คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ (MD&A) ไตรมาสที่ 3/2561

บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน)

THE INNOVATIVE POWER FLAGSHIP OF PTT GROUP

บทสรุปผู้บริหาร

บทสรุป ผู้บริหาร

สรุปผลการดำเนินงานในไตรมาสที่ 3/2561 (หน่วย: ล้านบาท)	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY
รายได้จากการดำเนินงาน	4,243	6,563	6,661	1%	57%	15,067	18,940	26%
กำไรขั้นต้น	1,199	1,834	1,606	(12%)	34%	3,552	5,087	43%
EBITDA	1,034	1,630	1,371	(16%)	33%	3,049	4,483	47%
EBIT	704	1,185	898	(24%)	28%	2,081	3,150	51%
รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น	342	75	199	n/a	(42%)	674	338	(50%)
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	144	155	131	(15%)	(9%)	365	438	20%
กำไรสุทธิส่วนของบริษัทใหญ่	**888**	**1,052**	**899**	**(15%)**	**1%**	**2,453**	**2,873**	**17%**
อัตรากำไรขั้นต้น* (%)	**28%**	**28%**	**24%**	**(4%)**	**(4%)**	**24%**	**27%**	**3%**
อัตรากำไรสุทธิ (%)	**21%**	**16%**	**13%**	**(3%)**	**(8%)**	**16%**	**15%**	**(1%)**

** ไม่รวมต้นทุนค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย*

สรุปผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 3/2561

สำหรับไตรมาสที่ 3 ของปี 2561 บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (GPSC) ("บริษัทฯ") มีกำไรสุทธิส่วนของบริษัทใหญ่ จำนวน 899 ล้านบาท ปรับตัวลดลงจำนวน 153 ล้านบาท หรือร้อยละ 15 จากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 เนื่องจากการปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคาก๊าซธรรมชาติ ในขณะที่อัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ยังคงเท่าเดิม จึงส่งผลให้อัตรากำไรขั้นต้นของโรงผลิตสาธารณูปการระยอง และโรงไฟฟ้า ไออาร์พีซี คลีน พาวเวอร์ (IRPC-CP) ลดลง ประกอบกับรายได้ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) ของโรงไฟฟ้าศรีราชาปรับตัวลดลงจากอัตราค่าความผันแปรตามฤดูกาล (Weight Factor) ที่ลดลงในช่วงฤดูฝน อย่างไรก็ตามในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 บริษัทฯ ได้รับรายได้เงินปันผลจาก บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด (RPCL) เป็นจำนวน 135 ล้านบาท

เมื่อเปรียบเทียบกำไรสุทธิส่วนของบริษัทใหญ่ ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับไตรมาสที่ 3 ปี 2560 พบว่าปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย จำนวน 11 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 สาเหตุหลักมาจากโรงไฟฟ้า IRPC-CP ระยะที่ 2 และโรงไฟฟ้า อิจิโนเซกิ โซล่า พาวเวอร์ 1 จีเค (ISP1) เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในไตรมาสที่ 4 ปี 2560 ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารปรับตัวเพิ่มขึ้นจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนาธุรกิจเพื่อรองรับการเติบโตของธุรกิจ

และเมื่อเปรียบเทียบกำไรสุทธิส่วนของบริษัทใหญ่ งวด 9 เดือน ปี 2561 กับงวด 9 เดือน ปี 2560 พบว่าปรับตัวเพิ่มขึ้น 420 ล้านบาท หรือร้อยละ 17 สาเหตุหลักมาจากโรงไฟฟ้า IRPC-CP ระยะที่ 2 และโรงไฟฟ้า อิจิโนเซกิ โซล่า พาวเวอร์ 1 จีเค (ISP1) เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในไตรมาสที่ 4 ปี 2560 ประกอบกับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ปรับตัวเพิ่มขึ้น

*"ปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำเพิ่มขึ้นจากการขยายกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า **IRPC-CP ระยะที่ 2 และ ISP1 ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในไตรมาส 4 ปี 2560**"*

สำหรับรายได้จากการดำเนินงานในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 มีจำนวน 6,661 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 98 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 โดยมีสาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP) ของโรงไฟฟ้าศรีราชาปรับตัวสูงขึ้นเล็กน้อย ตามการเรียกรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่เพิ่มขึ้นเล็กน้อย และรายได้ของโรงไฟฟ้า IRPC-CP ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น และเมื่อเปรียบเทียบรายได้ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับไตรมาสที่ 3 ปี 2560 พบว่าปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 2,418 ล้านบาท หรือร้อยละ 57 จากการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 เพิ่มขึ้น เนื่องจากมีการหยุดเดินเครื่องตามการสั่งเดินเครื่องของ กฟผ. (Reserved Shutdown) ของโรงไฟฟ้าศรีราชา ในไตรมาสที่ 3 ปี 2560 รวมทั้งการรับรู้รายได้ที่เพิ่มขึ้นจากโรงไฟฟ้า IRPC-CP ระยะที่ 2 และโรงไฟฟ้า ISP1 ที่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในไตรมาสที่ 4 ปี 2560 ประกอบกับปัจจัยทางด้านราคาขายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ที่เพิ่มขึ้น

ในขณะที่เมื่อเปรียบเทียบรายได้งวด 9 เดือน ปี 2561 กับงวด 9 เดือน ปี 2560 พบว่าปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 3,873 ล้านบาท หรือร้อยละ 26 สาเหตุหลักมาจากรายได้ของโรงไฟฟ้า IRPC-CP ระยะที่ 2 และ ISP1 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในไตรมาส 4 ปี 2560 รวมทั้งราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ฐานะการเงินของบริษัท : ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมเพิ่มขึ้นจำนวน 4,310 ล้านบาท หรือร้อยละ 7 เมื่อเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 โดยเพิ่มขึ้นจากการเบิกเงินกู้ (สุทธิจากการจ่ายชำระ) จำนวน 2,165 ล้านบาท เพื่อใช้ชำระค่าก่อสร้าง และชำระเงินเพิ่มทุนของบริษัทในเครือ และจากการเพิ่มขึ้นของลูกหนี้การค้าจำนวน 1,205 ล้านบาท นอกจากนี้ สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีกระแสเงินสดรับสุทธิจำนวน 1,786 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดดังนี้

- **กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน** จำนวน 4,339 ล้านบาท จากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าในงวด 9 เดือนแรกของปี 2561
- **กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน** จำนวน 2,520 ล้านบาท โดยบริษัทฯ ได้รับเงินปันผลจำนวน 550 ล้านบาท แต่ใช้ไปในการชำระค่าก่อสร้างจำนวน 2,269 ล้านบาท และจ่ายเงินลงทุนจากการเรียกเงินลงทุนของบริษัทในเครือจำนวน 743 ล้านบาท
- **กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน** จำนวน 17 ล้านบาท จากการจ่ายเงินปันผลให้กับผู้ถือหุ้น

ผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 โดยรวมเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2561 (QoQ)

- **โรงไฟฟ้าศรีราชา**: รายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจำนวน 83 ล้านบาท หรือร้อยละ 6 จากรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ที่ปรับตัวสูงขึ้นตามปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. อย่างไรก็ตาม รายได้ค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปรับตัวลดลงจากอัตราค่าความผันแปรตามฤดูกาล (Weight Factor) ที่ลดลงในช่วงฤดูฝน ส่งผลให้กำไรขั้นต้นในไตรมาสนี้ปรับตัวลดลง 64 ล้านบาท หรือร้อยละ 32

- **โรงผลิตสาธารณูปการระยอง** : รายได้รวมลดลงจำนวน 16 ล้านบาท หรือร้อยละ 0.5 จากปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำที่ปรับตัวลดลงเล็กน้อย จากความต้องการของลูกค้าอุตสาหกรรมในแต่ละช่วงเวลา ในขณะที่ราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้น แต่อัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ยังคงเดิม ส่งผลให้กำไรขั้นต้นในไตรมาสนี้ปรับตัวลดลงจำนวน 137 ล้านบาท หรือร้อยละ 14

- **โรงไฟฟ้า ไออาร์พีซี คลีน พาวเวอร์** (IRPC-CP) : รายได้รวมเพิ่มขึ้นจำนวน 37 ล้านบาท หรือร้อยละ 2 จากราคาขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. และราคาขายไอน้ำที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขึ้นของราคาก๊าซธรรมชาติ ขณะที่อัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ยังคงเดิม จึงส่งผลให้กำไรขั้นต้นในไตรมาสนี้ปรับตัวลดลงจำนวน 6 ล้านบาท หรือร้อยละ 1

- **โรงไฟฟ้า อิจิโนเซกิ โซล่า พาวเวอร์ 1 จีเค** (ISP1) : รายได้รวมลดลงจำนวน 20 ล้านบาท หรือร้อยละ 19 จากปริมาณการขายไฟฟ้าที่ปรับตัวลดลง เนื่องจากความเข้มของแสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 น้อยกว่าในไตรมาสที่ 2 ปี 2561 ส่งผลให้กำไรขั้นต้นในไตรมาสนี้ปรับตัวลดลงจำนวน 26 ล้านบาท หรือร้อยละ 25

เหตุการณ์สำคัญในไตรมาสที่ 3 ปี 2561

- **ความคืบหน้าการเข้าซื้อหุ้น บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)**

สืบเนื่องจากการที่บริษัทฯ ได้ลงนามสัญญาเข้าซื้อหุ้นทั้งทางตรงและทางอ้อมในบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) หรือ GLOW กับ Engie Global Developments B.V. จำนวนร้อยละ 69.11 เมื่อวันที่ 20 มิถุนายน 2561 และการทำคำเสนอซื้อ (Tender Offer) หุ้นส่วนที่เหลือทั้งหมดใน GLOW ที่ร้อยละ 30.89 จะเกิดขึ้นภายหลังหากดำเนินการเข้าซื้อหุ้น GLOW จาก Engie ได้สำเร็จ ทั้งนี้รายการเข้าซื้อหุ้นดังกล่าวจะเกิดขึ้นก็ต่อเมื่อบริษัทฯ บรรลุเงื่อนไขบังคับก่อน 2 ข้อ ดังต่อไปนี้

