุนเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ของประเทศภายในปี 2593 ซึ่งเป็นกรอบเวลาที่มีการเร่งขึ้นจากเป้าหมายเดิมในปี 2603

ทั้งนี้ การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าจำเป็นต้องพิจารณาอย่างรอบด้านตลอดห่วงโซ่ระบบไฟฟ้า ตั้งแต่ต้นทุนในภาคการผลิตไฟฟ้า การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานระบบสายส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ตลอดจนต้นทุนในการบริหารจัดการเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากการบูรณาการพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงขึ้น รวมถึงต้นทุนเชิงนโยบายอื่น ๆ ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต เช่น กลไกภาษีคาร์บอน เป็นต้น อย่างไรก็ตาม การสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงไปยังราคาขายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้ายังคงเป็นความท้าทายสำคัญ ภายใต้อาณัติเศรษฐกิจที่ยังฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป แต่ในระยะยาว การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าถือเป็นประเด็นที่มีความจำเป็น เนื่องจากประเทศไทยต้องรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันและดึงดูดอุตสาหกรรมเป้าหมายที่มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูง เช่น ธุรกิจศูนย์ข้อมูล (Data Center) เพื่อสนับสนุนศักยภาพการเติบโตทางเศรษฐกิจในระยะต่อไปจากการประเมินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) หากการลงทุนในธุรกิจศูนย์ข้อมูลเกิดขึ้นตามแผนที่มีการเสนอไว้ทั้งหมด และส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 10 กิกะวัตต์ ประเทศไทยอาจจำเป็นต้องมีการลงทุนเพิ่มเติมในระบบผลิตไฟฟ้าและระบบสายส่งไฟฟ้าในระดับประมาณ 1 ล้านล้านบาท ซึ่งเป็นภาวะการลงทุนขนาดใหญ่ที่ภาครัฐเพียงฝ่ายเดียวอาจไม่สามารถรองรับได้ทั้งหมด ดังนั้น การเปิดโอกาสให้ภาคเอกชนเข้ามามีบทบาทมากขึ้นในการลงทุนเพื่อรองรับการขยายตัวของระบบไฟฟ้าและการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน จึงมีความสำคัญอย่างยิ่ง และถือเป็นโอกาสสำคัญของบริษัท ในการเข้าร่วมพัฒนาและลงทุนในธุรกิจพลังงานรูปแบบใหม่ ควบคู่กับการสร้างมูลค่าเพิ่มในระยะยาว และการสนับสนุนการขับเคลื่อนระบบพลังงานของประเทศไทยไปสู่ความยั่งยืน

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP) ฉบับใหม่: คาดว่าจะมีการเผยแพร่ร่างแผนเพื่อรับฟังความคิดเห็นจากสาธารณะภายในปี 2569 โดยแผนดังกล่าวจะมีบทบาทสำคัญต่อการกำหนดทิศทางการพัฒนาและการลงทุนในภาคพลังงานของประเทศไทยในระยะยาว โดยเฉพาะการสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานให้เกิดขึ้นอย่างเป็นรูปธรรมมากยิ่งขึ้น ทั้งนี้ คาดว่า PDP ฉบับใหม่จะสะท้อนการปรับโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศ ภายใต้พันธกรณีการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (Nationally Determined Contribution: NDC) รวมถึงเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emissions) เพื่อสนับสนุนการพัฒนาเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ และเพิ่มขีดความสามารถในการดึงดูดการลงทุนสีเขียวในอนาคตภายใต้กรอบดังกล่าว PDP ฉบับใหม่คาดว่าจะสนับสนุนการลงทุนในภาคพลังงานในช่วงหลายปีข้างหน้า โดยเฉพาะการลงทุนในพลังงานหมุนเวียน ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) และเทคโนโลยีพลังงานสะอาดที่สามารถเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและรองรับบทบาทการผลิตไฟฟ้าฐานในระยะยาว เช่น โรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบโมดูลาร์ขนาดเล็ก (Small Modular Reactor: SMR) เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage: CCS) ตลอดจนการใช้ไฮโดรเจนและแอมโมเนียร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิล เพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการผลิตไฟฟ้า (ต่อ...)

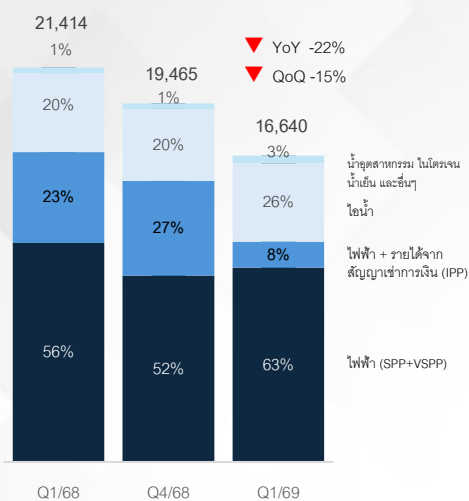
ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานหรือการเติบโตในอนาคต (ต่อ)

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan: PDP) ฉบับใหม่ (ต่อ): นอกจากนี้ คาดว่า PDP ฉบับใหม่จะได้รับการพิจารณาควบคู่กับแนวทางการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและการปรับโครงสร้างตลาดไฟฟ้า เพื่อรองรับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ารูปแบบใหม่ รวมถึงรูปแบบธุรกิจพลังงานที่มีความยืดหยุ่นมากขึ้นในอนาคต อันจะช่วยเสริมสร้างเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ความมั่นคงด้านพลังงาน และความสามารถในการแข่งขันของประเทศในระยะยาว สำหรับบริษัท การเปลี่ยนแปลงเชิงโครงสร้างดังกล่าวถือเป็นโอกาสสำคัญในการขยายการลงทุนในธุรกิจพลังงานสะอาด และห่วงโซ่คุณค่าที่เกี่ยวข้องเนื่อง ทั้งในด้านการพัฒนาโครงการใหม่ การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีขั้นสูง และการสร้างรูปแบบความร่วมมือทางธุรกิจ เพื่อสนับสนุนเป้าหมายการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานของประเทศ และสอดคล้องกับทิศทางการเติบโตอย่างยั่งยืนของบริษัท ในระยะยาว

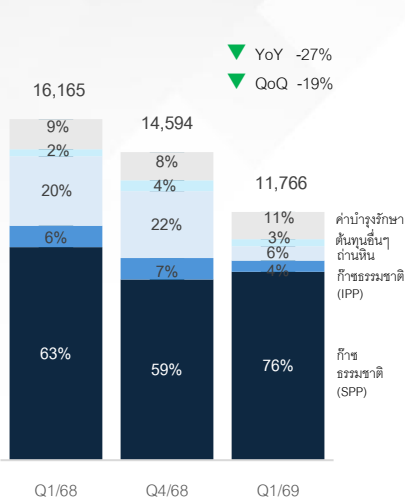
การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA): ถือเป็นกลไกหนึ่งที่สำคัญในการสนับสนุนการปรับโครงสร้างตลาดไฟฟ้าและการเปิดเสรีในธุรกิจไฟฟ้าของประเทศ โดยเปิดโอกาสให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงกับผู้ใช้ไฟฟ้า หรือ Direct Power Purchase Agreement (Direct PPA) ผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยสนับสนุนการขยายตัวของธุรกิจไฟฟ้าพลังงานสะอาด และเพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพและรวดเร็วยิ่งขึ้น ทั้งนี้ คาดว่า จะมีการเร่งผลักดันการออกกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องภายในปี 2569 เพื่อเริ่มทดลองให้มีการทำ Direct PPA สำหรับการจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่านระบบ TPA โดยในระยะแรกอาจมุ่งเน้นโครงการนำร่องสำหรับกลุ่มธุรกิจที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสะอาดในปริมาณสูง เช่น ศูนย์ข้อมูล (Data Center) เพื่อรองรับการขยายตัวของเศรษฐกิจดิจิทัลของประเทศไทย และสร้างความเชื่อมั่นให้แก่ภาคเอกชนในการลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานดิจิทัลในระยะถัดไป คาดว่าการเปิดใช้ระบบ TPA จะขยายไปสู่ภาคธุรกิจอื่น ๆ ในวงกว้างมากขึ้น ซึ่งจะช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นของตลาดไฟฟ้า ส่งเสริมการแข่งขันอย่างเหมาะสม และเปิดโอกาสให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกแหล่งพลังงานที่สอดคล้องกับเป้าหมายด้านต้นทุน ความมั่นคงในการจัดหาไฟฟ้า และการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกขององค์กรได้มากยิ่งขึ้น สำหรับบริษัทฯ การดำเนินการดังกล่าวถือเป็นโอกาสสำคัญในการขยายการลงทุนด้านพลังงานสะอาดในประเทศไทย เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะในพื้นที่เขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (Eastern Economic Corridor: EEC) รวมถึงพื้นที่อื่น ๆ ที่มีศักยภาพในการพัฒนาโครงการในอนาคต สอดคล้องกับทิศทางการเติบโตของอุตสาหกรรมเป้าหมาย และกลยุทธ์การเติบโตอย่างยั่งยืนของบริษัท

ผลการดำเนินงานภาพรวมของบริษัท : ไตรมาสที่ 1 ปี 2569

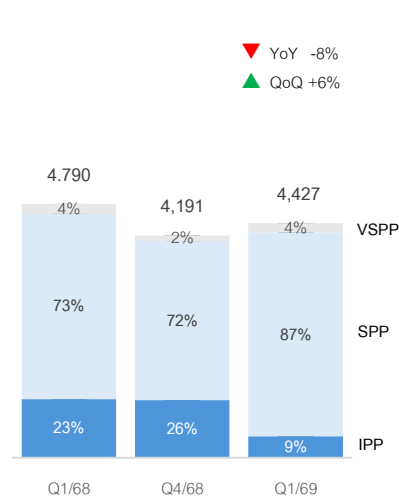
รายได้จากการดำเนินงาน (ล้านบาท, %)



ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (ล้านบาท, %)



EBITDA (ล้านบาท, %)



ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (หน่วย : ล้านบาท)	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
				YoY	QoQ
รายได้จากการดำเนินงาน	21,414	19,465	16,640	(22%)	(15%)
ต้นทุนขาย (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	(16,165)	(14,594)	(11,766)	(27%)	(19%)
กำไรขั้นต้น	5,249	4,871	4,874	(7%)	0.1%
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	(519)	(749)	(489)	(6%)	(35%)
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	61	69	42	(31%)	(39%)
EBITDA	4,790	4,191	4,427	(8%)	6%
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	(2,324)	(2,362)	(2,290)	(1%)	(3%)
EBIT	2,466	1,829	2,137	(13%)	17%
ต้นทุนทางการเงิน	(1,380)	(1,207)	(1,137)	(18%)	(6%)
รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น	242	359	41	(83%)	(89%)
เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	121	1,233	391	223%	(68%)
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	(67)	(206)	(73)	9%	(65%)
กำไรก่อนผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและรายการพิเศษ	1,382	2,009	1,360	(2%)	(32%)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ-สุทธิ	(57)	(291)	226	(496%)	(178%)
กำไรสุทธิ	1,325	1,718	1,586	20%	(8%)
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(185)	(220)	134	(172%)	(161%)
กำไรสุทธิ – ส่วนของบริษัทใหญ่	1,140	1,498	1,719	51%	15%
อัตรากำไรขั้นต้น (%)	25%	25%	29%	5%	5%
อัตรากำไรสุทธิ (%)	5%	8%	10%	5%	2%

ตารางที่ 2 : ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย

ปัจจัยหลักที่มีผลต่อรายได้

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อรายได้	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
				YoY	QoQ
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)					
อัตราค่าความพร้อมจ่าย (%)					
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าศรีราชา	100%	-	-	-	-
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีที	100%	96%	77%	(23%)	(20%)
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าเกิดไค-วัน	97%	98%	4%	(96%)	(96%)

ตารางที่ 3 : อัตราค่าความพร้อมจ่าย

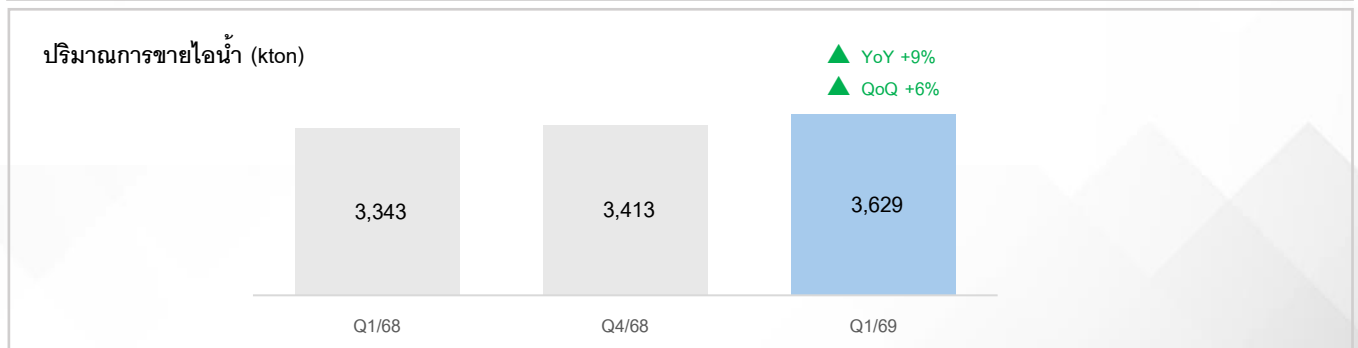
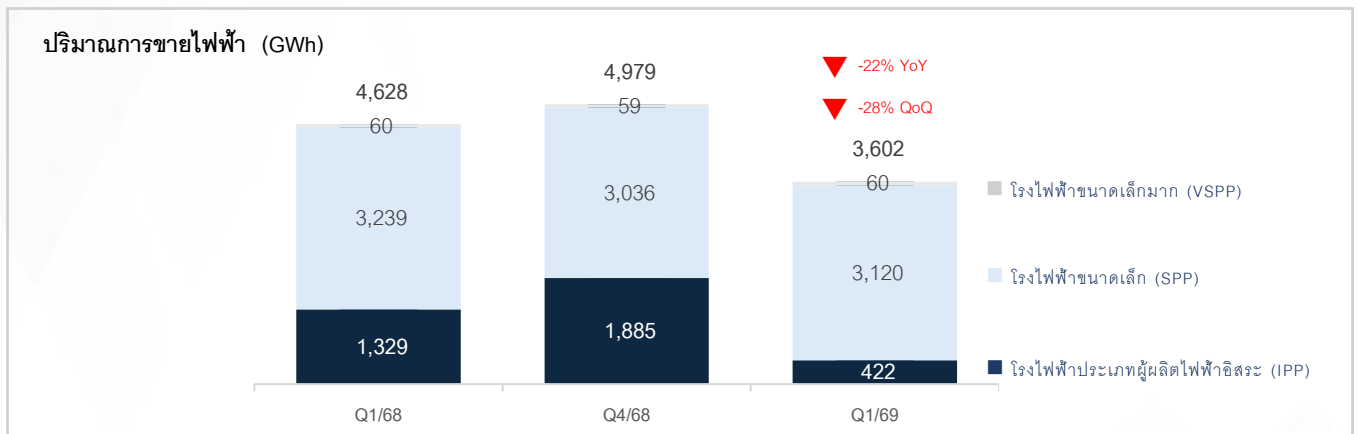
- อัตราค่าความพร้อมจ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)

โรงไฟฟ้าศรีราชา การผลิตไฟฟ้าได้ดำเนินการครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาฉบับ กฟผ. เรียบร้อยแล้วตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2568 ซึ่งเป็นไปตามเงื่อนไขของสัญญา

โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีที ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีอัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ร้อยละ 77 ลดลงจากไตรมาสที่ 4 ปี 2568 และไตรมาสที่ 1 ปี 2568 เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน ขณะที่ในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการหยุดซ่อมบำรุงนอกแผนงานจำนวน 4 วัน และไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ไม่มีการหยุดซ่อมบำรุง

โรงไฟฟ้าเกิดไค-วัน ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีอัตราค่าความพร้อมจ่ายที่ร้อยละ 4 ลดลงจากไตรมาสที่ 4 ปี 2568 และไตรมาสที่ 1 ปี 2568 เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน

ปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำ



- ปริมาณการขายไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีปริมาณการขายไฟฟ้า 422 GWh ลดลง 1,463 GWh หรือร้อยละ 78 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าที่ลดลงของ **โรงไฟฟ้าเกิดไค-วัน** เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน ขณะที่ในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการดำเนินการผลิตตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. เต็มไตรมาส และ **โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีที** ตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. ประกอบกับมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วันในเดือน มีนาคม 2569

ปัจจัยหลักที่มีผลต่อรายได้ (ต่อ)

• ปริมาณการขายไฟฟ้า (ต่อ)

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ลดลง 907 GWh หรือร้อยละ 68 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของ **โรงไฟฟ้าแก๊สโคเคϊวัน** เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 มีการดำเนินการผลิตตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 62 วัน และ **โรงไฟฟ้าศรีราชา** การผลิตไฟฟ้าได้ดำเนินการครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาฉบับ กฟผ. เรียบร้อยแล้วตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2568 ซึ่งเป็นไปตามเงื่อนไขของสัญญา ขณะที่ **โรงไฟฟ้าโกลวโอทีพีพีและโรงไฟฟ้าห้วยเหาะ** มีปริมาณการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ.

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีปริมาณการขายไฟฟ้า 3,120 GWh เพิ่มขึ้น 84 GWh หรือร้อยละ 3 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 จากปริมาณความต้องการไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้ารวมถึงอุปสงค์ของตลาดที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามปัจจัยฤดูกาล เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ลดลง 119 GWh หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP3 และ GSPP11 Phase1 ลดลงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ที่หมดอายุ ขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าของลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นไปตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า

โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีปริมาณการขายไฟฟ้า 60 GWh ทรงตัวเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 จากปริมาณการขายไฟฟ้าที่ปรับตัวดีขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ GRP ตามความเข้มแสงที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามฤดูกาล ในขณะที่ปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขยะ RDF ลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงาน 19 วัน เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 เพิ่มขึ้น 1 GWh หรือร้อยละ 2 จากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ของ Glow มีการดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้น

• ปริมาณการขายไอน้ำ

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีปริมาณการขายไอน้ำ 3,629 kton เพิ่มขึ้น 216 kton หรือร้อยละ 6 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 และเพิ่มขึ้น 286 kton หรือร้อยละ 9 เนื่องจากความต้องการไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมปรับตัวเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้ารวมถึงอุปสงค์ของตลาดที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามปัจจัยฤดูกาล

ราคาขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
				YoY	QoQ
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)					
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)	3.69	2.73	3.35	(9%)	23%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)	3.58	3.24	3.29	(8%)	2%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ	4.94	4.71	4.81	(3%)	2%
ราคาขายไอน้ำเฉลี่ย					
ราคาขายไอน้ำรวมเฉลี่ย (บาท/ตัน)	1,283	1,147	1,169	(9%)	2%
น้ำเย็น					
ราคาขายน้ำเย็นเฉลี่ย (บาท/ตันความเย็น)*	7.79	8.65	7.33	(6%)	(15%)

ตารางที่ 4 : ราคาขายไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น

รายได้ของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

รายได้ของโรงไฟฟ้า (หน่วย : ล้านบาท)	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
				YoY	QoQ
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)					
ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP)	1,531	1,368	435	(72%)	(68%)
ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP)	3,364	3,770	977	(71%)	(74%)
เงินรับเพื่อนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า	3	4	2	(33%)	(50%)
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	4,898	5,142	1,414	(71%)	(73%)
รายได้จากสัญญาเช่าทางการเงิน	33	3	0.4	(99%)	(87%)
รายได้จากการขายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม	-	-	-	N/A	N/A
รวมรายได้ของ IPP	4,931	5,145	1,414	(71%)	(73%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)					
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	11,598	9,842	10,263	(12%)	4%
รวมรายได้จากการขายไอน้ำ	4,289	3,914	4,242	(1%)	8%
รายได้จากการขายผลิตภัณฑ์อื่น ๆ	214	184	296	38%	61%
รวมรายได้ของ SPP	16,102	13,940	14,802	(8%)	6%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ					
รายได้จากการขายไฟฟ้า	296	276	288	(3%)	4%
รายได้ขายน้ำเย็น	41	45	39	(5%)	(13%)
รายได้อื่น ๆ	44	59	98	123%	66%
รวมรายได้ของ VSPP	381	380	425	12%	12%
รวมรายได้ของโรงไฟฟ้า (IPP + SPP + VSPP)	21,414	19,465	16,640	(22%)	(15%)

ตารางที่ 5 : รายได้แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

รายได้ของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

qoq ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 4 ปี 2568

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 1,414 ล้านบาท ลดลง 3,731 ล้านบาทหรือร้อยละ หรือร้อยละ 73 จากไตรมาสที่ 4 ปี 2568 โดยสาเหตุหลักมาจากรายได้ของ **โรงไฟฟ้าเกิดโค-วัน** ลดลง 3,262 ล้านบาท จากรายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ลดลงตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลง (ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จำนวน 4 วัน, ไตรมาสที่ 4 ปี 2568 จำนวน 92 วัน) **โรงไฟฟ้าโกลด์วอเตอร์** ลดลง 583 ล้านบาท จากรายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน และค่าพลังงานไฟฟ้าลดลงตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. **โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ** เพิ่มขึ้น 114 ล้านบาท จากรายได้ที่เพิ่มขึ้นตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ.

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 14,802 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 862 ล้านบาทหรือร้อยละ 6 เนื่องจากปริมาณความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นไปตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า ประกอบกับมีการรับรู้รายได้จากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขั้นต่ำจากลูกค้าอุตสาหกรรม (MTO) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569

รายได้ของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

qoq ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 4 ปี 2568

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 425 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 45 ล้านบาทหรือร้อยละ 12 สาเหตุหลักมาจากรายได้ของบริษัท เกทซ์ เอนเนอร์ยี จำกัด (Getz) เพิ่มขึ้น 47 ล้านบาท เนื่องจากรายได้การออกแบบและก่อสร้าง (EPC) ที่เพิ่มขึ้นตามความสำเร็จของงาน และ รายได้จากขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภายใต้ GRP ที่เพิ่มขึ้น 20 ล้านบาทตามความเข้มแสงที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามฤดูกาล ขณะที่ รายได้ของโรงไฟฟ้าขยะ RDF ลดลง 16 ล้านบาท จากการหยุดซ่อมบำรุงนอกแผนงาน 19 วันในไตรมาสที่ 1 ปี 2569

yoy ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2568

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 1,414 ล้านบาท ลดลง 3,517 ล้านบาทหรือร้อยละ 71 จากไตรมาสที่ 1 ปี 2568 โดยสาเหตุหลักมาจากรายได้ของ **โรงไฟฟ้าเกิดโค-วัน** ลดลง 2,955 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากรายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ลดลง ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลง (ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จำนวน 4 วัน, ไตรมาสที่ 1 ปี 2568 จำนวน 62 วัน) **โรงไฟฟ้าศรีราชา** ลดลง 973 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ลดลง เนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 ขณะที่ **โรงไฟฟ้าโกลวไอพีพี** เพิ่มขึ้น 286 ล้านบาท จากค่า Energy Payment ที่เพิ่มขึ้นตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. โดยในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการเรียกเก็บไฟฟ้าจาก กฟผ. จำนวน 17 วัน ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 มีการเรียกเก็บไฟฟ้าจาก กฟผ. จำนวน 2 วัน **โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ** เพิ่มขึ้น 125 ล้านบาท ตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้น

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 14,802 ล้านบาท ลดลง 1,300 ล้านบาทหรือร้อยละ 8 สาเหตุหลักเนื่องจาก 1) ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยลดลงจากค่า FT ที่ปรับตัวลดลง และราคาขายเฉลี่ยไฮดรอลิกเนื่องจากราคาซื้อขายรวมชาติลดลงตามโครงสร้างราคาในการส่งผ่านต้นทุนไปยังราคาขาย (Passthrough Structure) 2) ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP3 และ GSPP11 Phase1 กับ กฟผ. หมดอายุ ขณะที่ 3) ปริมาณความต้องการไฟฟ้าและไฮดรอลิกของลูกค้าอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นไปตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า

รายได้รวมของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 425 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 44 ล้านบาทหรือร้อยละ 12 สาเหตุหลักมาจากรายได้ของบริษัท เกทซ์ เอนเนอร์ยี จำกัด (Getz) เพิ่มขึ้น 39 ล้านบาท เนื่องจากรายได้การออกแบบและก่อสร้าง (EPC) ที่เพิ่มขึ้นตามความสำเร็จของงาน

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ

ปริมาณการใช้ ราคา : ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
				YoY	QoQ
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)					
ก๊าซธรรมชาติ					
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ					
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GPSC ('000 MMBTU)	2,211	-	-	(100%)	-
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GLOW ('000 MMBTU)	145	3,224	1,480	921%	(54%)
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวม ('000 MMBTU)	2,356	3,224	1,480	(37%)	(54%)
ถ่านหิน					
ปริมาณการใช้ถ่านหินของ GLOW (Ton JPU**)					
ปริมาณการใช้ถ่านหินของ GLOW (Ton JPU**)	333,760	478,348	22,852	(93%)	(95%)
ราคาเฉลี่ยถ่านหิน* (USD/Ton JPU**)	214	173	169	(21%)	(2%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)					
ก๊าซธรรมชาติ					
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ					
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GPSC ('000 MMBTU)	13,360	12,978	13,841	4%	7%
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ GLOW ('000 MMBTU)	16,023	15,362	15,572	(3%)	1%
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวม ('000 MMBTU)	29,382	28,340	29,413	-	4%
ราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติ					
ราคาก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ย (บาท/MMBTU)					
ราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ย (บาท/MMBTU)	344	299	299	(13%)	-
ถ่านหิน					
ปริมาณการใช้ถ่านหินของ GLOW (Ton JPU)					
ปริมาณการใช้ถ่านหินของ GLOW (Ton JPU)	204,614	141,245	167,892	(18%)	19%
ราคาเฉลี่ยถ่านหิน* (USD/Ton JPU)	121	105	104	(14%)	(1%)