ก. บริษัทฯ ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมจากผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ให้เข้าทำธุรกรรมซื้อขายหุ้น

ข. บริษัทฯ ได้รับอนุญาตที่เกี่ยวข้องจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เกี่ยวกับการเข้าทำธุรกรรมการซื้อขายหุ้น

โดยเมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2561 บริษัทฯ บรรลุเงื่อนไขบังคับก่อนข้อ ก. เป็นที่เรียบร้อย โดยได้รับอนุมัติจากที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 1/2561 อย่างไรก็ตาม สำหรับเงื่อนไขบังคับก่อนข้อ ข. บริษัทฯ ได้ยื่นขออนุญาตที่เกี่ยวข้องกับ กกพ. ไปเมื่อวันที่ 29 มิถุนายน 2561 หลังจากนั้นเมื่อวันที่ 11 ตุลาคม 2561 ที่ผ่านมา กกพ. มีมติไม่เห็นชอบด้วยกับคำขออนุญาตของบริษัทฯ เพื่อการเข้าซื้อหุ้น GLOW ทำให้เมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2561 คณะกรรมการบริษัทฯ ได้พิจารณาและเห็นสมควรให้บริษัทฯ ดำเนินการอุทธรณ์คำสั่งที่ไม่เห็นชอบด้วยกับคำขออนุญาตของบริษัทฯ ดังกล่าวต่อ กกพ. ภายใน 30 วัน นับแต่วันที่ได้รับแจ้งคำสั่งจาก กกพ. (กล่าวคือ ภายในวันที่ 15 พฤศจิกายน 2561) ดังนั้น จะยังไม่มีการเข้าซื้อหุ้นและทำคำเสนอซื้อหุ้นของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) จนกว่าเงื่อนไขบังคับก่อนดังกล่าวจะสำเร็จเสร็จสิ้นลง ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้ดำเนินการเพื่อเข้าซื้อหุ้นในแต่ละขั้นตอนตามพื้นฐานกฎหมายและเป็นไปอย่างถูกต้องตามกฎหมาย และเนื่องจากบริษัทฯ ยังไม่ได้ซื้อหุ้นดังกล่าว จึงยังไม่มีการกู้เงินในส่วนที่เป็นวงเงินกู้ระยะสั้นไม่เกิน 12 เดือน (Bridging Loan) จากสถาบันการเงิน และจากผู้ถือหุ้นใหญ่ของบริษัทฯ ได้แก่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ที่ได้แจ้งไปก่อนหน้านี้แต่อย่างใด

- **การจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลประกอบการครึ่งแรกของปี 2561**

เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2561 คณะกรรมการบริษัทฯ ได้มีมติอนุมัติให้จ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลประกอบการ 6 เดือนแรกของปี 2561 ของบริษัทฯ และบริษัทย่อย ในอัตราหุ้นละ 0.45 บาท รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 674,235,360 บาท หรือคิดเป็นประมาณร้อยละ 34 ของกำไรสุทธิของงบการเงินรวม โดยจ่ายจากกำไรสะสมส่วนที่ยังไม่ได้จัดสรร ซึ่งเป็นกำไรที่ผ่านการเสียภาษีเงินได้นิติบุคคลในอัตราร้อยละ 30 ซึ่งผู้ถือหุ้นบุคคลธรรมดาได้สิทธิเครดิตภาษีในการคำนวณภาษีเงินปันผลตามมาตรา 47 ทวิ ของประมวลรัษฎากร และได้กำหนดรายชื่อผู้ถือหุ้นที่มีสิทธิรับเงินปันผล (Record Date) เมื่อวันที่ 29 สิงหาคม 2561 และกำหนดจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลแก่ผู้ถือหุ้นเมื่อวันที่ 10 กันยายน 2561

- **GPSC ได้รับรางวัล Best Investor Relations Company แห่งประเทศไทย ประจำปี 2561 จาก International Business Magazine**

GPSC ได้รับคัดเลือกจาก International Business Magazine นิตยสารการเงินการลงทุนในประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ให้เป็น Best Investor Relations Company แห่งประเทศไทย ในปี 2561 สะท้อนให้เห็นถึงการยอมรับในระดับสากล จากการทำงานและการให้ข้อมูลของ GPSC ที่ยึดหลัก Best IR Practice เพื่อมุ่งเน้นการให้ข้อมูลที่ถูกต้อง ทันสมัย เพียงพอ และเท่าเทียมแก่นักลงทุน

- **รับมอบประกาศนียบัตรและโล่เกียรติยศด้านการจัดการก๊าซเรือนกระจก และรางวัลสุดยอดองค์กรนวัตกรรม (Top Innovative Organization) ประจำปี 2561**

เมื่อวันที่ 19 กันยายน 2561 GPSC รับมอบประกาศนียบัตรและโล่เกียรติยศด้านการจัดการก๊าซเรือนกระจกประจำปี 2561 จากรัฐมนตรีว่าการกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม จัดขึ้นโดยองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) โดยในปีนี้ บริษัทฯ ได้รับ 12 รางวัล ซึ่งบริษัทฯ สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ถึง 89,700.66 tCO_2/year และเมื่อวันที่ 5 ตุลาคม 2561 GPSC ได้รับรางวัลสุดยอดองค์กรนวัตกรรม (Top Innovative Organization) ประจำปี 2561 จากรัฐมนตรีว่าการกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ในโครงการส่งเสริมความสามารถทางนวัตกรรม จัดขึ้นโดยสำนักงานนวัตกรรมแห่งชาติ (องค์การมหาชน) ร่วมกับตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ตลาดหลักทรัพย์ เอ็ม เอ ไอ และวิทยาลัยการจัดการ มหาวิทยาลัยมหิดล

ทิศทางธุรกิจและบริษัทฯ ในไตรมาส 4 ปี 2561

ภาพรวมเศรษฐกิจประเทศไทยในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 มีการคาดการณ์การเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP) สำหรับปี 2561 ที่ร้อยละ 4.6 ปรับประมาณการจากเดิมที่ร้อยละ 4.3 ตามการขยายตัวที่สูงในช่วงครึ่งปีแรก โดยปัจจัยขับเคลื่อนหลักของเศรษฐกิจในปี 2561 มาจากภาคการส่งออกและการท่องเที่ยว ในขณะที่การใช้จ่ายภายในประเทศได้รับแรงสนับสนุนทั้งจากการบริโภคภาคเอกชนที่เติบโตในระดับสูง รวมถึงการลงทุนภาคเอกชนที่ปรับตัวดีขึ้น อย่างไรก็ตาม ประเด็นความเสี่ยงต่อเศรษฐกิจในกรณีข้อพิพาททางการค้าระหว่างสหรัฐอเมริกากับจีน คาดว่าจะส่งผลกระทบต่อการส่งออกของไทยในปี 2561 อย่างจำกัด แต่จะเป็นปัจจัยต่อเนื่องที่อาจสร้างผลกระทบเป็นวงกว้างขึ้นในปีหน้า ในขณะที่การใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วง 8 เดือนแรกของปี 2561 มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ 124,987 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 1 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน จากการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากภาคการเกษตรและภาคธุรกิจเป็นหลัก

ถึงแม้ว่าการเข้าซื้อหุ้น GLOW จะยังไม่อาจสำเร็จลงในอนาคตอันใกล้ แต่ในขณะเดียวกัน บริษัทฯ ไม่ลดละที่จะแสวงหาโอกาสการเติบโตทางด้านอื่นๆ ทั้งการเติบโตไปพร้อมกับธุรกิจของกลุ่ม ปตท. โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเขตระเบียงเศรษฐกิจพิเศษภาคตะวันออก (Eastern Economic Corridor : EEC) ที่จะช่วยสนับสนุนการเติบโตทางภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทย และการเติบโตในต่างประเทศที่บริษัทฯ ให้ความสำคัญกับการลงทุนในประเทศเมียนมาและสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (Focus Country) มีการศึกษาโอกาสการลงทุนและความเสี่ยงในด้านต่างๆ มาอย่างต่อเนื่อง เพื่อสร้างความมั่นว่าโครงการที่บริษัทฯ จะตัดสินใจเข้าลงทุนแต่ละโครงการนั้น มีผลตอบแทนอยู่ในระดับที่ดีและมีความเสี่ยงในระดับที่จัดการได้ สำหรับโรงงานผลิตแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนต้นแบบกำลังการผลิต 100 เมกะวัตต์-ชั่วโมง ยังคงอยู่ระหว่างการดำเนินการและพิจารณาอย่างรอบคอบในการลงทุนแต่ละขั้นตอน เพื่อให้ได้เทคโนโลยีที่เหมาะสม ที่จะนำไปพัฒนาต่อเนื่องได้ในเชิงพาณิชย์

ในส่วนของบริษัทฯ สำหรับช่วงไตรมาสที่ 4 ปี 2561 โรงไฟฟ้าศรีราชาจะมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนเกือบตลอดทั้งไตรมาส ส่งผลให้ค่าซ่อมบำรุงปรับตัวสูงขึ้น ในขณะที่รายได้ค่าความพร้อมจ่าย (AP) ลดลง รวมทั้งโรงผลิตสาธารณูปการระยองและโรงไฟฟ้า IRPC-CP จะมีการหยุดซ่อมบำรุงในไตรมาสที่ 4 ปี 2561 เช่นเดียวกัน นอกจากนี้ อัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ประจำงวดเดือนกันยายน-ธันวาคม 2561 คงอยู่ที่ -15.90 สตางค์ต่อหน่วย ในขณะที่ราคาก๊าซธรรมชาติในไตรมาสที่ 4 ปี 2561 มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 3 ปี 2561ตามทิศทางการเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมัน จึงเป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่มีผลต่อผลประกอบการและอัตราผลตอบแทนของบริษัทฯ อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ยังคงยึดมั่นความเป็นเลิศในการบริหารจัดการการผลิตให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด และมีความมั่นคงในการส่งมอบผลิตภัณฑ์ให้กับลูกค้า ซึ่งจะทำให้ผลประกอบการของบริษัทฯ อยู่ในระดับที่เทียบเท่ากับปีก่อนได้

ผลประกอบการบริษัท

ผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)
(หน่วย : ล้านบาท)				QoQ	YoY			YoY
รายได้จากการดำเนินงาน	4,243	6,563	6,661	1%	57%	15,067	18,940	26%
ต้นทุนขาย (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	(3,044)	(4,729)	(5,055)	7%	66%	(11,515)	(13,853)	20%
กำไรขั้นต้น	**1,199**	**1,834**	**1,606**	**(12%)**	**34%**	**3,552**	**5,087**	**43%**
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	(168)	(207)	(238)	15%	42%	(512)	(613)	20%
รายได้จากการดำเนินงานอื่น	3	3	3	0%	0%	9	9	0%
EBITDA	**1,034**	**1,630**	**1,371**	**(16%)**	**33%**	**3,049**	**4,483**	**47%**
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	(330)	(445)	(473)	6%	43%	(968)	(1,332)	38%
EBIT	**704**	**1,185**	**898**	**(24%)**	**28%**	**2,081**	**3,150**	**51%**
ต้นทุนทางการเงิน	(75)	(135)	(124)	(8%)	65%	(271)	(378)	39%
รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น	342	75	199	n/a	(42%)	674	338	(50%)
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	144	155	131	(15%)	(9%)	365	438	20%
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	(81)	(112)	(49)	(56%)	(40%)	(191)	(251)	31%
กำไรก่อนผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและรายการพิเศษ	**1,034**	**1,168**	**1,055**	**(10%)**	**2%**	**2,658**	**3,297**	**24%**
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ	(3)	27	(18)	n/a	n/a	(4)	(12)	n/a
สำรองผลเสียหายจากคดีความ	(101)	-	-	n/a	n/a	(101)	-	n/a
กำไรสุทธิ	**930**	**1,195**	**1,037**	**(13%)**	**12%**	**2,553**	**3,285**	**29%**
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(42)	(143)	(138)	(3%)	n/a	(100)	(412)	n/a
กำไรสุทธิส่วนของบริษัทใหญ่	**888**	**1,052**	**899**	**(15%)**	**1%**	**2,453**	**2,873**	**17%**
กำไรต่อหุ้น (บาท/หุ้น)	0.59	0.70	0.60	(14%)	2%	1.64	1.92	17%
จำนวนหุ้นสามัญถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (ล้านหุ้น)	1,498	1,498	1,498	0%	0%	1,498	1,498	0%

สรุปผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทย่อย

บริษัทฯ และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิส่วนของบริษัทใหญ่ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 จำนวน 899 ล้านบาท ปรับตัวลดลงจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 153 ล้านบาท หรือร้อยละ 15 มีสาเหตุหลักมาจากกำไรขั้นต้นที่ลดลงจำนวน 228 ล้านบาท ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

กำไรขั้นต้น

- โรงผลิตสาธารณูปการระยองมีกำไรขั้นต้นลดลงจำนวน 137 ล้านบาท จากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้น ในขณะที่อัตราค่าไฟฟ้า (Ft) ยังคงเดิม
- โรงไฟฟ้า IRPC-CP มีกำไรขั้นต้นลดลงจำนวน 6 ล้านบาท จากราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้น ในขณะที่อัตราค่าไฟฟ้า (Ft) ยังคงเดิม
- โรงไฟฟ้าศรีราชามีกำไรขั้นต้นลดลงจำนวน 64 ล้านบาท จากรายได้ค่าความพร้อมจ่าย (AP) ที่ลดลงจำนวน 43 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราค่าความผันแปรตามฤดูกาล (Weight Factor) ที่ลดลงในช่วงฤดูฝน รวมทั้งค่าบำรุงรักษาตามชั่วโมงการเดินเครื่องมีการปรับตัวเพิ่มขึ้น
- โรงไฟฟ้า ISP1 มีกำไรขั้นต้นลดลง 26 ล้านบาท จากสภาพอากาศในไตรมาส 3 ที่มีความเข้มแสงอาทิตย์ลดลง

และเมื่อเปรียบเทียบกับกำไรสุทธิในไตรมาสที่ 3 ปี 2560 พบว่ากำไรสุทธิส่วนของบริษัทใหญ่ปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 11 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 สาเหตุหลักมาจากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น 407 ล้านบาท หรือร้อยละ 34 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- โรงไฟฟ้า IRPC-CP ระยะที่ 2 และ ISP1 เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในไตรมาสที่ 4 ปี 2560
- บริษัทฯ ไม่มีการรับรู้ค่าใช้จ่ายของรายการพิเศษจากการตั้งสำรองจากการประเมินภาษีเงินได้นิติบุคคลของโรงไฟฟ้าศรีราชาจำนวน 101 ล้านบาท
- และการรับรู้รายได้ชดเชยจากผู้รับเหมาก่อสร้างโรงไฟฟ้า IRPC-CP ระยะที่ 1 คิดตามสัดส่วนการถือหุ้นเป็นจำนวน 66 ล้านบาท ดังเช่นในไตรมาสที่ 3 ปี 2560

- ถึงแม้ว่า ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 นี้ ค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้นจำนวน 143 ล้านบาท จากการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้า IRPC-CP ระยะที่ 2 และ ISP1 ในไตรมาส 4 ปี 2560

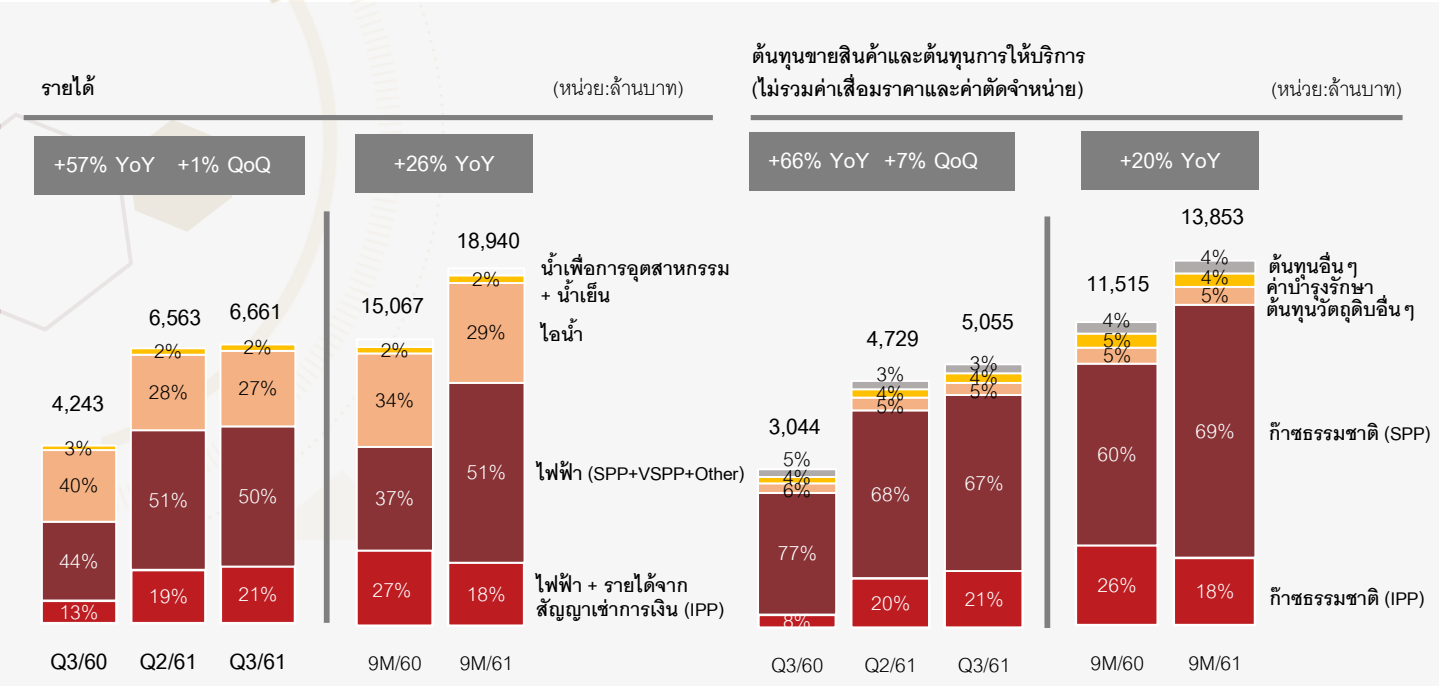
รายได้จากการดำเนินงาน ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 มีจำนวน 6,661 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 98 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 เนื่องจากรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ของโรงไฟฟ้าศรีราชาปรับตัวสูงขึ้นตามปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. และเมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2560 พบว่ารายได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 2,418 ล้านบาท หรือร้อยละ 57 โดยมีสาเหตุหลักมาจากโรงไฟฟ้า IRPC-CP ระยะที่ 2 และ ISP1 เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปลายปี 2560 รวมทั้งราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าไฟฟ้า (Ft) ปรับตัวสูงขึ้น และรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ของโรงไฟฟ้าศรีราชาปรับตัวสูงขึ้นตามปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ.