* รวมค่าขนส่ง และได้รับการยกเว้นภาษีนำเข้าศุลกากร

** อ้างอิงค่าความร้อน 6,322 kcal/kg

ตารางที่ 6 : ตารางแสดงเชื้อเพลิงการผลิต

• ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมประมาณ 1,480,000 MMBTU ลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 และไตรมาสที่ 1 ปี 2568 โดยสาเหตุหลักมาจากปริมาณการเรียกเก็บไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลวไอฟีฟี่ตามแผนการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ลดลง ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าศรีราชาที่ลดลง เนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมประมาณ 29,413,000 MMBTU เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 จากปริมาณความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามแผนงานการเดินเครื่องของลูกค้า ในขณะที่เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมเปลี่ยนแปลงเล็กน้อย สาเหตุหลักเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า GSPP11 Phase1 กับ กฟผ. หมุดอายุในเดือนตุลาคม 2568 ในขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามแผนงานการเดินเครื่องของลูกค้า

• ปริมาณการใช้ถ่านหิน

ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ปริมาณการใช้ถ่านหินประมาณ 22,852 TonJPU ลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 และไตรมาสที่ 1 ปี 2568 สาเหตุเนื่องจากโรงไฟฟ้าเกิดไค์-วันมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน ขณะที่ในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการดำเนินการผลิตตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. เต็มไตรมาส และในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 มีการดำเนินการผลิตตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 62 วัน

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (ต่อ)

• ปริมาณการใช้ถ่านหิน

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ปริมาณการใช้ถ่านหินประมาณ 167,892 TonJPU เพิ่มขึ้น เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 เป็นไปตามความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น ทั้งนี้เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ปริมาณการใช้ถ่านหินลดลง เนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ GSPP3 กับ กฟผ.หมดอขาย

• ราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน ที่มีการเปลี่ยนแปลง สาเหตุหลักมีดังนี้

ราคาก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ยของ SPP ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 อยู่ที่ 299 บาทต่อล้านบีทียู ทรงตัวเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 และลดลง 45 บาทต่อล้านบีทียูหรือร้อยละ 13 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 สาเหตุเนื่องจากราคานำเข้าก๊าซ LNG ปรับตัวลดลงในช่วงครึ่งหลังของปี 2568 หลังจากในช่วงครึ่งแรกของปี 2568 ราคา LNG อยู่ในระดับค่อนข้างสูงที่ประมาณ 12–15 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู จากปัจจัยความตึงเครียดด้านภูมิรัฐศาสตร์ โดยเฉพาะสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางระหว่างรัฐอิสราเอลและสาธารณรัฐอิสลามอิหร่าน รวมถึงการสิ้นสุดสัญญาการส่งผ่านก๊าซธรรมชาติของสหพันธรัฐรัสเซียไปยังยุโรปผ่านยูเครน ทั้งนี้ เมื่อสถานการณ์เริ่มคลี่คลายลง ประกอบกับตลาดคาดการณ์ว่าอุปทาน LNG ใหม่จะทยอยเข้าสู่ตลาดในช่วงปี 2569 – 2570 ราคา LNG จึงปรับลดลงมาอยู่ในระดับประมาณ 10–11 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียูในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ประกอบกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศที่ลดลงตามฤดูกาล

ราคาเฉลี่ยถ่านหิน IPP ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 อยู่ที่อยู่ที่ 169 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU ลดลง 4 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 2 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 และลดลง 45 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 21 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568

ราคาเฉลี่ยถ่านหิน SPP ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 อยู่ที่อยู่ที่ 104 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU ลดลง 1 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 1 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 และลดลง 17 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน JPU หรือร้อยละ 14 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568

การลดลงของราคาเฉลี่ยถ่านหิน IPP และ SPP เป็นไปตามราคาถ่านหินในตลาดโลกซึ่งเผชิญแรงกดดันจากการเร่งดำเนินนโยบายการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition) ของหลายประเทศ ขณะเดียวกันจีนและอินเดียยังคงเพิ่มกำลังการผลิตถ่านหินภายในประเทศเพื่อลดการพึ่งพาการนำเข้า ประกอบกับการขยายการใช้พลังงานหมุนเวียน ส่งผลให้ความต้องการใช้ถ่านหินในระยะกลางถึงยาวลดลง ซึ่งเป็นปัจจัยกดดันราคาถ่านหินอย่างต่อเนื่องภายหลังวิกฤติพลังงานปี 2565–2566

อย่างไรก็ตาม ราคาเชื้อเพลิงถ่านหินที่ใช้กับโรงไฟฟ้า SPP บริษัทรับรู้เป็นต้นทุนการผลิต เป็นราคาถ่านหินซึ่งอ้างอิงดัชนีราคาถ่านหินอินโดนีเซีย ICI2 และ ICI3 ที่โดยทั่วไปปรับตามทิศทางดัชนี NEWC บางส่วน ขณะที่โรงไฟฟ้า IPP อ้างอิงราคาเฉลี่ยของดัชนี BREE และ ACR ย้อนหลังประมาณ 1 ปี นอกจากนี้ บริษัทบันทึกต้นทุนถ่านหินตามวิธีถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) จึงส่งผลให้การเปลี่ยนแปลงของต้นทุนถ่านหินที่รับรู้ในงบการเงินปรับตัวตามราคาตลาดอย่างค่อยเป็นค่อยไป และอาจแตกต่างจากราคาถ่านหินอ้างอิง ณ ช่วงเวลาปัจจุบันได้

ต้นทุนของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ต้นทุนของโรงไฟฟ้า (หน่วย : ล้านบาท)	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
				YoY	QoQ
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)					
ก๊าซธรรมชาติ	1,017	1,019	534	(48%)	(48%)
ถ่านหิน	2,443	2,686	122	(95%)	(95%)
อื่น ๆ	89	85	93	4%	9%
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	3,549	3,790	749	(79%)	(80%)
ค่าบำรุงรักษา	38	67	84	121%	25%
อื่น ๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	185	184	162	(12%)	(12%)
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	3,772	4,040	995	(74%)	(75%)
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)					
ก๊าซธรรมชาติ	10,097	8,462	8,796	(13%)	4%
ถ่านหิน	847	480	553	(35%)	15%
วัตถุดิบอื่น ๆ	458	290	396	(14%)	37%
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	11,402	9,233	9,745	(15%)	6%
ค่าบำรุงรักษา	280	432	245	(13%)	(43%)
อื่น ๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	568	709	595	5%	(16%)
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	12,250	10,374	10,585	(14%)	2%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ					
ก๊าซธรรมชาติและวัตถุดิบอื่น ๆ	92	94	130	41%	38%
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	92	94	130	41%	38%
ค่าบำรุงรักษา	15	31	16	7%	(48%)
อื่น ๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	36	54	40	11%	(26%)
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	143	179	186	30%	4%
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (IPP + SPP + VSPP)	16,165	14,594	11,766	(27%)	(19%)

ตารางที่ 7 : ต้นทุนแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

qoq ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 4 ปี 2568

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 995 ล้านบาท ลดลง 3,045 ล้านบาท หรือร้อยละ 75 สาเหตุหลักมาจาก 1) ต้นทุนค่าถ่านหินลดลง 2,564 ล้านบาท สาเหตุหลักจากปริมาณการใช้ถ่านหินที่ปรับตัวลดลงของโรงไฟฟ้าเกิดไค-วัน เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน ขณะที่ในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการดำเนินการผลิตตามการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ.เต็มไตรมาส 2) ต้นทุนก๊าซธรรมชาติลดลง 485 ล้านบาท จากปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโกลวไอฟีฟี่ที่ลดลงตามปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ลดลง ขณะที่ 3) ค่าบำรุงรักษาที่เพิ่มขึ้น สาเหตุหลักมาจากการซ่อมบำรุงตามแผนงานของโรงไฟฟ้าเกิดไค-วัน และโรงไฟฟ้าโกลวไอฟีฟี่

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 10,585 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 211 ล้านบาท หรือร้อยละ 2 โดยมีสาเหตุหลักจาก ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นตามการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ซึ่งเป็นไปตามความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าน้ำที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าบำรุงรักษาและค่าใช้จ่ายพนักงานที่ปรับตัวลดลงตามช่วงเวลา

ต้นทุนขายสินค้าและบริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่น ๆ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 186 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7 ล้านบาท หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักมาจากการปรับปรุงต้นทุนสัญญาผู้รับเหมาออกแบบและก่อสร้าง (EPC) ของ บริษัท เกทซ์ เอนเนอร์จี้ จำกัด (Getz) ให้สอดคล้องกับความสำเร็จของงานในแต่ละช่วงเวลา

ต้นทุนของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

yoy ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2568

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 995 ล้านบาท ลดลง 2,777 ล้านบาท หรือร้อยละ 74 จากสาเหตุหลักเนื่องจาก 1) ต้นทุนค่าถ่านหินลดลง 2,321 ล้านบาท สาเหตุหลักจากปริมาณการใช้ถ่านหินของโรงไฟฟ้าเกิดโค-วันลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า จำนวน 88 วัน ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 มีการดำเนินการผลิตตามการเรียกร้องไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 62 วัน และ 2) ต้นทุนก๊าซธรรมชาติลดลง 483 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจกปริมาณการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าศรีราชาที่ลดลง เนื่องจากสิ้นสุดสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับทาง กฟผ. ในเดือนสิงหาคมปี 2568

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 10,585 ล้านบาท ลดลง 1,665 ล้านบาท หรือร้อยละ 14 จากสาเหตุหลักเนื่องจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่ปรับตัวลดลง สอดคล้องกับทิศทางราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหินในตลาดโลกที่ลดลง ประกอบกับปริมาณการใช้ถ่านหินลดลง สาเหตุหลักเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของ GSPP3 กับ กฟผ. หมดอายุ

ต้นทุนขายสินค้าและบริการของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 186 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 43 ล้านบาท หรือร้อยละ 30 จากสาเหตุหลักมาจากการปรับปรุงต้นทุนสัญญาผู้รับเหมาออกแบบและก่อสร้าง (EPC) ของบริษัท เกทซ์ เอนเนอร์ยี จำกัด (Getz) ให้สอดคล้องกับความสำเร็จของงานในแต่ละช่วงเวลา

กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
				YoY	QoQ
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)					
กำไรขั้นต้น	1,160	1,105	419	(64%)	(62%)
อัตรากำไรขั้นต้น	24%	21%	30%	6%	9%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)					
กำไรขั้นต้น	3,851	3,566	4,216	9%	18%
อัตรากำไรขั้นต้น	24%	26%	28%	4%	2%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ					
กำไรขั้นต้น	238	201	239	-	19%
อัตรากำไรขั้นต้น	62%	53%	56%	(6%)	3%

ตารางที่ 8 : กำไรขั้นต้นแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

qoq ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 4 ปี 2568

- กำไรขั้นต้นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)** ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 419 ล้านบาท ลดลง 686 ล้านบาท หรือร้อยละ 62 สาเหตุหลักเนื่องจาก **กำไรขั้นต้นแปร (Contribution Margin) ลดลง** จาก **โรงไฟฟ้าเกิดโค-วัน** รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy margin) เพิ่มขึ้น เนื่องจากขาดทุนจากค่าถ่านหินลดลง ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลง (ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จำนวน 4 วัน, ไตรมาสที่ 4 ปี 2568 จำนวน 92 วัน) **โรงไฟฟ้าโกลวไอฟี** รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน และค่าเชื้อเพลิงส่วนต่างลดลงตามการเรียกร้องไฟฟ้าของ กฟผ. **โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ** รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกร้องไฟฟ้าของ กฟผ.

กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทโรงไฟฟ้า (ต่อ)

qoq ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 4 ปี 2568

- กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 4,216 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 650 ล้านบาท หรือร้อยละ 18 สาเหตุหลักเนื่องจาก กำไรขั้นต้นแปร (Contribution Margin) เพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาลและแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า ประกอบกับส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงที่ปรับตัวดีขึ้นจากการบริหารจัดการเชื้อเพลิงอย่างมีประสิทธิภาพ รวมถึงมีการรับรู้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTO) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา ขณะที่ค่าใช้จ่ายคงที่ปรับตัวลดลง สาเหตุหลักจากค่าซ่อมบำรุงตามแผนงานและค่าใช้จ่ายการดำเนินงานซึ่งปรับตัวลดลงตามช่วงเวลา
- กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 239 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 38 ล้านบาท หรือร้อยละ 19 สาเหตุหลักมาจากกำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภายใต้ GRP ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามฤดูกาล

yoy ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2568

- กำไรขั้นต้นของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 419 ล้านบาท ลดลง 741 ล้านบาท หรือร้อยละ 64 สาเหตุหลักเนื่องจาก กำไรขั้นต้นแปร (Contribution Margin) ลดลง สาเหตุหลักเนื่องจาก โรงไฟฟ้าเกิดโค-วัน รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy margin) ปรับตัวดีขึ้น โดยมีสาเหตุหลักจากการรับรู้ผลขาดทุนจากส่วนต่างราคาถ่านหินที่ลดลง ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลง (ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จำนวน 4 วัน, ไตรมาสที่ 1 ปี 2568 จำนวน 62 วัน) โรงไฟฟ้าศรีราชา ค่าความพร้อมจ่ายปรับตัวลดลง เนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 โรงไฟฟ้าโกลวโอทีพี รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ.
- กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 4,216 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 365 ล้านบาท หรือร้อยละ 9 สาเหตุหลักเนื่องจาก กำไรขั้นต้นแปร (Contribution Margin) เพิ่มขึ้น สาเหตุหลักจากกำไรส่วนเพิ่มเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยสนับสนุนจาก 1) ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่างที่เพิ่มขึ้นจากการปรับลดลงของราคาเชื้อเพลิง ซึ่งช่วยชดเชยผลกระทบจากการปรับลดค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) 2) ปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า รวมถึงมีการรับรู้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTO) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา ขณะที่ 3) ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ของโรงไฟฟ้า GSPP3 หมดอายุในเดือนสิงหาคม 2567 และ เดือนมีนาคม 2568 และ GSPP11 Phase1 หมดอายุในเดือนตุลาคม 2568
- กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 239 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1 ล้านบาท สาเหตุหลักจากกำไรขั้นต้นของ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภายใต้ GRP ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากค่าความเข้มแสงที่ดีขึ้น

ค่าใช้จ่ายอื่นๆ

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร และอื่นๆ (หน่วย : ล้านบาท)	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
				YoY	QoQ
ค่าใช้จ่ายในการขายและการบริหาร	519	749	489	(6%)	(35%)
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	2,324	2,362	2,290	(1%)	(3%)
ต้นทุนทางการเงิน	1,380	1,207	1,137	(18%)	(6%)
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	67	206	73	9%	(65%)
ขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ	57	291	(226)	496%	178%
รวมค่าใช้จ่ายอื่นๆ	4,347	4,815	3,763	(13%)	(22%)

ตารางที่ 9 : ค่าใช้จ่ายอื่นๆ

เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายอื่นๆ

qoq ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 4 ปี 2568

ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีจำนวน 3,763 ล้านบาท ลดลง 1,052 ล้านบาท หรือร้อยละ 22 สาเหตุหลักเพราะ กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ มีจำนวน 226 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 517 ล้านบาท (ไตรมาสที่ 4 ปี 2568 : ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 291 ล้านบาท) สาเหตุหลักเนื่องจากการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด ("GPSCTC") เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่า ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร ลดลง 260 ล้านบาทหรือร้อยละ 35 สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการบริหารงานปรับตัวลดลงตามช่วงเวลา ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ลดลง 133 ล้านบาทหรือร้อยละ 65 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการปรับปรุงรายการสินทรัพย์และหนี้สินภาษีเงินได้รอดัตบัญญัติจากการบันทึกรายการสัญญาซื้อขายล่วงหน้า และการกลับรายการสำรองหนี้สิน ต้นทุนทางการเงิน ลดลง 70 ล้านบาทหรือร้อยละ 6 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง

yoy ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2568

ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 3,763 ล้านบาท ลดลง 584 ล้านบาท หรือร้อยละ 13 สาเหตุหลักเนื่องจาก กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ มีจำนวน 226 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 283 ล้านบาท (ไตรมาสที่ 1 ปี 2568:ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 57 ล้านบาท) สาเหตุหลักเนื่องจากการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด ("GPSCTC") เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่า ต้นทุนทางการเงิน ลดลง 243 ล้านบาทหรือร้อยละ 18 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วนและอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร ลดลง 30 ล้านบาท หรือร้อยละ 6 สาเหตุหลักเนื่องจากค่าใช้จ่ายดำเนินงานอื่นที่ปรับตัวลดลง

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	สัดส่วนการถือหุ้น	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
					YoY	QoQ
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)						
บริษัท ไชยบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)	25%	(10)	381	377	N/A	(1%)
บริษัท ราชบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)	24%	-	515	(23)	(100%)	(104%)
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)						
บริษัท บางปะอิน โคนเนอเธอร์แลนด์ จำกัด (BIC)	25%	25	11	(2)	(108%)	(118%)
บริษัท ผลิตไฟฟ้านวนคร จำกัด (NNEG)	30%	10	14	16	60%	14%
บริษัท ไฟฟ้าน้ำลึก 1 จำกัด (NL1PC)	40%	(2)	37	26	N/A	(30%)
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)						
บริษัท ไทยโซลาร์รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)	40%	20	-	-	(100%)	(100%)
บริษัท อีสเทิร์นเซเบอร์ดี คลีน เอ็นเนอร์จี จำกัด (ESCE)	33%	(3)	-	-	100%	100%
บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)	40%	208	(12)	16	(92%)	233%
บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)	49%	(12)	(124)	(16)	(33%)	87%
CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)	25%	(157)	318	(3)	98%	(101%)
บริษัท เคปเฟล ดีคาร์บ จำกัด (KD)	25%	-	1	0.3	N/A	(70%)
รวมส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		80	1,140	391	388%	(66%)

ตารางที่ 10 : ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

บริษัทฯ ได้รับส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 391 ล้านบาท ขณะที่ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีมูลค่า 1,140 ล้านบาท และ ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้าไตรมาสที่ 1 ปี 2568 มีมูลค่า 80 ล้านบาท

qoq ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 4 ปี 2568

เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ลดลง 749 ล้านบาท หรือร้อยละ 66 สาเหตุหลักมาจาก

- **RPCL** ผลประกอบการลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการรับรู้กำไรทางบัญชีจากการเข้าซื้อหุ้นเพิ่มเติมในสัดส่วนร้อยละ 9.375 ใน RPCL จำนวน 515 ล้านบาท เพื่อสะท้อนราคายุติธรรม ในขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว ประกอบกับโรงไฟฟ้า RPCL มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนเป็นระยะเวลา 40 วัน ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายในช่วงระยะเวลาดังกล่าว
- **CFXD** ผลประกอบการปรับตัวลดลงตามปัจจัยฤดูกาล ประกอบกับบริษัทฯ มีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ลดลง เนื่องจากในปี 2568 มีการรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน ขณะที่ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงการปรับมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่โครงการ CFXD ลดลงเนื่องจากค่าเงินดอลลาร์ได้หวั่นไหวอ่อนค่าลดลง
- **NUOVO** ส่วนแบ่งกำไรเพิ่มขึ้น เนื่องจากในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงาน เพื่อให้สอดคล้องกับกลยุทธ์การลงทุนในธุรกิจแบตเตอรี่ของบริษัทฯ ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ไม่มีรายการดังกล่าว

yoy ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2568


เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 เพิ่มขึ้น 311 ล้านบาท หรือร้อยละ 388 สาเหตุหลักมาจาก

- **XPCL** ผลประกอบการดีขึ้นเนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น สอดคล้องกับปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นจากอิทธิพลของปรากฏการณ์ลานีญาซึ่งต่อเนื่องมาจากปี 2568 ประกอบกับในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯมีการรับรู้กำไรจากการปรับมูลค่าอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Effective Interest Rate: EIR) ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน รวมถึงการปรับขยายระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ยืม
- **CFXD** ผลประกอบการดีขึ้น เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯมีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทฯรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน
- **AEPL** ผลประกอบการลดลงจากความความเข้มแข็งที่ลดลงเมื่อเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากบางโครงการยังดำเนินการเชิงพาณิชย์แค่บางส่วนซึ่งไม่เต็มไตรมาส สำหรับค่าใช้จ่ายตั้งต้นทุนการผลิต และค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในขณะที่ต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้นตามการกู้ยืมเงิน


ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า (ต่อ)

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	สัดส่วนการถือหุ้น	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
					YoY	QoQ
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)						
บริษัท ไชยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)	25%	(10)	381	377	N/A	(1%)
บริษัท ราชบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)	24%	-	515	(23)	(100%)	(104%)
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)						
บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)	25%	25	11	(2)	(108%)	(118%)
บริษัท ผลิตไฟฟ้านคร จำกัด (NNEG)	30%	10	14	16	60%	14%
บริษัท ไฟฟ้าน้ำลึก 1 จำกัด (NL1PC)	40%	(2)	37	26	N/A	(30%)
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)						
บริษัท ไทยโซลาร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)	40%	20	-	-	(100%)	(100%)
บริษัท อีสเทิร์นซีบอร์ด คลีน เอ็นเนอร์ยี จำกัด (ESCE)	33%	(3)	-	-	100%	100%
บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)	40%	208	(12)	16	(92%)	233%
บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)	49%	(12)	(124)	(16)	(33%)	87%
CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)	25%	(157)	318	(3)	98%	(101%)
บริษัท เคปเปล ดีคาร์บ จำกัด (KD)	25%	-	1	0.3	N/A	(70%)
รวมส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		80	1,140	391	388%	(66%)


ตารางที่ 10 : ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า


บริษัท ไชยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)


ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน XPCL ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 377 ล้านบาท ลดลง 4 ล้านบาท เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจากบริษัทมีการรับรู้กำไรจากการปรับมูลค่าอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง จำนวน 204 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน และการปรับขยายระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ยืม หากไม่รวมรายการพิเศษดังกล่าว ส่วนแบ่งกำไรจาก XPCL ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ลดลงจากไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากระดับน้ำตามปัจจัยฤดูกาล อย่างไรก็ตาม เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ส่วนแบ่งกำไรปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น สอดคล้องกับปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นจากอิทธิพลของปรากฏการณ์ลานีญาซึ่งต่อเนื่องมาจากการปี 2568


บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)


ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนใน BIC ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 2 ล้านบาท ลดลง 13 ล้านบาทหรือร้อยละ 108 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 และลดลง 27 ล้านบาทหรือร้อยละ 118 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงนอกแผนงานของโรงไฟฟ้า BIC 1 และ BIC 2


บริษัท ไฟฟ้าน้ำลึก 1 จำกัด (NL1PC)


ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน NL1PC ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 26 ล้านบาท ลดลง 11 ล้านบาทหรือร้อยละ 30 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 จากการปรับปรุงวิธีการบันทึกบัญชีให้สอดคล้องกับสัญญาซื้อขายไฟกับ EDL ที่ปรับปรุงใหม่ ในขณะที่เพิ่มขึ้น 28 ล้านบาท เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 เนื่องจากมีรายการปรับปรุงทางบัญชี โดยมีการตั้งค่าเผื่อลูกหนี้สงสัยจะสูญในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 และรายได้ที่เพิ่มขึ้นจากการปรับปรุงวิธีการบันทึกบัญชีให้สอดคล้องกับสัญญาซื้อขายไฟกับ EDL ที่ปรับปรุงใหม่


บริษัท ราชบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนใน RPCL ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 23 ล้านบาท ลดลง 538 ล้านบาทหรือร้อยละ 104 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 เนื่องจากในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการรับรู้กำไรทางบัญชีจากการเข้าซื้อหุ้นเพิ่มเติมในสัดส่วนร้อยละ 9.375 ใน RPCL จำนวน 515 ล้านบาท เพื่อสะท้อนราคายุติธรรม ในขณะที่ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว ประกอบกับโรงไฟฟ้ามีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนเป็นระยะเวลา 40 วัน ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายในช่วงระยะเวลาดังกล่าว ขณะที่ไม่มีกรรับรู้ส่วนแบ่งกำไรในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 เนื่องจาก RPCL ได้เปลี่ยนสถานะจากเงินลงทุนในตราสารทุน (บันทึกเป็นส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุน) เป็นบริษัทร่วมฯ ของบริษัทฯ ใน เดือน ธันวาคม 2568


บริษัท ผลิตไฟฟ้านคร จำกัด (NNEG)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน NNEG ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 16 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2 ล้านบาทหรือร้อยละ 14 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 จากความต้องการของลูกค้าอุตสาหกรรมที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น และค่าใช้จ่ายซ่อมบำรุงตามแผนที่ลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 เพิ่มขึ้น 6 ล้านบาทหรือร้อยละ 60 เนื่องจากมีการปรับปรุงทางบัญชี โดยมีการตั้งค่าเผื่อลูกหนี้สงสัยจะสูญในไตรมาสที่ 1 ปี 2568


บริษัท ไทยโซลาร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)

ไม่มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน TSR ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 สาเหตุหลักเนื่องจากหยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรของ TSR ตั้งแต่เดือน มิถุนายน 2568 หลังจากได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้น (SPA) ของ TSR กับบริษัทคู่ค้าเรียบร้อยแล้ว

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า (ต่อ)

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	สัดส่วนการถือหุ้น	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
					YoY	QoQ
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)						
บริษัท ไทยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)	25%	(10)	381	377	N/A	(1%)
บริษัท ราชนบุรี พาวเวอร์ จำกัด (RPCL)	24%	-	515	(23)	(100%)	(104%)
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)						
บริษัท บางปะอิน โคอเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)	25%	25	11	(2)	(108%)	(118%)
บริษัท ผลิตไฟฟ้านคร จำกัด (NNEG)	30%	10	14	16	60%	14%
บริษัท ไฟฟ้าน้ำลึก 1 จำกัด (NL1PC)	40%	(2)	37	26	N/A	(30%)
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)						
บริษัท ไทยโซลาร์รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)	40%	20	-	-	(100%)	(100%)
บริษัท อีสเทิร์นซีบอร์ด คลีน เอ็นเนอร์ยี จำกัด (ESCE)	33%	(3)	-	-	100%	100%
บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)	40%	208	(12)	16	(92%)	233%
บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)	49%	(12)	(124)	(16)	(33%)	87%
CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)	25%	(157)	318	(3)	98%	(101%)
บริษัท เคปเปล ดีคาร์บ จำกัด (KD)	25%	-	1	0.3	N/A	(70%)
รวมส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		80	1,140	391	388%	(66%)

ตารางที่ 10 : ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า



บริษัท อีสเทิร์นซีบอร์ด คลีน เอ็นเนอร์ยี จำกัด (ESCE)

ไม่มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน ESCE ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 สาเหตุหลักเนื่องจากหยุดรับรู้ส่วนแบ่งกำไรของ ESCE ตั้งแต่เดือน กรกฎาคม 2568 หลังจากได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้น (SPA) ของ ESCE กับบริษัทคู่ค้าเรียบร้อยแล้ว



บริษัท Avaada Energy Private Limited (AEPL)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน AEPL ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 16 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 28 ล้านบาท หรือร้อยละ 233 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ผลประกอบการเพิ่มขึ้นตามความเข้มแสงที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาล ประกอบกับโครงการมีการดำเนินการเชิงพาณิชย์เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายต้นทุนการผลิต และค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในขณะที่ยังลดลง 192 ล้านบาท หรือร้อยละ 92 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 จากความความเข้มแสงที่ลดลงเมื่อเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากบางโครงการยังดำเนินการเชิงพาณิชย์แค่บางส่วน สำหรับค่าใช้จ่ายต้นทุนการผลิต และค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในขณะที่ต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้นตามการกู้ยืมเงิน

บริษัท บริษัท เคปเปล ดีคาร์บ จำกัด (KD)

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนใน KD ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 0.30 ล้านบาท เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ไม่ได้เปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ โดยรายได้หลักจะมาจากการจัดจำหน่ายน้ำเย็นให้กับลูกค้า



บริษัท นูออโว พลัส จำกัด (NUOVO PLUS)

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนใน NUOVO PLUS ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 16 ล้านบาท ขาดทุนลดลง 108 ล้านบาท หรือร้อยละ 87 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 โดยมีสาเหตุหลักจากการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงาน เพื่อให้สอดคล้องกับกลยุทธ์การลงทุนในธุรกิจแบตเตอรี่ในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ในขณะที่เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ไม่ได้เปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ



บริษัท CI Changfang Limited and CI Xidao Limited (CFXD)

ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนใน CFXD ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีมูลค่า 3 ล้านบาท ลดลง 321 ล้านบาทหรือร้อยละ 101 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 สาเหตุหลักมาจากปัจจัยฤดูกาล ประกอบกับบริษัทฯ มีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ลดลง เนื่องจากในปี 2568 มีการรับรู้เงินชดเชยทั้งปี ในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน ขณะที่ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการปรับมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่โครงการ CFXD ลดลงเนื่องจากค่าเงินดอลลาร์ได้หวั่นไหวใหม่ อ่อนค่าลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 เพิ่มขึ้น 154 ล้านบาทหรือร้อยละ 98 เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทมีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน

กำไรสุทธิ

ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (หน่วย : ล้านบาท)	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
				YoY	QoQ
กำไรสุทธิ	1,325	1,718	1,586	20%	(8%)
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(185)	(220)	134	(172%)	(161%)
กำไรสุทธิ - ส่วนของบริษัทใหญ่	1,140	1,498	1,719	51%	15%

ตารางที่ 11 : กำไรสุทธิ

qoq ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 4 ปี 2568

ผลประกอบการของบริษัทฯ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 1,719 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 221 ล้านบาท หรือร้อยละ 15 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 4 ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก

- **กำไรขั้นต้น** จำนวน 4,874 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3 ล้านบาท เนื่องจาก **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรส่วนเพิ่มปรับตัวดีขึ้น โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาลและแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า ประกอบกับส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงที่ปรับตัวดีขึ้นและการบริหารจัดการเชื้อเพลิงอย่างมีประสิทธิภาพ รวมถึงมีการรับรู้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTO) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตาม ประกอบกับ **ค่าใช้จ่ายคงที่** ลดลงสาเหตุหลักจากค่าซ่อมบำรุงตามแผนงานและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามช่วงเวลา ถึงแม้ว่าในภาพรวมของ **กำไรส่วนเพิ่ม (Contribution Margin) ลดลง** สาเหตุหลักมาจาก **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** จาก **โรงไฟฟ้าเกิดไคว-วัน** รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy Margin) ปรับตัวดีขึ้น โดยมีสาเหตุหลักจากการรับรู้ผลขาดทุนจากส่วนต่างราคาถ่านหินที่ลดลง ตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลง (ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จำนวน 4 วัน ไตรมาสที่ 4 ปี 2568 จำนวน 92 วัน) **โรงไฟฟ้าโกลด์วอเตอร์** รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลง เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน และค่าเชื้อเพลิงส่วนต่างลดลงตามการเรียกปรับไฟฟ้าของ กฟผ. ในขณะที่ **โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ** รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกปรับไฟฟ้าของ กฟผ.
- **ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร** จำนวน 489 ล้านบาท ลดลง 260 ล้านบาทหรือร้อยละ 35 สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการบริหารงานปรับตัวลดลงตามช่วงเวลา
- **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** จำนวน 2,290 ล้านบาท ลดลง 72 ล้านบาทหรือร้อยละ 3 ตามการตัดค่าเสื่อมราคาที่ยังสอดคล้องกับอายุโรงไฟฟ้าและสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ครบอายุแล้ว
- **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 1,137 ล้านบาท ลดลง 70 ล้านบาทหรือร้อยละ 6 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง
- **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 41 ล้านบาท ลดลง 318 ล้านบาทหรือร้อยละ 89 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการบันทึกกลับรายการประมาณการหนี้สินเป็นรายได้เนื่องจากสิ้นสุดข้อพิพาทกับ กฟผ. จำนวน 222 ล้านบาท
- **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 391 ล้านบาท ลดลง 842 ล้านบาท หรือร้อยละ 68 **เงินปันผลรับ** ลดลง 93 ล้านบาทหรือร้อยละ 100 สาเหตุหลักมาจากเงินปันผลรับของ RPCL ลดลง เนื่องจากบริษัทฯ ได้เปลี่ยนสถานะของ RPCL จากเงินลงทุนในตราสารทุนเป็นบริษัทร่วมฯ ของบริษัทฯ ใน เดือน ธันวาคม 2568 ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่มีการบันทึกเงินปันผลตั้งแต่เดือน ธันวาคม 2568 เป็นต้นไป **RPCL** ผลประกอบการลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการรับรู้กำไรทางบัญชีจากการเข้าซื้อหุ้นเพิ่มเติมในสัดส่วนร้อยละ 9.375 ใน RPCL จำนวน 515 ล้านบาท เพื่อสะท้อนราคายุติธรรม ในขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว ประกอบกับโรงไฟฟ้า RPCL มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนเป็นระยะเวลา 40 วัน ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายในช่วงระยะเวลาดังกล่าว **CFXD** ผลประกอบการลดลงตามปัจจัยฤดูกาล ประกอบกับบริษัทฯ มีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ลดลง เนื่องจากในปี 2568 มีการรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน ขณะที่ผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงการปรับมูลค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐที่โครงการ CFXD ลดลงเนื่องจากค่าเงินดอลลาร์ที่ได้วันใหม่อ่อนค่าลดลง ขณะที่ **NUOVO** ในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 มีการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงาน เพื่อให้สอดคล้องกับกลยุทธ์การลงทุนในธุรกิจแบตเตอรี่ของบริษัทฯ ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 ไม่มีรายการดังกล่าว
- **ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้** จำนวน 73 ล้านบาท ลดลง 133 ล้านบาทหรือร้อยละ 65 สาเหตุหลักเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการปรับปรุงรายการสินทรัพย์และหนี้สินภาษีเงินได้รอตัดบัญชีจากการบันทึกรายการสัญญาซื้อขายล่วงหน้า และการกลับรายการสำรองหนี้สิน
- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** จำนวน 226 ล้านบาท ขณะที่ ไตรมาสที่ 4 ปี 2568 : ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 291 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐของบริษัทฯ จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ CFXD เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่า

กำไรสุทธิ (ต่อ)

ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย (หน่วย : ล้านบาท)	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/-	
				YoY	QoQ
กำไรสุทธิ	1,325	1,718	1,586	20%	(8%)
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(185)	(220)	134	(172%)	(161%)
กำไรสุทธิ - ส่วนของบริษัทใหญ่	1,140	1,498	1,719	51%	15%

ตารางที่ 11 : กำไรสุทธิ

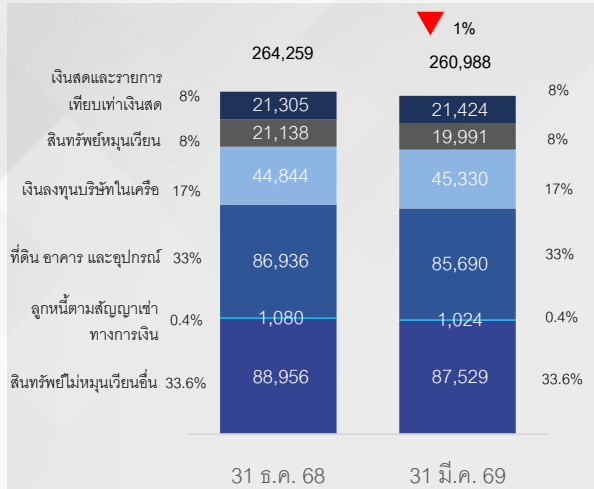
YoY ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 เทียบไตรมาสที่ 1 ปี 2568

ผลประกอบการของบริษัทฯ ในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 กำไรสุทธิของบริษัทฯ จำนวน 1,719 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 579 ล้านบาท หรือร้อยละ 51 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 1 ปี 2568 สาเหตุหลักเนื่องจาก

- **เงินปันผลรับและส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า** จำนวน 391 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 270 ล้านบาท หรือร้อยละ 223 สาเหตุหลักเนื่องจาก **XPCL** ผลประกอบการดีขึ้นเนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้น สอดคล้องกับปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นจากอิทธิพลของปรากฏการณ์ลานีญาซึ่งต่อเนื่องมาจากปี 2568 ประกอบกับในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทมีการรับรู้กำไรจากรายการพิเศษจากการปรับมูลค่าอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Effective Interest Rate: EIR) ซึ่งเป็นผลจากการรีไฟแนนซ์เงินกู้ยืมจากสถาบันการเงิน รวมถึงการปรับขยายระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ยืม **CFXD** ผลประกอบการดีขึ้น เนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทมีการรับรู้เงินชดเชยตามเงื่อนไขการรับประกันอัตราความพร้อมใช้งานของกังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine Generator: WTG) ขณะที่ในไตรมาสที่ 1 ปี 2568 ไม่มีการรับรู้รายการดังกล่าว เนื่องจากในปี 2568 บริษัทรับรู้เงินชดเชยทั้งปีในไตรมาสที่ 4 ปี 2568 ขณะที่ในปี 2569 เปลี่ยนการรับรู้เงินชดเชยเป็นรายเดือน ขณะที่ **AEPL** ผลประกอบการลดลงจากความความเข้มแข็งที่ลดลงเมื่อเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน และค่าใช้จ่ายทั้งต้นทุนการผลิต ต้นทุนทางการเงิน และค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับจำนวนโครงการที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และ **เงินปันผลรับ** ลดลง 41 ล้านบาทหรือร้อยละ 100 สาเหตุหลักมาจากเงินปันผลรับของ **RPCL** ลดลง เนื่องจากบริษัทฯ ได้เปลี่ยนสถานะของ **RPCL** จากเงินลงทุนในตราสารทุนเป็นบริษัทร่วมฯ ของบริษัทฯ ใน เดือน ธันวาคม 2568 ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับเงินปันผลตั้งเดือน ธันวาคม 2568 เป็นต้นไป
- **ต้นทุนทางการเงิน** จำนวน 1,137 ล้านบาท ลดลง 243 ล้านบาทหรือร้อยละ 18 จากการชำระคืนเงินกู้บางส่วน และอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง
- **กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ** จำนวน 226 ล้านบาท ขณะที่ ไตรมาสที่ 1 ปี 2568 : ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 57 ล้านบาท สาเหตุหลักเนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่ได้เกิดขึ้นจริงจากการแปลงค่าเงินดอลลาร์สหรัฐของบริษัท จีพีเอสซี ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (“GPSCTC”) เพื่อรองรับการลงทุนในโครงการ **CFXD** เนื่องจากค่าเงินบาทอ่อนค่า
- **กำไรขั้นต้น** จำนวน 4,874 ล้านบาท ลดลง 375 ล้านบาทหรือร้อยละ 7 สาเหตุหลักมาจาก **กำไรส่วนเพิ่ม (Contribution Margin) ลดลง** สาเหตุหลักมาจาก **โรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (IPP)** จาก **โรงไฟฟ้าเคเคเค-วัน** รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า รวมระยะเวลา 88 วัน ซึ่งส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว ขณะที่ค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy margin) ปรับตัวดีขึ้น โดยมีสาเหตุหลักจากการรับรู้ผลขาดทุนจากส่วนต่างราคาถ่านหินที่ลดลงตามจำนวนวันดำเนินการผลิตที่ลดลง (ไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จำนวน 4 วัน, ไตรมาสที่ 1 ปี 2568 จำนวน 62 วัน) **โรงไฟฟ้าศรีราชา** ค่าความพร้อมจ่ายปรับตัวลดลงเนื่องจากจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในเดือนพฤษภาคม 2568 **โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี** รายได้ค่าความพร้อมจ่ายลดลงเนื่องจากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานจำนวน 18 วัน ส่งผลให้บริษัทฯ ไม่ได้รับค่าความพร้อมจ่ายสำหรับช่วงเวลาดังกล่าว **โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ** รายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกเก็บไฟฟ้าของ กฟผ. ขณะที่ **โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)** มีกำไรส่วนเพิ่มเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากค่าเชื้อเพลิงส่วนต่างที่ปรับตัวขึ้นจากการลดลงของราคาเชื้อเพลิง ซึ่งช่วยชดเชยผลกระทบจากการปรับลดค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ประกอบกับปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า รวมถึงมีการรับรู้ค่า Minimum Take-or-Pay (MTO) ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกรณีที่ลูกค้ามีปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือไอน้ำต่ำกว่าปริมาณขั้นต่ำตามสัญญา ถึงแม้ปริมาณการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ของโรงไฟฟ้า **GSPP3** หมดอายุในเดือนสิงหาคม 2567 และ เดือนมีนาคม 2568 และ **GSPP11 Phase1** หมดอายุในเดือนตุลาคม 2568
- **รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น (สุทธิ)** จำนวน 41 ล้านบาท ลดลง 201 ล้านบาทหรือร้อยละ 83 สาเหตุหลักมาจากการพิจารณาปรับลดมูลค่าสินทรัพย์บางส่วนตามแผนงาน
- **ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย** จำนวน 2,290 ล้านบาท ลดลง 34 ล้านบาทหรือร้อยละ 1 ตามการตัดค่าเสื่อมสอดคล้องกับอายุโรงไฟฟ้าและสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าที่ครบอายุแล้ว

บทวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของบริษัทฯ และบริษัทย่อย

สินทรัพย์รวม (ล้านบาท, %)

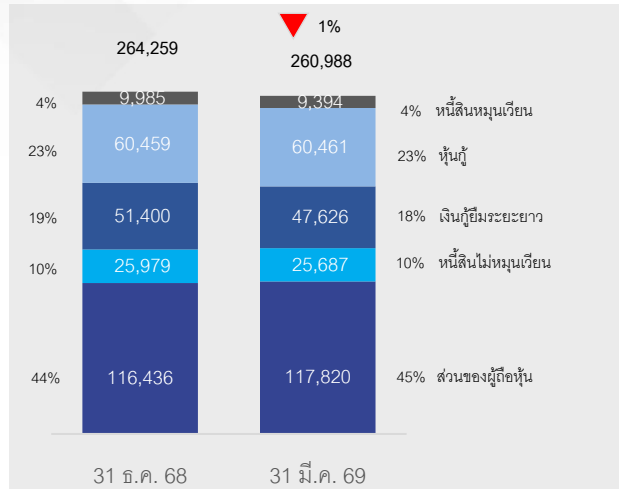


สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 บริษัทใหญ่และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวม มูลค่า 260,988 ล้านบาท ลดลง 3,271 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 1 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีรายละเอียดของการลดลงที่มีสาระสำคัญ ดังนี้

- **เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด** จำนวน 21,424 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 119 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 สาเหตุหลักมาจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย ขณะที่มีเงินสดใช้ไปชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาวก่อนกำหนดและตามกำหนดชำระ
- **สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น** จำนวน 19,991 ล้านบาท ลดลง 1,148 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 5 จากการลดลงของลูกหนี้การค้า
- **เงินลงทุนบริษัทในเครือ** จำนวน 45,330 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 486 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 1 สาเหตุหลักมาจากส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมในไตรมาสที่ 1 ปี 2569
- **ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์** จำนวน 85,690 ล้านบาท ลดลง 1,246 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 1 จากการตัดค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายสำหรับรอบระยะเวลา
- **ลูกหนี้ตามสัญญาเช่าทางการเงิน** จำนวน 1,024 ล้านบาท ลดลง 56 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 5 ตามการรับรู้รายได้ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าโกลวโอทีพีที่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวกับทาง กฟผ.
- **สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น** จำนวน 87,529 ล้านบาท ลดลง 1,427 ล้านบาท หรือร้อยละ 2 จากค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนสำหรับรอบระยะเวลา

หนี้สินรวมและส่วนของผู้ถือหุ้น (ล้านบาท, %)



หนี้สิน

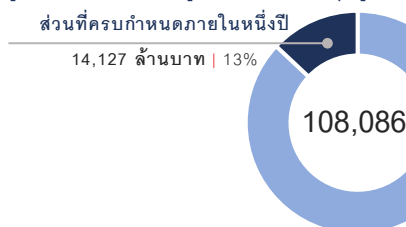
ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 บริษัทใหญ่และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวม มูลค่า 143,168 ล้านบาท ลดลง 4,655 ล้านบาท หรือร้อยละ 3 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีรายละเอียดของการลดลงที่มีสาระสำคัญ ดังนี้

- **หนี้สินหมุนเวียน** จำนวน 9,393 ล้านบาท ลดลง 591 ล้านบาท หรือร้อยละ 6 สาเหตุหลักมาจากการลดลงของเจ้าหนี้การค้า
- **หุ้นกู้และเงินกู้ยืมระยะยาว** จำนวน 108,086 ล้านบาท ลดลง 3,773 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 3 สาเหตุหลักมาจากการชำระคืนเงินกู้ระยะยาวจากสถาบันการเงินตามกำหนด จำนวน 3,789 ล้านบาท
- **หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น** จำนวน 25,687 ล้านบาท ลดลง 292 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 สาเหตุหลักจากการลดลงของเงินรับล่วงหน้าสำหรับค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าที่เป็นไปตามสัญญา PPA และหนี้สินภาษีเงินได้ตามบัญชีที่ลดลง

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 มีมูลค่ารวม 117,820 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,384 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 สาเหตุหลักมาจากกำไรสะสมที่เพิ่มขึ้นจากกำไรผลการดำเนินงานในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 จำนวน 1,586 ล้านบาท (รวมส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม)

เงินกู้ยืมระยะสั้น และเงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้

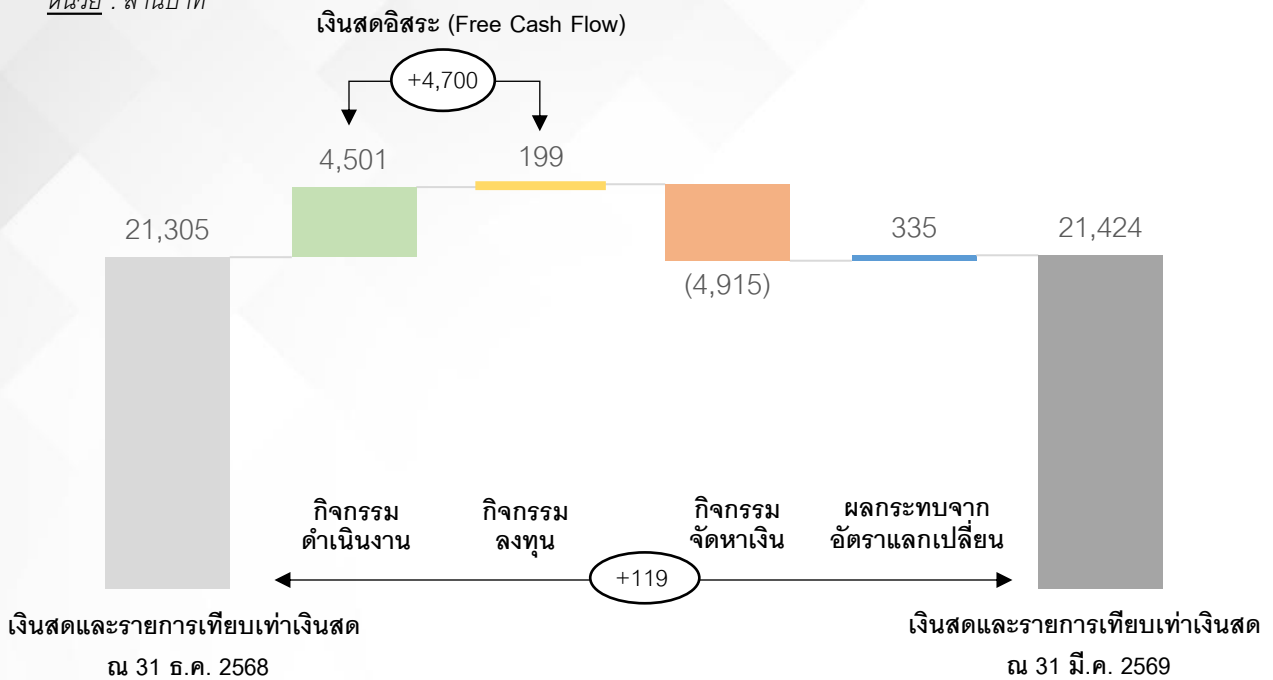


หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย (ล้านบาท)

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 บริษัทใหญ่และบริษัทย่อยมีเงินกู้ยืมที่มีภาระดอกเบี้ย (ไม่รวมหนี้สินตามสัญญาเช่า) จำนวน 108,086 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นส่วนเงินกู้ยืมระยะสั้นและเงินกู้ยืมและหุ้นกู้ส่วนที่ครบกำหนดภายในหนึ่งปีจำนวน 14,127 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 13 ของเงินกู้ยืมที่มีภาระดอกเบี้ย และเงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ จำนวน 93,959 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 87 ของเงินกู้ยืมที่มีภาระดอกเบี้ย

กระแสเงินสดของบริษัท

หน่วย : ล้านบาท



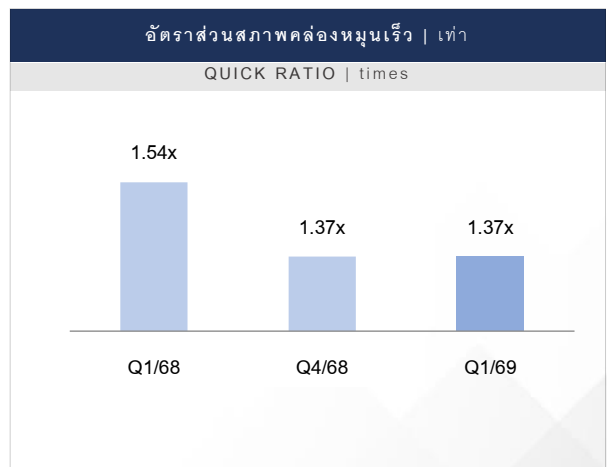
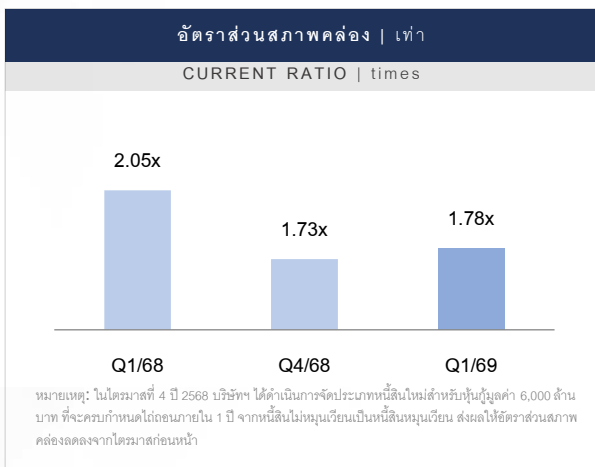
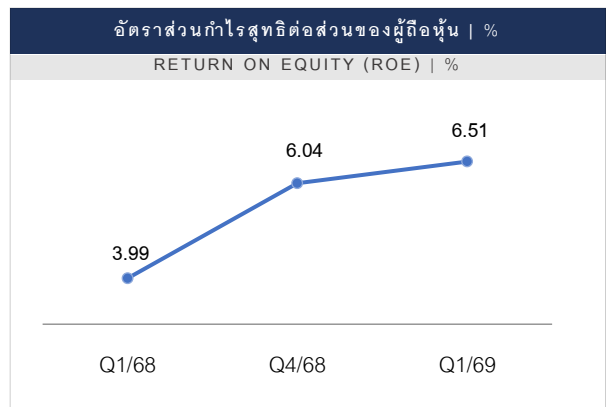
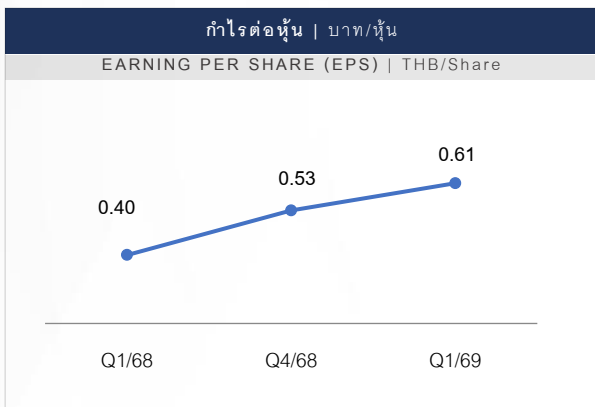
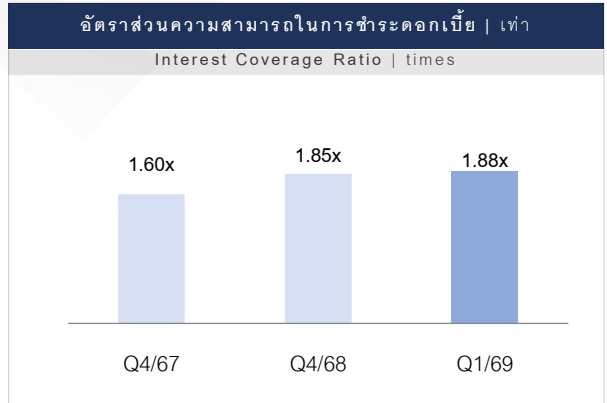
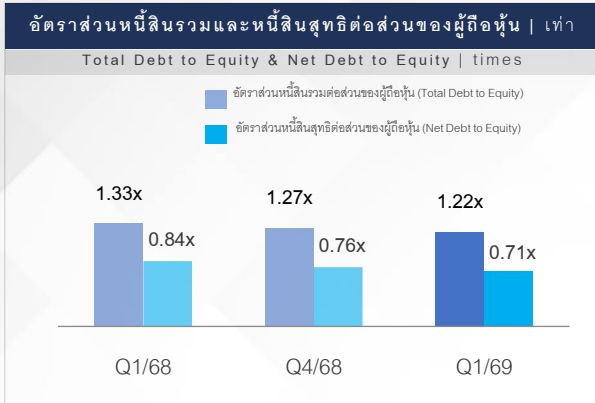
ณ สิ้นไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 21,424 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 119 ล้านบาท เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 21,305 ล้านบาท