ในขณะที่เมื่อเปรียบเทียบรายได้งวด 9 เดือน ปี 2561 กับงวด 9 เดือน ปี 2560 พบว่ารายได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 3,873 ล้านบาท หรือร้อยละ 26 สาเหตุหลักมาจากรายได้ของโรงไฟฟ้า IRPC-CP ระยะที่ 2 และ ISP1 ที่เพิ่มขึ้นจากการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในไตรมาส 4 ปี 2560 และรายได้ของโรงผลิตสาธารณูปการระยองปรับตัวเพิ่มขึ้น จากปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากลูกค้ารายหลักหยุดซ่อมบำรุงในงวด 9 เดือนของปีก่อน ประกอบกับราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าไฟฟ้า (Ft) เพิ่มสูงขึ้น

ต้นทุนขายสินค้าและต้นทุนการให้บริการ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)

- **ก๊าซธรรมชาติ** เป็นต้นทุนหลักในการผลิตของบริษัทฯ ซึ่งในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 มีจำนวน 4,456 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 283 ล้านบาท หรือร้อยละ 7 โดยมีสาเหตุหลักมาจากราคาก๊าซธรรมชาติปรับตัวเพิ่มขึ้น ขณะที่ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติสูงขึ้นเล็กน้อยจากโรงไฟฟ้าศรีราชา และเมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2560 พบว่าต้นทุนก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจำนวน 1,875 ล้านบาท หรือร้อยละ 73 จากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าศรีราชา และโรงไฟฟ้า IRPC-CP ที่ดำเนินการผลิตเชิงพาณิชย์เต็มทั้ง 2 ระยะ รวมถึงราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มสูงขึ้น

- **ต้นทุนค่าบำรุงรักษา** ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 มีจำนวน 185 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 15 ล้านบาท หรือร้อยละ 9 เนื่องจากค่าบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าศรีราชา ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อยตามจำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. ขณะที่ต้นทุนค่าบำรุงรักษาในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 เพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 จำนวน 60 ล้านบาท หรือร้อยละ 48 จากค่าบำรุงรักษาตามชั่วโมงการเดินเครื่องที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าศรีราชา



ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารมีจำนวน 238 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 31 ล้านบาท หรือร้อยละ 15 จากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 และเพิ่มขึ้นจำนวน 70 ล้านบาท หรือร้อยละ 42 จากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาธุรกิจเพื่อรองรับการเจริญเติบโตของธุรกิจ

ต้นทุนทางการเงิน

ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 ต้นทุนทางการเงินมีจำนวน 124 ล้านบาท ลดลงจำนวน 11 ล้านบาท หรือร้อยละ 8 จากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 เนื่องจากการทยอยชำระคืนเงินกู้ยืมของบริษัทฯ ตามกำหนดชำระ แต่เพิ่มขึ้นจำนวน 49 ล้านบาท หรือร้อยละ 65 จากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 โดยสาเหตุหลักเกิดจากการรับรู้ต้นทุนการกู้ยืมของโรงไฟฟ้า IRPC-CP และ ISP1 เป็นค่าใช้จ่ายหลังจากการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ในไตรมาสที่ 4 ปี 2560

รายได้และค่าใช้จ่ายอื่น

รายได้และค่าใช้จ่ายอื่นในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 มียอดเป็นรายได้สุทธิจำนวน 199 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 124 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากรายได้เงินปันผลจาก RPCL จำนวน 135 ล้านบาท แต่ลดลงจากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 จำนวน 143 ล้านบาท เนื่องจากในไตรมาสที่ 3 ปี 2560 บริษัทฯ รับรู้รายได้ชดเชยจากผู้รับเหมาก่อสร้างโรงไฟฟ้า IRPC-CP ระยะที่ 1 จำนวน 130 ล้านบาท (คิดตามสัดส่วนการถือหุ้นที่ร้อยละ 51 เป็นจำนวน 66 ล้านบาท) ในขณะที่รายได้เงินปันผลจากบริษัท RPCL ลดลงจำนวน 15 ล้านบาท

กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ

ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 บริษัทฯ ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 18 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 45 ล้านบาท และขาดทุนเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 จำนวน 15 ล้านบาท เนื่องมาจากการป้องกันความเสี่ยงจากการผันผวนของค่าเงินดอลลาร์สหรัฐฯ ที่เป็นต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าและเงินให้กู้ยืมแก่บริษัทในเครือ

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 มีจำนวน 49 ล้านบาท ลดลงจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 63 ล้านบาท หรือร้อยละ 56 ตามผลการดำเนินงานที่ลดลง และลดลงจากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 จำนวน 32 ล้านบาท หรือร้อยละ 40 จากการเริ่มดำเนินการผลิตเชิงพาณิชย์เต็มทั้ง 2 ระยะ ของโรงไฟฟ้า IRPC-CP เมื่อเดือนพฤศจิกายน ปี 2560 จึงได้รับสิทธิประโยชน์จากบัตรส่งเสริมการลงทุน (BOI) ในสัดส่วนที่สูงขึ้น ส่งผลให้อัตราภาษีที่แท้จริงต่ำกว่าในไตรมาสที่ 3 ปี 2560

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	สัดส่วนการถือหุ้น	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)
(หน่วย : ล้านบาท)					QoQ	YoY			YoY
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)									
- บริษัท ไซยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)	25%	(5)	(6)	(6)	0%	(20%)	(15)	(19)	(27%)
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)									
- บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)	25%	24	39	37	(5%)	54%	50	111	n/a
- บริษัท ผลิตไฟฟ้านวนคร จำกัด (NNEG)	30%	33	29	19	(34%)	(42%)	86	84	(2%)
- บริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC)	40%	12	11	14	27%	17%	14	35	n/a
รวมส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก		**69**	**79**	**70**	**(11%)**	**1%**	**150**	**230**	**53%**
ส่วนงานผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)									
- บริษัท ไทยโซล่าร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)	40%	80	82	67	(18%)	(16%)	230	227	(1%)
รวมส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		**144**	**155**	**131**	**(15%)**	**(9%)**	**365**	**438**	**20%**

ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า ลดลงจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 24 ล้านบาท หรือร้อยละ 15 และลดลงจำนวน 13 ล้านบาท หรือร้อยละ 9 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2560 จากสาเหตุดังต่อไปนี้

- ส่วนแบ่งขาดทุนจากเงินลงทุนในบริษัท ไซยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL) ไม่เปลี่ยนแปลงจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 แต่เพิ่มขึ้นจำนวน 1 ล้านบาท จากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 โดยเป็นผลจากค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เปลี่ยนแปลงในระหว่างงวด
- ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC) ลดลงจำนวน 2 ล้านบาท จากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 แต่เพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 จำนวน 13 ล้านบาท ตามปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำที่ผันแปรตามความต้องการของลูกค้าอุตสาหกรรม
- ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัท ผลิตไฟฟ้านวนคร จำกัด (NNEG) ลดลงจำนวน 10 ล้านบาท จากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 และลดลงจำนวน 14 ล้านบาท จากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 โดยเป็นผลมาจากการตัดจำหน่ายค่าใช้จ่ายทางการเงินที่เกิดขึ้นจากการชำระคืนเงินกู้ก่อนกำหนด
- ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC) เพิ่มขึ้นจำนวน 3 ล้านบาท จากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 และเพิ่มขึ้นจำนวน 2 ล้านบาท จากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 โดยเป็นผลจากการปรับประมาณการรับรู้รายได้ดอกเบี้ยรับจากสัญญาเช่าทางการเงินตามมาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 12
- ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัท ไทยโซล่าร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR) ลดลงจำนวน 15 ล้านบาท จากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 โดยเป็นผลมาจากความเข้มแสงอาทิตย์ในไตรมาสที่ 3 น้อยกว่าในไตรมาสที่ 2 และลดลงจำนวน 13 ล้านบาท จากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 เนื่องจากสภาพภูมิอากาศที่มีพายุฝนและเมฆมาก

สรุปผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าศรีราชา : IPP

ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY
รายได้								
รายได้จากการขายไฟฟ้า								
- ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP)	148	166	123	(26%)	(17%)	479	390	(19%)
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP)	251	969	1,101	14%	n/a	3,115	2,590	(17%)
- เงินรับเพื่อนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า	-	4	5	25%	n/a	15	11	(27%)
รวมรายได้จากการขายไฟฟ้า	**399**	**1,139**	**1,229**	**8%**	**n/a**	**3,609**	**2,991**	**(17%)**
รายได้จากสัญญาเช่าการเงิน	147	138	134	(3%)	(9%)	448	413	(8%)
รายได้อื่น	-	4	1	(75%)	n/a	-	6	n/a
รวมรายได้	**546**	**1,281**	**1,364**	**6%**	**n/a**	**4,057**	**3,410**	**(16%)**
ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ								
ต้นทุนวัตถุดิบ								
- ก๊าซธรรมชาติ	251	954	1,091	14%	n/a	3,039	2,560	(16%)
- น้ำ	1	5	5	0%	n/a	21	13	(38%)
- เงินนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า	-	4	5	25%	n/a	15	11	(27%)
- อื่นๆ	12	9	6	(33%)	(50%)	28	27	(4%)
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	**264**	**972**	**1,107**	**14%**	**n/a**	**3,103**	**2,611**	**(16%)**
ค่าบำรุงรักษา	16	65	78	20%	n/a	248	178	(28%)
อื่นๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	51	45	44	(2%)	(14%)	149	133	(11%)
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	**331**	**1,082**	**1,229**	**14%**	**n/a**	**3,500**	**2,922**	**(17%)**
กำไรขั้นต้น	**215**	**199**	**135**	**(32%)**	**(37%)**	**557**	**488**	**(12%)**
อัตรากำไรขั้นต้น	**39%**	**16%**	**10%**	**(6%)**	**(29%)**	**14%**	**14%**	**0%**

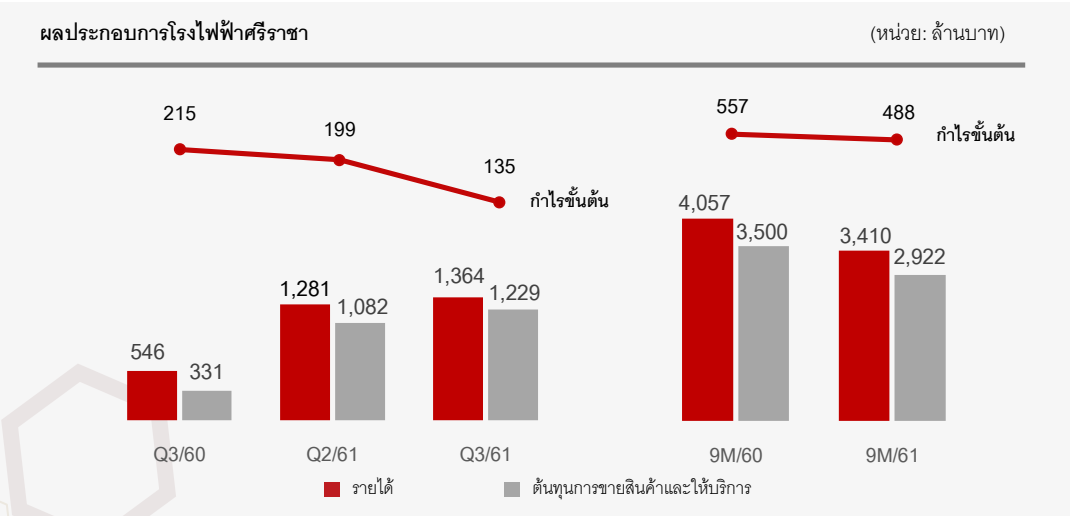
กำไรขั้นต้น

โรงไฟฟ้าศรีราชาเป็นโรงไฟฟ้าประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) โดยกำไรขั้นต้นขึ้นอยู่กับค่าความพร้อมจ่ายในการส่งไฟฟ้าเข้าระบบ (Availability Payment : AP)

กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าศรีราชาในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 มีจำนวน 135 ล้านบาท ลดลงจำนวน 64 ล้านบาท หรือร้อยละ 32 จากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 โดยมีสาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปรับตัวลดลงจำนวน 43 ล้านบาท จากอัตราค่าความผันแปรตามฤดูกาล (Weight Factor) ที่ลดลงในช่วงฤดูฝน รวมทั้งค่าบำรุงรักษาตามชั่วโมงการเดินเครื่องเพิ่มขึ้นจำนวน 13 ล้านบาท ตามปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ. ที่เพิ่มขึ้น

และเมื่อเปรียบเทียบกำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าศรีราชาในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับไตรมาสที่ 3 ปี 2560 พบว่าลดลงจำนวน 80 ล้านบาท หรือร้อยละ 37 สาเหตุหลักมาจากการปรับปรุงรายการลดรายได้ค่าความพร้อมจ่าย (AP) ในปี 2561 ตามมาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 4 เรื่องการประเมินว่าข้อตกลงประกอบด้วยสัญญาเช่าหรือไม่ (TFRIC4) จากการประมาณการรายได้ค่าความพร้อมจ่าย (AP) ต่ำเกินไปในปี 2560 เนื่องจากไม่มีการซ่อมบำรุงใหญ่ตามรอบ (Turnaround) รวมทั้งค่าบำรุงรักษาตามชั่วโมงการเดินเครื่องเพิ่มขึ้นจำนวน 62 ล้านบาท ตามปริมาณการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ.

ในขณะที่กำไรขั้นต้นสำหรับงวด 9 เดือนของปี 2561 เทียบกับงวดเดียวกันของปี 2560 ปรับตัวลดลงจำนวน 69 ล้านบาท หรือร้อยละ 12 สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าความพร้อมจ่าย (AP) ลดลงจำนวน 89 ล้านบาท จากสาเหตุการปรับปรุงรายการรายได้ข้างต้น



รายได้

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 2 ปี 2561 (QoQ)

- รายได้รวมของโรงไฟฟ้าศรีราชาปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 83 ล้านบาท หรือร้อยละ 6 จากรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 132 ล้านบาท หรือร้อยละ 14 ตามปริมาณการส่งไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นจำนวน 42 กิกะวัตต์-ชั่วโมง หรือร้อยละ 10 สอดคล้องกับการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ.
- รายได้จากค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปรับตัวลดลงจำนวน 43 ล้านบาท หรือร้อยละ 26 สาเหตุหลักมาจากค่า Weight Factor ที่ลดลงในช่วงฤดูฝน
- ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยปรับตัวลดลง สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ.

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 3 ปี 2560 (YoY)

- รายได้รวมของโรงไฟฟ้าศรีราชาปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 818 ล้านบาท จากการเพิ่มขึ้นของรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) จำนวน 850 ล้านบาท ตามปริมาณการส่งไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ที่เพิ่มขึ้นจำนวน 460 กิกะวัตต์-ชั่วโมง สอดคล้องกับการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ.
- รายได้จากค่าความพร้อมจ่าย (AP) ลดลงจำนวน 25 ล้านบาท หรือร้อยละ 17 จากการปรับปรุงรายการลดยอดรายได้ค่าความพร้อมจ่าย (AP) เนื่องจากในปี 2560 มีการประมาณการรายได้ต่ำกว่ารายได้ที่เกิดขึ้นจริง เพราะไม่มีการซ่อมบำรุงใหญ่ตามรอบ (Turnaround) ทำให้การปรับปรุงรายการลดยอดต่ำไปด้วย
- ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยปรับตัวลดลง สาเหตุหลักมาจากปริมาณการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ.

เปรียบเทียบ งวด 9 เดือน ปี 2561 กับ งวด 9 เดือน ปี 2560

- รายได้รวมของโรงไฟฟ้าศรีราชาสำหรับงวด 9 เดือน ปี 2561 จำนวน 3,410 ล้านบาท ปรับตัวลดลงจากงวด 9 เดือน ปี 2560 จำนวน 647 ล้านบาท หรือร้อยละ 16 สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ลดลงจำนวน 525 ล้านบาท หรือร้อยละ 17 ตามปริมาณการส่งไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ที่ลดลงจำนวน 443 กิกะวัตต์-ชั่วโมง หรือร้อยละ 29 สอดคล้องกับการเรียกรับไฟฟ้าจาก กฟผ.
- รายได้จากค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปรับตัวลดลงจำนวน 89 ล้านบาท หรือร้อยละ 19 จากการปรับปรุงรายการลดยอดค่าความพร้อมจ่าย (AP) เนื่องจากในปี 2560 มีการประมาณการรายได้ต่ำกว่ารายได้ที่เกิดขึ้นจริง เพราะไม่มีการซ่อมบำรุงใหญ่ตามรอบ (Turnaround) ทำให้การปรับปรุงรายการลดยอดต่ำไปด้วย
- ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยคงที่

โรงไฟฟ้าศรีราชา: IPP	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				QoQ	YoY			YoY
Key revenue drivers								
อัตราค่าความพร้อมจ่าย (%)	100%	100%	100%	0%	0%	99%	100%	1%
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)	9	427	469	10%	n/a	1,519	1,076	(29%)
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	44.33	2.66	2.62	(2%)	(94%)	2.38	2.38	0%
Key cost drivers								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ ('000 MMBTU)	68	3,336	3,667	10%	n/a	11,543	8,423	(27%)
ราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติ (บาท/MMBTU)	n/a	286	297	4%	n/a	263	304	16%

ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 2 ปี 2561 (QoQ)

- ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการเพิ่มขึ้นจำนวน 147 ล้านบาท หรือร้อยละ 14 จากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนก๊าซธรรมชาติจำนวน 137 ล้านบาท หรือร้อยละ 14 สอดคล้องกับปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการผลิตไฟฟ้า รวมทั้งราคาก๊าซธรรมชาติมีการปรับตัวสูงขึ้น นอกจากนี้ ค่าบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นจำนวน 13 ล้านบาท หรือร้อยละ 20 ตามการเพิ่มขึ้นของปริมาณการผลิตไฟฟ้าเช่นเดียวกัน

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 3 ปี 2560 (YoY)

- ต้นทุนการขายสินค้าและการให้บริการเพิ่มขึ้นจำนวน 898 ล้านบาท จากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนก๊าซธรรมชาติจำนวน 840 ล้านบาท สอดคล้องกับปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการผลิตไฟฟ้า รวมทั้งราคาก๊าซธรรมชาติมีการปรับตัวสูงขึ้น และค่าบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นจำนวน 62 ล้านบาท ตามการเพิ่มขึ้นของปริมาณการผลิตไฟฟ้าเช่นเดียวกัน

เปรียบเทียบ งวด 9 เดือน ปี 2561 กับ งวด 9 เดือน ปี 2560

- ต้นทุนการขายสินค้าและการให้บริการลดลงจำนวน 578 ล้านบาท หรือร้อยละ 17 จากการลดลงของต้นทุนก๊าซธรรมชาติจำนวน 479 ล้านบาท หรือร้อยละ 16 สอดคล้องกับปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ลดลงตามปริมาณการผลิตไฟฟ้า และค่าบำรุงรักษาลดลงจำนวน 70 ล้านบาท หรือร้อยละ 28 ตามการลดลงของปริมาณการผลิตไฟฟ้าเช่นเดียวกัน

โรงผลิตสาธารณูปการระยอง : SPP

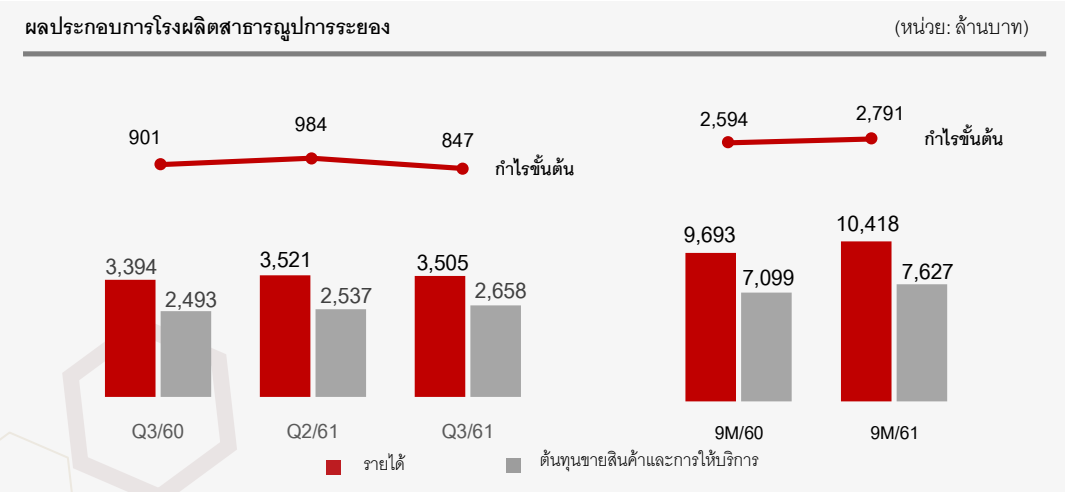
ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY
รายได้								
รายได้จากการขายไฟฟ้า	1,815	1,882	1,873	(0%)	3%	5,126	5,564	9%
รายได้จากการขายไอน้ำ	1,517	1,563	1,558	(0%)	3%	4,375	4,630	6%
รายได้จากการขายน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม	62	76	74	(3%)	19%	192	224	17%
รวมรายได้	**3,394**	**3,521**	**3,505**	**(0%)**	**3%**	**9,693**	**10,418**	**7%**
ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ								
ต้นทุนวัตถุดิบ								
- ก๊าซธรรมชาติ	2,165	2,237	2,335	4%	8%	6,139	6,695	9%
- ไอน้ำ	66	79	63	(20%)	(5%)	234	226	(3%)
- น้ำ	42	43	43	0%	2%	121	128	6%
- อื่นๆ	41	37	57	54%	39%	123	133	8%
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	**2,314**	**2,396**	**2,498**	**4%**	**8%**	**6,617**	**7,182**	**9%**
ค่าบำรุงรักษา	94	62	74	19%	(21%)	239	202	(15%)
อื่นๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	85	79	86	9%	1%	243	243	0%
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	**2,493**	**2,537**	**2,658**	**5%**	**7%**	**7,099**	**7,627**	**7%**
กำไรขั้นต้น	**901**	**984**	**847**	**(14%)**	**(6%)**	**2,594**	**2,791**	**8%**
อัตรากำไรขั้นต้น	**27%**	**28%**	**24%**	**(4%)**	**(3%)**	**27%**	**27%**	**0%**

กำไรขั้นต้น

กำไรขั้นต้นของโรงผลิตสาธารณูปการระยอง ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 จำนวน 847 ล้านบาท ลดลงจำนวน 137 ล้านบาท หรือร้อยละ 14 จากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จากปริมาณขายไฟฟ้าและไอน้ำที่ลดลง สาเหตุหลักมาจากการหยุดซ่อมบำรุงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และลูกค้ารายใหญ่หยุดซ่อมบำรุง ในขณะที่ราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มสูงขึ้น แต่อัตราค่าไฟฟ้า (Ft) ยังคงเดิม ซึ่งส่งผลกระทบต่ออัตรากำไรขั้นต้น ประกอบกับต้นทุนค่าไฟฟ้าของบริษัทฯ เพิ่มขึ้น จากการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อใช้สำรองในช่วงหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ประจำปีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซจำนวน 1 หน่วย เป็นระยะเวลา 15 วัน

เมื่อเปรียบเทียบกำไรขั้นต้นในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับไตรมาสที่ 3 ปี 2560 พบว่าลดลงจำนวน 54 ล้านบาท หรือร้อยละ 6 ตามปริมาณการขายไอน้ำที่ลดลง เนื่องจากความต้องการของลูกค้าบางรายที่ลดลง ประกอบกับราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มสูงขึ้นในสัดส่วนที่สูงกว่าอัตราค่าไฟฟ้า (Ft) ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ซึ่งส่งผลกระทบต่ออัตรากำไรขั้นต้น ประกอบกับต้นทุนค่าไฟฟ้าของบริษัทฯ เพิ่มขึ้น จากการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อใช้สำรองในช่วงหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ประจำปีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซจำนวน 1 หน่วย เป็นระยะเวลา 15 วัน

ในขณะที่กำไรขั้นต้นสำหรับงวด 9 เดือน ปี 2561 เทียบกับงวด 9 เดือน ปี 2560 เพิ่มขึ้นจำนวน 197 ล้านบาท หรือร้อยละ 8 จากปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำที่เพิ่มขึ้น สาเหตุหลักมาจากลูกค้าปัจจุบันมีการขยายกำลังการผลิต ในขณะที่ลูกค้าบางรายหยุดซ่อมบำรุงในงวด 9 เดือน ปี 2560 ประกอบกับอัตราค่าไฟฟ้า (Ft) ปรับตัวเพิ่มขึ้นในงวด 9 เดือน ปี 2561



รายได้

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 2 ปี 2561 (QoQ)

- ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 รายได้ของโรงผลิตสาธารณูปการระยองมีจำนวน 3,505 ล้านบาท ปรับตัวลดลงจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 16 ล้านบาท โดยมีผลมาจากรายได้จากการขายไฟฟ้าลดลงจำนวน 9 ล้านบาท จากปริมาณการขายไฟฟ้าที่ลดลงจำนวน 5 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากการหยุดซ่อมบำรุงเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ อีกทั้งรายได้จากการขายไอน้ำลดลงจำนวน 5 ล้านบาท ตามปริมาณขายที่ลดลงจำนวน 65 พันตัน เนื่องจากลูกค้ารายใหญ่หยุดซ่อมบำรุง ถึงแม้ปัจจัยทางด้านราคาขายจะปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติ

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 3 ปี 2560 (YoY)

- รายได้ของโรงผลิตสาธารณูปการระยองในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 111 ล้านบาท หรือร้อยละ 3 จากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจำนวน 58 ล้านบาท จากปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจำนวน 2 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากลูกค้ารายปัจจุบันขยายกำลังการผลิต ประกอบกับอัตราค่าไฟฟ้า (Ft) ปรับตัวเพิ่มขึ้น อีกทั้งรายได้จากการขายไอน้ำเพิ่มขึ้นจำนวน 41 ล้านบาท จากปัจจัยทางด้านราคาขายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น 65 บาทต่อตัน ตามราคาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้น

เปรียบเทียบ งวด 9 เดือน ปี 2561 กับ งวด 9 เดือน ปี 2560

- รายได้ของโรงผลิตสาธารณูปการระยองสำหรับงวด 9 เดือนของปี 2561 มีจำนวน 10,418 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากงวด 9 เดือน ของปี 2560 จำนวน 725 ล้านบาท หรือร้อยละ 7 สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจำนวน 438 ล้านบาท จากปริมาณการขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจำนวน 70 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เนื่องจากลูกค้าปัจจุบันขยายกำลังการผลิต ประกอบกับอัตราค่าไฟฟ้า (Ft) ปรับตัวเพิ่มขึ้น อีกทั้งรายได้จากการขายไอน้ำเพิ่มขึ้นจำนวน 255 ล้านบาท ตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจำนวน 192 พันตัน เนื่องจากลูกค้ารายใหญ่หยุดซ่อมบำรุงในช่วง 9 เดือน ปี 2560 ประกอบกับปัจจัยทางด้านราคาขายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติ

โรงผลิตสาธารณูปการระยอง: SPP	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY
Key revenue drivers								
•ไฟฟ้า								
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)	622	629	624	(1%)	0%	1,796	1,866	4%
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	2.92	2.99	3.00	0%	3%	2.85	2.98	5%
•ไอน้ำ								
ปริมาณการขายไอน้ำ (พันตัน)	1,436	1,456	1,391	(4%)	(3%)	4,111	4,303	5%
ราคาขายไอน้ำเฉลี่ย (บาท/ตัน)	1,056	1,073	1,121	4%	6%	1,064	1,076	1%
Key cost drivers								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ ('000 MMBTU)	8,488	8,546	8,394	(2%)	(1%)	24,446	25,342	4%
ราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติ (บาท/MMBTU)	255	262	278	6%	9%	251	264	5%

ต้นทุนขายสินค้าและต้นทุนการให้บริการ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 2 ปี 2561 (QoQ)

- ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการเพิ่มขึ้นจำนวน 121 ล้านบาท หรือร้อยละ 5 สาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนก๊าซธรรมชาติจำนวน 98 ล้านบาท หรือร้อยละ 4 เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติปรับตัวสูงขึ้น และต้นทุนอื่นๆ เพิ่มขึ้นจำนวน 20 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพิ่มขึ้น เพื่อใช้สำรองในช่วงหยุดซ่อมบำรุง

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 3 ปี 2560 (YoY)

- เมื่อเปรียบเทียบต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับไตรมาสที่ 3 ปี 2560 พบว่าต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 165 ล้านบาท หรือร้อยละ 7 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติจำนวน 170 ล้านบาท หรือร้อยละ 8 ตามราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้น และต้นทุนอื่นๆ เพิ่มขึ้นจำนวน 16 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพิ่มขึ้น เพื่อใช้สำรองในช่วงหยุดซ่อมบำรุง

เปรียบเทียบ งวด 9 เดือน ปี 2561 กับ งวด 9 เดือน ปี 2560

- ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการของโรงผลิตสาธารณูปการระยอง สำหรับงวด 9 เดือนของปี 2561 จำนวน 7,627 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้น 528 ล้านบาท หรือร้อยละ 7 จากงวด 9 เดือนของปี 2560 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติจำนวน 556 ล้านบาท หรือร้อยละ 9 จากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณการขายไฟฟ้าและไอน้ำที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งราคาก๊าซธรรมชาติปรับตัวสูงขึ้น

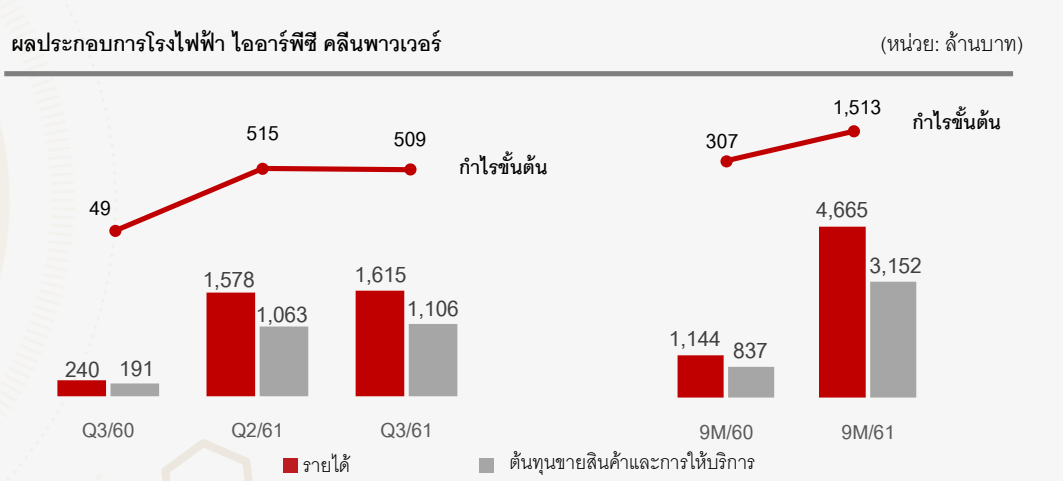
โรงไฟฟ้าไออาร์พีซี คลีน พาวเวอร์ (IRPC-CP) : SPP