กิจกรรมดำเนินงาน ณ สิ้นไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีกระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 4,501 ล้านบาท โดยเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

กิจกรรมลงทุน ณ สิ้นไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีการใช้เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมลงทุนจำนวน 199 ล้านบาท จากการมีเงินสดรับจากการคืนเงินกู้ยืมระยะยาวของ XPCL ให้แก่บริษัทฯ รวมจำนวน 1,178 ล้านบาท ขณะที่เงินฝากประจำเกิน 3 เดือน จำนวน 388 ล้านบาท ขณะที่เงินสดจ่ายลงทุนในสินทรัพย์ถาวรเช่น ค่าบำรุงรักษาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า GHECO-1 และ โรงไฟฟ้า GEN CFB3 และการขยายการลงทุนใน solar rooftop เป็นต้น

กิจกรรมจัดหาเงิน ณ สิ้นไตรมาสที่ 1 ปี 2569 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีกระแสเงินสดใช้ไปสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 4,915 ล้านบาท ประกอบด้วย การชำระคืนเงินกู้ยืมเงินกู้ระยะยาวจากสถาบันการเงิน จำนวน 3,935 ล้านบาท และการจ่ายดอกเบี้ย จำนวน 930 ล้านบาท

อัตราส่วนและข้อมูลการเงินที่สำคัญ



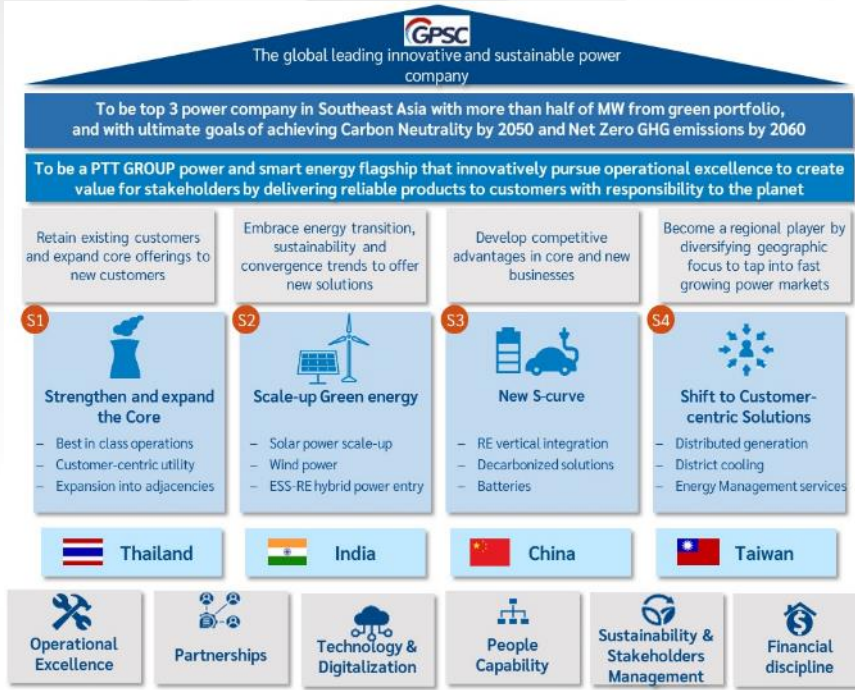
อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	หนี้สินรวม / ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	(หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย - (เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด + เงินฝากที่มีข้อจำกัดในการเบิกใช้ + เงินลงทุนชั่วคราว)) / ส่วนของผู้ถือหุ้น
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย	กำไรก่อนดอกเบี้ยจ่ายและภาษีเงินได้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

เอกสารแนบ

Appendix



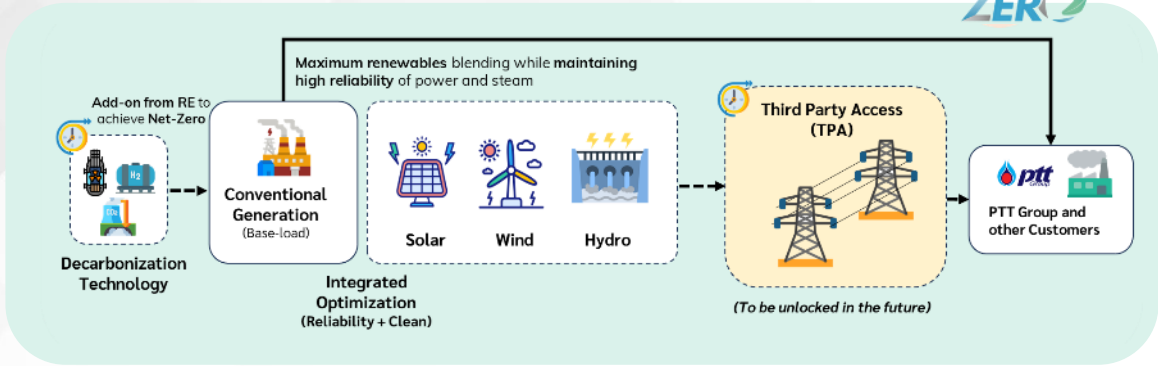
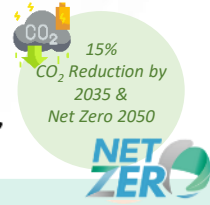
กลยุทธ์และการบริหารจัดการของบริษัท



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

- เสาหลักกลยุทธ์ที่ 1 (Strengthen and Expand the Core):** มุ่งเน้นสร้างการแข่งขันแกร่งของธุรกิจการผลิตและส่งจ่ายสาธารณูปการให้เป็นเลิศ (Best-in-Class Strategy) ในระดับสากลโดยใช้ระบบปฏิบัติการสู่ความเป็นเลิศ หรือ Operation Excellence Management System (OEMS) ของกลุ่ม ปตท. เป็นเครื่องมือในการดำเนินการ เพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าอย่างมีประสิทธิภาพภายใต้หลักการให้ลูกค้าเป็นศูนย์กลาง สามารถรักษาสถานะลูกค้าปัจจุบัน พร้อมทั้งขยายฐานลูกค้าเพิ่มเติมในอนาคต และสร้างความพึงพอใจให้ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย โดยมุ่งเน้นความเป็นเลิศ ใน 4 ด้าน ได้แก่ ความปลอดภัย (Safety) ความมีเสถียรภาพ (Reliability) ความสามารถในการทำกำไร (Profitability) และความยั่งยืน (Sustainability) ซึ่งจะครอบคลุมไปถึงการลดความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก การบริหารจัดการโรงไฟฟ้าที่หมดอายุ และการเพิ่มศักยภาพของบุคลากรเพื่อรองรับธุรกิจไฟฟ้าในอนาคต รวมถึงการขยายธุรกิจไปสู่สาธารณูปโภคชนิดอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องด้วย (Expansion into adjacent business)
- เสาหลักกลยุทธ์ที่ 2 (Scale-up Green Energy):** มุ่งเน้นการขยายธุรกิจไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานหมุนเวียนร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (Renewable Hybrid System) ทั้งในประเทศและต่างประเทศ โดยในประเทศจะมีการลงทุนเพื่อตอบโต้ภัยแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan : PDP) และการลงทุนในรูปแบบ Direct Power Purchase Agreement (Direct PPA) ผ่านการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access : TPA) ในอนาคต เพื่อตอบโต้ลูกค้าที่ต้องการพลังงานสะอาด ในขณะที่การพัฒนาธุรกิจใหม่ต่างประเทศ บริษัทฯ จะเน้นการลงทุนในประเทศเป้าหมายซึ่งมีการขยายตัวของความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดสูง 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) ภายใต้ต้นนวัตกรรมพลังงานเพื่อธุรกิจ (Smart Power Solution Business) โดยมีเป้าหมายเพื่อลดค่าใช้จ่ายและเพิ่มเสถียรภาพทางด้านพลังงานให้แก่ผู้ใช้บริการไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial) และอุตสาหกรรม (Industrial)

“Embarking on the **Decarbonization** journey with **Renewables** and progressing through **Innovative Technologies** for long-term stability”



บริษัทฯ วางเป้าหมายที่จะลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร้อยละ 15 ภายในปี 2578 และก้าวสู่องค์กรที่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net-Zero GHG Emissions) ในปี พ.ศ. 2593 ร่วมกับกลุ่ม ปตท. และสอดคล้องกับนโยบายประเทศผ่าน 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 ซึ่งจะช่วยให้อาจขยายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดได้มากยิ่งขึ้นในระยะยาวและช่วยให้บริษัทฯ และกลุ่ม ปตท. มุ่งสู่เป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net-Zero Greenhouse Gas Emissions) ในที่สุด

ความยั่งยืนและการยกระดับมาตรฐาน ESG



ในปี 2568 GPSC ได้รับการจัดอันดับให้อยู่ในกลุ่ม Top Decile จากผลการประเมิน Corporate Sustainability Assessment (CSA) 2025 โดย S&P Global และได้รับการคัดเลือกให้เป็นสมาชิกของ S&P Global ต่อเนื่องเป็นปีที่ 4 (2566 – 2568) สะท้อนถึงศักยภาพการดำเนินธุรกิจตามหลักความยั่งยืนในระดับสากล รวมถึงความมุ่งมั่นในการยกระดับมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และธรรมาภิบาล (ESG) อย่างต่อเนื่อง การได้รับการยอมรับดังกล่าวเกิดขึ้นภายใต้บริบทที่ภาคธุรกิจพลังงานเผชิญความท้าทายหลายด้าน ทั้งการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ความผันผวนของเศรษฐกิจและภูมิรัฐศาสตร์ รวมถึงการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ซึ่งสะท้อนถึงความสามารถของบริษัทฯ ในการปรับตัวและพัฒนาการดำเนินงานให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากล ทั้งนี้ บริษัทฯ ยังคงมุ่งมั่นพัฒนาโซลูชันด้านพลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ควบคู่กับการดำเนินธุรกิจตามหลัก ESG เพื่อสนับสนุนการเติบโตอย่างยั่งยืน เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันในระยะยาว และสร้างคุณค่าให้แก่ผู้มีส่วนได้เสียทุกภาคส่วนอย่างต่อเนื่อง.