ผลประกอบการ	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)
(หน่วย : ล้านบาท)				QoQ	YoY			YoY
รายได้								
รายได้จากการขายไฟฟ้า	56	1,335	1,373	3%	n/a	447	3,907	n/a
รายได้จากการขายไอน้ำ	184	243	242	(0%)	32%	697	758	9%
รวมรายได้	**240**	**1,578**	**1,615**	**2%**	**n/a**	**1,144**	**4,665**	**n/a**
ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ								
ต้นทุนวัตถุดิบ								
- ก๊าซธรรมชาติ	165	982	1,030	5%	n/a	754	2,921	n/a
- น้ำ	4	11	10	(9%)	n/a	14	32	n/a
- อื่นๆ	2	12	12	0%	n/a	15	37	n/a
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	**171**	**1,005**	**1,052**	**5%**	**n/a**	**783**	**2,990**	**n/a**
ค่าบำรุงรักษา	14	36	26	(28%)	86%	38	89	n/a
อื่นๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	6	22	28	27%	n/a	16	73	n/a
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	**191**	**1,063**	**1,106**	**4%**	**n/a**	**837**	**3,152**	**n/a**
กำไรขั้นต้น	**49**	**515**	**509**	**(1%)**	**n/a**	**307**	**1,513**	**n/a**
อัตรากำไรขั้นต้น	**20%**	**33%**	**32%**	**(1%)**	**12%**	**27%**	**32%**	**5%**

กำไรขั้นต้น

กำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้า IRPC-CP ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 จำนวน 509 ล้านบาท ลดลงจำนวน 6 ล้านบาท หรือร้อยละ 1 เมื่อเทียบกับไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จากราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้น ในขณะที่อัตราค่าไฟฟ้า (Ft) ยังคงเดิม

เมื่อเปรียบเทียบกำไรขั้นต้นในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับไตรมาสที่ 3 ปี 2560 พบว่าปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 460 ล้านบาท และเมื่อเปรียบเทียบกำไรขั้นต้นสำหรับงวด 9 เดือน ปี 2561 กับงวด 9 เดือน ของปี 2560 พบว่าเพิ่มขึ้นจำนวน 1,206 ล้านบาท จากการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มทั้ง 2 ระยะ ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2560 ส่งผลให้ปริมาณการขายไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้น



รายได้

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 2 ปี 2561 (QoQ)

- รายได้รวมในไตรมาสที่ 2 ปี 2561 มีจำนวน 1,615 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 37 ล้านบาท หรือร้อยละ 2 สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจำนวน 38 ล้านบาท จากปัจจัยทางด้านราคาขายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้น

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 3 ปี 2560 (YoY)

- รายได้รวมในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 เพิ่มขึ้นจำนวน 1,375 ล้านบาท เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2560 สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจำนวน 1,317 ล้านบาท จากการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มทั้ง 2 ระยะ ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2560 ส่งผลให้ปริมาณการขายไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้น รวมทั้งปัจจัยทางด้านราคาขายที่ปรับตัวดีขึ้นจากอัตราค่าไฟฟ้า (Ft) ที่ปรับตัวสูงขึ้น

เปรียบเทียบ งวด 9 เดือน ปี 2561 กับ งวด 9 เดือน ปี 2560

- รายได้สำหรับงวด 9 เดือนของปี 2561 จำนวน 4,665 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากงวด 9 เดือนของปี 2560 จำนวน 3,521 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจำนวน 3,460 ล้านบาท จากการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มทั้ง 2 ระยะ ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2560 ส่งผลให้ปริมาณการขายไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้น รวมทั้งปัจจัยทางด้านราคาขายที่ปรับตัวดีขึ้นจากอัตราค่าไฟฟ้า (Ft) ที่ปรับตัวสูงขึ้น

IRPC-CP : SPP	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)
				QoQ	YoY			YoY
Key revenue drivers								
• ไฟฟ้า								
ปริมาณการขายไฟฟ้า (GWh)	19	443	443	0%	n/a	157	1,296	n/a
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	2.94	3.01	3.10	3%	5%	2.85	3.02	6%
• ไอน้ำ								
ปริมาณการขายไอน้ำ (พันตัน)	161	203	194	(4%)	20%	602	633	5%
ราคาขายไอน้ำเฉลี่ย (บาท/ตัน)	1,148	1,197	1,247	4%	9%	1,161	1,197	3%
Key cost drivers								
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ ('000 MMBTU)	657	3,885	3,874	(0%)	n/a	2,955	11,535	n/a
ราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติ (บาท/MMBTU)	250	253	266	5%	6%	255	253	(1%)

ต้นทุนขายสินค้าและต้นทุนการให้บริการ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 2 ปี 2561 (QoQ)

- ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 43 ล้านบาท หรือร้อยละ 4 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของต้นทุนก๊าซธรรมชาติจำนวน 48 ล้านบาท หรือร้อยละ 5 ตามราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 3 ปี 2560 (YoY)

- ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 จำนวน 915 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นจำนวน 865 ล้านบาท จากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้นสอดคล้องกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นหลังจากเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มทั้ง 2 ระยะ ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2560

เปรียบเทียบ งวด 9 เดือน ปี 2561 กับ งวด 9 เดือน ปี 2560

- ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการสำหรับงวด 9 เดือนของปี 2561 มีจำนวน 3,152 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากงวด 9 เดือนของปี 2560 จำนวน 2,315 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักมาจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นจำนวน 2,167 ล้านบาท ตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ปรับตัวสูงขึ้นจากการเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มทั้ง 2 ระยะ ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2560

บริษัท ผลิตไฟฟ้าและพลังงานร่วม จำกัด (CHPP) : VSPP

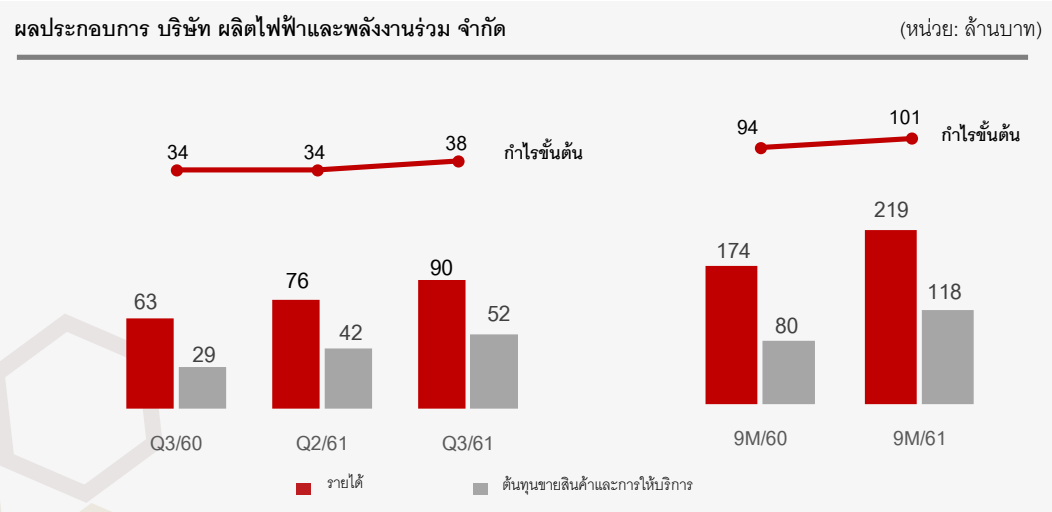
ผลประกอบการ	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)
(หน่วย : ล้านบาท)				QoQ	YoY			YoY
รายได้								
รายได้จากการขายน้ำเย็น	49	43	53	23%	8%	139	138	(1%)
รายได้จากการขายไฟฟ้า	14	10	11	10%	(21%)	35	32	(9%)
รายได้จากการให้บริการติดตั้งแผงโซล่า	-	23	26	13%	n/a	-	49	n/a
รวมรายได้	**63**	**76**	**90**	**18%**	**43%**	**174**	**219**	**26%**
ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ								
ต้นทุนวัตถุดิบ								
- ค่าไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ	21	16	23	44%	10%	56	55	(2%)
- อื่นๆ	1	19	21	11%	n/a	3	41	n/a
รวมต้นทุนวัตถุดิบ	**22**	**35**	**44**	**26%**	**100%**	**59**	**96**	**63%**
ค่าบำรุงรักษา	1	1	1	0%	0%	3	3	0%
อื่นๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)	6	6	7	17%	17%	18	19	6%
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	**29**	**42**	**52**	**24%**	**79%**	**80**	**118**	**48%**
กำไรขั้นต้น	**34**	**34**	**38**	**12%**	**12%**	**94**	**101**	**7%**
อัตรากำไรขั้นต้น	**54%**	**45%**	**42%**	**(3%)**	**(12%)**	**54%**	**46%**	**(8%)**

กำไรขั้นต้น

กำไรขั้นต้นในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 ของ CHPP มีจำนวน 38 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 และไตรมาสที่ 3 ปี 2560 ในจำนวนที่เท่ากัน เป็นจำนวน 4 ล้านบาท หรือร้อยละ 12 จากปริมาณการขายน้ำเย็นที่เพิ่มขึ้นจากการจัดนิทรรศการที่ศูนย์ราชการแจ้งวัฒนะ และการให้บริการรับเหมาติดตั้งแผงโซล่าเซลล์บนหลังคาสถานีบริการน้ำมันเพิ่มขึ้น

ในขณะที่กำไรขั้นต้นสำหรับงวด 9 เดือน ปี 2561 มีจำนวน 101 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 7 ล้านบาท หรือร้อยละ 7 เมื่อเทียบกับงวด 9 เดือน ปี 2560 สาเหตุหลักมาจากกำไรจากการให้บริการรับเหมาติดตั้งแผงโซล่าเซลล์

CHPP: VSPP	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-)		9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปล+/(-)
				QoQ	YoY			YoY
ปริมาณขายน้ำเย็น (พันตันความเย็น)	7,271	6,283	7,848	25%	8%	20,377	20,325	(0%)
ราคาขายน้ำเย็นเฉลี่ย (บาท/ตันความเย็น)	6.74	6.84	6.75	(1%)	0%	6.79	6.79	0%
ปริมาณขายไฟฟ้า (GWh)	2.9	1.7	2.0	18%	(31%)	6.6	5.6	(15%)
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	5.66	5.66	5.66	0%	0%	5.66	5.66	0%