• **GPSC ส่งพลังใจแนวหน้า สนับสนุนกำลังพลและบุคลากรทางการแพทย์**

เมื่อวันที่ 6 มกราคม 2569 บริษัทฯ นำโดย พลเอกประชาพัฒน์ วัจนะรัตน์ และผู้บริหารฝ่ายสื่อสารองค์กร เข้าร่วมมอบอาหารและเครื่องดื่มจำนวน 200 ชุด เพื่อสนับสนุนกำลังพลและบุคลากรทางการแพทย์ที่ปฏิบัติหน้าที่ดูแลผู้ได้รับผลกระทบจากสถานการณ์ความไม่สงบในพื้นที่ โดยมีผู้แทนจากโรงพยาบาลพระมงกุฎเกล้าเป็นผู้รับมอบ กิจกรรมดังกล่าวสะท้อนบทบาทของบริษัทฯ ในการดำเนินธุรกิจควบคู่การดูแลสังคม และการมีส่วนร่วมในการเสริมสร้างความเข้มแข็งให้กับประเทศ



• **GPSC จัด Youth Hackathon พัฒนานวัตกรรมต่อยอดเศรษฐกิจชุมชน**

เมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2569 บริษัทฯ ร่วมกับกระทรวงการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม (อว.) และพันธมิตรภาครัฐ-เอกชน เปิดตัว โครงการ “Youth Hackathon Inspired by the Royal Initiatives of the Queen Mother” เพื่อส่งเสริมเยาวชนและนิสิตนักศึกษาในการพัฒนาโซลูชันนวัตกรรมที่สามารถยกระดับเศรษฐกิจชุมชนอย่างยั่งยืน โดยโครงการมุ่งพัฒนาทักษะการคิดเชิงระบบ การทำงานเป็นทีม และการสร้างต้นแบบที่ใช้งานได้จริง ควบคู่การสืบสานพระราชปณิธานของสมเด็จพระนางเจ้าสิริกิติ์ พระบรมราชชนนีพันปีหลวง สะท้อนบทบาทของบริษัทฯ ในการพัฒนาศักยภาพคนรุ่นใหม่และเสริมสร้างความเข้มแข็งของเศรษฐกิจฐานรากอย่างยั่งยืน



• **GPSC ร่วมสนับสนุนโครงการ Solar Light เพื่อชุมชนใน เมืองพุทธคยา ประเทศอินเดีย**

ระหว่างวันที่ 24–27 กุมภาพันธ์ 2569 บริษัทฯ ร่วมกับสถานกงสุลใหญ่ ณ เมืองกัลกัตตา และวัดไทยพุทธคยา สนับสนุนการติดตั้งเสาไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ภายใต้โครงการสนับสนุนไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หรือ Solar Light ณ เมืองพุทธคยา รัฐพิหาร สาธารณรัฐอินเดีย เพื่อช่วยเพิ่มแสงสว่างและยกระดับความปลอดภัยให้แก่โรงเรียน วัด และชุมชนโดยรอบ โดยโครงการดังกล่าวได้มอบชุดไฟส่องสว่างพลังงานแสงอาทิตย์ให้แก่โรงเรียน 4 แห่ง และชุมชนท้องถิ่น 1 แห่งในพุทธคยา ซึ่งเป็นพื้นที่ที่ยังประสบปัญหาการขาดแคลนไฟฟ้าและไฟฟ้าดับเป็นประจำ นับเป็นอีกหนึ่งก้าวสำคัญของการนำพลังงานสะอาดมาใช้เพื่อสนับสนุนการศึกษา สาธารณประโยชน์ และคุณภาพชีวิตของชุมชน สะท้อนบทบาทของบริษัทฯ ในการดำเนินธุรกิจควบคู่กับการดูแลสังคม พร้อมส่งเสริมการเข้าถึงพลังงานสะอาดอย่างยั่งยืนในระดับสากล



• **GPSC – ปตท. สนับสนุนพลังงานสะอาด ติดตั้งโซลาร์เซลล์ลดค่าไฟและก๊าซเรือนกระจก**



เมื่อวันที่ 16 มีนาคม 2569 บริษัทฯ ร่วมกับ ปตท. ส่งมอบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5 กิโลวัตต์ ให้แก่วัดป่าธรรมธาราภิรมย์ จังหวัดเชียงใหม่ เพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาดและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ โดยระบบดังกล่าวช่วยลดค่าไฟฟ้าได้กว่า 30,000 บาทต่อปี และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ประมาณ 3,900 กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี สะท้อนบทบาทของบริษัทฯ ในการดำเนินธุรกิจควบคู่การดูแลสังคม และการขับเคลื่อนสู่สังคมคาร์บอนต่ำอย่างยั่งยืน

ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

1) โครงการหน่วยผลิตไฟฟ้าและไอน้ำจากกากน้ำมัน

Energy Recovery Unit (ERU)

SCOD | 2572



ความคืบหน้าของโครงการปัจจุบัน

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

ภายหลังจากการกลับมาก่อสร้างใหม่ ตั้งแต่ช่วงเดือนกรกฎาคม 2568 ความคืบหน้าโดยรวมของโครงการ ERU เมื่อประเมินตามผลสำเร็จของงานโดยกลุ่มผู้รับเหมาชุดใหม่ ณ สิ้นเดือนกุมภาพันธ์ 2569 จะอยู่ที่ร้อยละ 24.56 โดยมีการเร่งดำเนินงานอย่างต่อเนื่องในทุกพื้นที่ ทั้งส่วนของงานโครงสร้างและระบบท่อ (Structure, Mechanic and Piping), งานไฟฟ้า เครื่องมือวัดและโทรคมนาคม (Electrical, instrument and Telecom) และงานโยธา (Civil) เพื่อให้โครงการแล้วเสร็จตามแผนที่ไทยออยล์ได้แจ้งต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นของบริษัทไทยออยล์ในวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2568 คือ ไตรมาสที่ 3 ปี 2571

2) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในอินเดีย

Avaada Energy Private Limited (AEPL)

SCOD | 2569-2573



กำลังการผลิตไฟฟ้า (Committed Capacity) รวมทั้งสิ้น 22,242 เมกะวัตต์ โดยบริษัท มีสัดส่วนการถือหุ้น ร้อยละ 39.90 ของทุนทั้งหมดของ AEPL

โครงการ	กำลังการผลิตไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	แผนดำเนินงานเชิงพาณิชย์
ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว (Operating Capacity)	7,067	-
อยู่ระหว่างการก่อสร้าง	7,028	2569-2573
อยู่ระหว่างการพัฒนา	8,147	2569-2573
กำลังการผลิตไฟฟ้ารวม (Total Committed Capacity)	22,242	-

โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ บริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า

โรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	สถานที่ตั้ง	สัดส่วนการถือหุ้น	กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งสูงสุด (MW)	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนการถือหุ้น (MW)	กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนการถือหุ้นที่ดำเนินการแล้ว (MW)	กำลังการผลิตไอน้ำตามสัดส่วนการถือหุ้น (ตัน/ชั่วโมง)	ลูกค้า	COD
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)									
โกลว์ไอทีพี	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ชลบุรี 1	GLOW (95%)	713	677	677	-	EGAT	2003
ห้วยเหาะ	พลังงานน้ำ	จ. อุดรธานี สปป. ลาว	GLOW (67%)	152	102	102	-	EGAT/EDL	1999
เก็คโค-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	นิคมอุตสาหกรรมเอเซีย	GPSC (100%)	49	49	49	140	IU	2019
โกลว์พลังงาน ระยะที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	70	70	70	206	IU	1996
โกลว์พลังงาน ระยะที่ 2 (SPP Replacement)	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	200	200	200	460	EGAT/IU	2022-23
โกลว์พลังงาน ระยะที่ 4	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	77	77	77	137	EGAT/IU	2005
โกลว์พลังงาน ระยะที่ 5	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	328	328	328	160	IU	2011
โกลว์เอสพีพี 2	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	213	213	213	140	IU	1999
โกลว์เอสพีพี 2 (SPP Replacement)	ก๊าซธรรมชาติ	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	100	100	100	230	EGAT/IU	2024
โกลว์เอสพีพี 11 โครงการ 1	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมสยามอีสต์ริมนัดเดอเรียวพาร์ค	GLOW (100%)	120	120	120	-	EGAT/IU	2000
โกลว์เอสพีพี 11 โครงการ 3	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมสยามอีสต์ริมนัดเดอเรียวพาร์ค	GLOW (100%)	42	42	42	-	IU	2006
โกลว์เอสพีพี 11 โครงการ 2	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมสยามอีสต์ริมนัดเดอเรียวพาร์ค	GLOW (100%)	110	110	110	-	EGAT/IU	2012
โกลว์พลังงาน ซีเอฟบี 1 และ 2	ถ่านหิน	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	GLOW (100%)	300	300	300	50	IU	1999
โกลว์พลังงาน 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	เขตประกอบการอุตสาหกรรมไฮอาร์พีซี	GPSC (51%)	240	122.4	122.4	153	EGAT/IU	2015, 2017
IRPC-CP CHP 3	ก๊าซธรรมชาติ	เขตประกอบการอุตสาหกรรมไฮอาร์พีซี	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 (ดำเนินการเชิงพาณิชย์ในเดือนเมษายน 2569)	ก๊าซธรรมชาติ	เขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร	GPSC (30%)	30	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	2,320	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
GRP1 (Sheng Yang)	พลังงานแสงอาทิตย์	ไต้หวัน	GPSC (90%)	56	50	50	-	TaiPower	2016-21
AEPL (Renewable Energy Platform)	พลังงานแสงอาทิตย์	อินเดีย	GPSC (40%)	22,242	8,875	2,820	-	Central and State Gov. and C&I	2018-30 (รายละเอียดหน้า 39)
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 3 - 4	พลังงานแสงอาทิตย์	นครราชสีมา	GPSC (50%)	24	12	-	-	PEA	2028-2030
Private PPA (กลุ่มจีพีเอสซี)	พลังงานแสงอาทิตย์	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนหลายแห่ง	GPSC Gr. (100%)	50	50	46	-	IU	2012-27
รวมกำลังการผลิต VSPP และอื่นๆ				23,087	9,217	3,146	-		
อื่นๆ									
ERU (กำลังก่อสร้าง)	กากน้ำมัน (Petroleum Pitch)	ชลบุรี	GPSC (100%)	250	250	-	175	Thai Oil PLC	2029 (รายละเอียดหน้า 39)
รวม ERU				250	250	-	175		
รวม				30,354	13,666	7,336	3,294		

ตารางที่ 12 : โรงไฟฟ้าของบริษัทฯ บริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการร่วมค้า (ต่อ)

หมายเหตุ:
 - ข้อมูล ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569
 - กำลังการผลิตตามสัดส่วนการถือหุ้น รวมถึงการถือหุ้นร้อยละ 100 ใน GLOW, Private PPA and ERU

สรุปปัจจัยที่มีผลต่อรายได้

ปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อรายได้	Q1/68	Q4/68	Q1/69	เปลี่ยนแปลง +/(-)	
				YoY	QoQ
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)					
อัตราค่าความพร้อมจ่าย (%)					
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าศรีราชา	100%	-	-	-	-
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี	100%	96%	77%	(23%)	(20%)
อัตราค่าความพร้อมจ่าย – โรงไฟฟ้าเก็คโค-วัน	97%	98%	4%	(96%)	(96%)
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)					
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าศรีราชา	276	-	-	(100%)	-
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าโกลว์ไอพีพี	18	445	196	989%	(56%)
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าเก็คโค-วัน	940	1,335	62	(93%)	(95%)
ปริมาณการขายไฟฟ้า – โรงไฟฟ้าห้วยเหาะ	95	105	164	73%	56%
รวม ปริมาณการขายไฟฟ้า	1,329	1,885	422	(68%)	(78%)
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย					
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	3.69	2.73	3.35	(9%)	23%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP)					
ปริมาณการขายไฟฟ้า					
ปริมาณการขายไฟฟ้าของ GPSC (GWh)	1,226	1,192	1,233	0.6%	3%
ปริมาณการขายไฟฟ้าของ GLOW (GWh)	2,013	1,844	1,887	(6%)	0.2%
รวมปริมาณขาย (GWh)	3,229	3,036	3,120	(3%)	3%
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย					
ราคาขายไฟฟ้ารวมเฉลี่ย (บาท/kWh)	3.58	3.24	3.29	(8%)	1%
ปริมาณการขายไอน้ำรวม					
ปริมาณการขายไอน้ำของ GPSC (พันตัน)	1,535	1,524	1,714	12%	12%
ปริมาณการขายไอน้ำของ GLOW (พันตัน)	1,808	1,889	1,915	6%	1%
ปริมาณการขายไอน้ำรวม (พันตัน)	3,343	3,413	3,629	9%	6%
ราคาขายไอน้ำเฉลี่ย					
ราคาขายไอน้ำรวมเฉลี่ย (บาท/ตัน)	1,283	1,147	1,169	(9%)	2%
โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และอื่นๆ					
ไฟฟ้า					
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)	60	59	60	-	2%
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	4.94	4.71	4.81	(3%)	2%
น้ำเย็น					
ปริมาณการขายน้ำเย็น (พันตันความเย็น)	5,251	5,196	5,276	0.5%	2%
ราคาขายน้ำเย็นเฉลี่ย (บาท/ตันความเย็น)	7.79	8.65	7.33	(6%)	(15%)

ตารางที่ 13 : ปัจจัยที่มีผลต่อรายได้



IR Contact:

+662 140 4600

ir@gpscgroup.com

www.gpscgroup.com