<u>รายได้ ต้นทุนขายสินค้าและต้นทุนการให้บริการ</u>

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 2 ปี 2561 (QoQ)

- รายได้ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 จำนวน 90 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 14 ล้านบาท หรือร้อยละ 18 จากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จากปริมาณการขายน้ำเย็นที่เพิ่มขึ้น และการให้บริการรับเหมาติดตั้งแผงโซล่าเซลล์บนหลังคาสถานีบริการน้ำมันเพิ่มขึ้น
- ต้นทุนขายสินค้าและต้นทุนการให้บริการปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 10 ล้านบาท หรือร้อยละ 24 สอดคล้องกับปริมาณการขายน้ำเย็นที่เพิ่มขึ้น และค่าใช้จ่ายในการให้บริการรับเหมาติดตั้งแผงโซล่าเซลล์บนหลังคาสถานีบริการน้ำมันที่เพิ่มขึ้น

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 3 ปี 2560 (YoY)

- รายได้ในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 27 ล้านบาท หรือร้อยละ 43 จากไตรมาสที่ 3 ปี 2560 จากปริมาณการขายน้ำเย็นที่เพิ่มขึ้น และการให้บริการรับเหมาติดตั้งแผงโซล่าเซลล์บนหลังคาสถานีบริการน้ำมันเพิ่มขึ้น
- ต้นทุนขายสินค้าและต้นทุนการให้บริการปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 23 ล้านบาท หรือร้อยละ 79 สอดคล้องกับปริมาณการขายน้ำเย็นที่เพิ่มขึ้น และค่าใช้จ่ายในการให้บริการรับเหมาติดตั้งแผงโซล่าเซลล์บนหลังคาสถานีบริการน้ำมันที่เพิ่มขึ้น

เปรียบเทียบ งวด 9 เดือน ปี 2561 กับ งวด 9 เดือน ปี 2560

- รายได้สำหรับงวด 9 เดือน ของปี 2561 จำนวน 219 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 45 ล้านบาท หรือร้อยละ 26 จากงวด 9 เดือน ของปี 2560 สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการให้บริการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์บนหลังคาสถานีบริการน้ำมันเพิ่มขึ้น
- ต้นทุนขายสินค้าและต้นทุนการให้บริการปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 38 ล้านบาท หรือร้อยละ 48 สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการให้บริการรับเหมาติดตั้งแผงโซล่าเซลล์บนหลังคาสถานีบริการน้ำมันเพิ่มขึ้น

โรงไฟฟ้าอิจิโนเซกิ โซล่า พาวเวอร์ 1 จีเค (ISP1) : Others

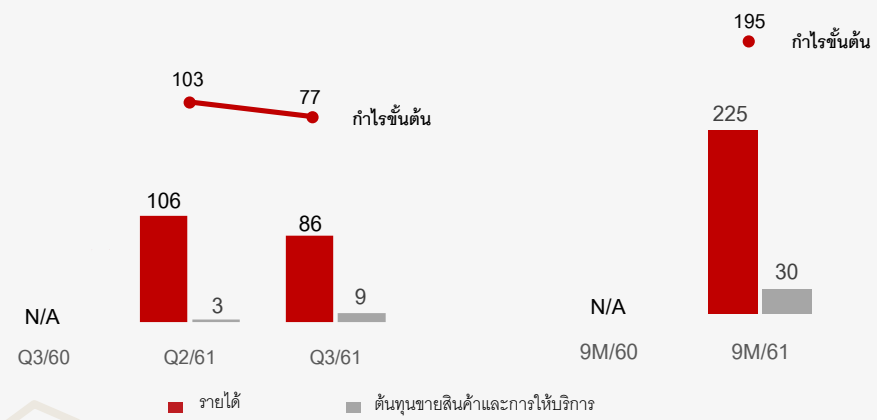
ผลประกอบการ (หน่วย : ล้านบาท)	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY
รายได้								
รายได้จากการขายไฟฟ้า	-	106	86	(19%)	n/a	-	225	n/a
รวมรายได้	-	106	86	(19%)	n/a	-	225	n/a
ต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ								
ค่าบำรุงรักษา	-	3	9	n/a	n/a	-	30	n/a
อื่นๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย)								
รวมต้นทุนขายสินค้าและการให้บริการ	-	3	9	n/a	n/a	-	30	n/a
กำไรขั้นต้น	-	103	77	(25%)	n/a	-	195	n/a
อัตรากำไรขั้นต้น	-	97%	90%	(7%)	n/a	-	87%	n/a

กำไรขั้นต้น

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ISP1 ในประเทศญี่ปุ่น เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2560 จึงเริ่มรับรู้รายได้ครั้งแรกในไตรมาสที่ 4 ปี 2560 เป็นต้นมา โดยกำไรขั้นต้นในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 มีจำนวน 77 ล้านบาท ปรับตัวลดลงจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 26 ล้านบาท หรือร้อยละ 25 เป็นผลมาจากสภาพภูมิอากาศของประเทศญี่ปุ่นในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 ที่มีพายุฝนและเมฆมาก ทำให้ความเข้มแสงอาทิตย์ลดลง ในขณะที่ต้นทุนขายสินค้าและบริการเพิ่มขึ้นจากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 จำนวน 6 ล้านบาท จากการปรับปรุงรายการค่าเช่าที่ดินจ่ายล่วงหน้าในไตรมาสที่ 2 ปี 2561

ISP1: Others	Q3/60	Q2/61	Q3/61	เปลี่ยนแปลง +/(-) QoQ	เปลี่ยนแปลง +/(-) YoY	9M/60	9M/61	เปลี่ยนแปล+/(-) YoY
ปริมาณขายไฟฟ้า (GWh)	-	9	7	(22%)	n/a	-	19	n/a
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/kWh)	-	11.78	11.85	0.6%	n/a	-	11.82	n/a

ผลประกอบการโรงไฟฟ้าอิจิโนเซกิ โซล่า พาวเวอร์ 1 จีเค (ISP1) (หน่วย: ล้านบาท)



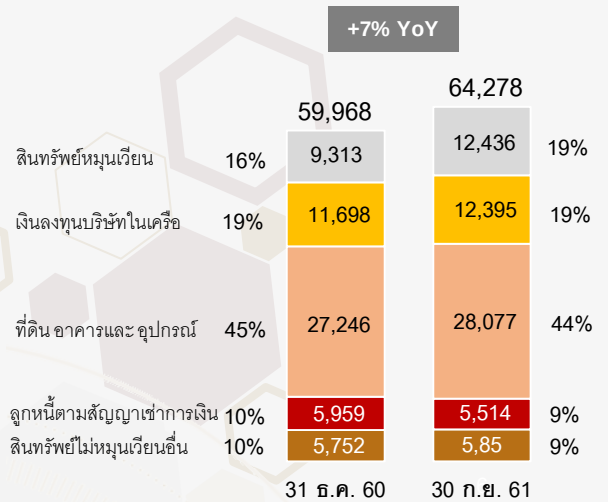
<u>รายได้ ต้นทุนขายสินค้าและต้นทุนการให้บริการ</u>

เปรียบเทียบ ไตรมาสที่ 3 ปี 2561 กับ ไตรมาสที่ 2 ปี 2561 (QoQ)

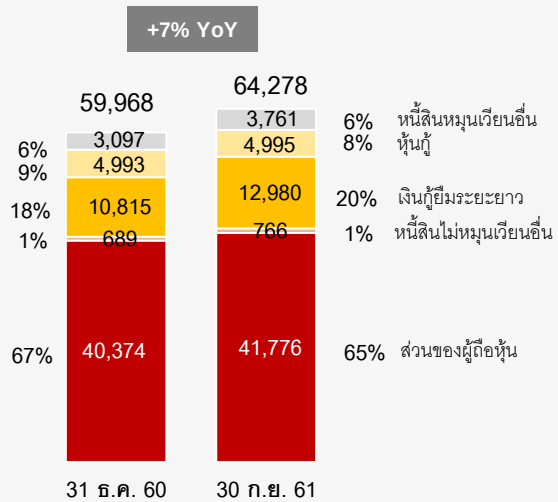
- รายได้จากการขายไฟฟ้าในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 มีจำนวน 86 ล้านบาท ปรับตัวลดลงจำนวน 20 ล้านบาท หรือร้อยละ 19 จากไตรมาสที่ 2 ปี 2561 เนื่องจากสภาพภูมิอากาศที่มีพายุฝนและเมฆมากของประเทศญี่ปุ่นในไตรมาสที่ 3 ปี 2561 ทำให้ความเข้มแสงอาทิตย์ลดลง
- ต้นทุนขายสินค้าและต้นทุนการให้บริการปรับตัวเพิ่มขึ้นจำนวน 6 ล้านบาท จากการปรับปรุงรายการค่าเช่าที่ดินจ่ายล่วงหน้าในไตรมาสที่ 2 ปี 2561

การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของบริษัทฯ และบริษัทย่อย

สินทรัพย์รวม (หน่วย: ล้านบาท)



หนี้สินรวมและส่วนของผู้ถือหุ้น (หน่วย: ล้านบาท)



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมมูลค่า 64,278 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 4,310 ล้านบาท หรือร้อยละ 7 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของสินทรัพย์หมุนเวียน เงินลงทุนบริษัทในเครือจากการเรียกชำระเงินเพิ่มทุนของบริษัทในเครือ การเพิ่มขึ้นของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยรายละเอียดของการเพิ่มขึ้นที่มีสาระสำคัญมีดังนี้

สินทรัพย์หมุนเวียน เพิ่มขึ้นจำนวน 3,123 ล้านบาท หรือร้อยละ 34 โดยมีสาเหตุมาจาก

- ลูกหนี้การค้าเพิ่มขึ้นจำนวน 1,205 ล้านบาท หรือร้อยละ 33 เนื่องจาก ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 มียอดลูกหนี้คงค้าง 2 เดือน เนื่องจากกำหนดชำระเงินของเดือนกันยายน 2561 ตรงกับวันหยุด จึงเลื่อนกำหนดชำระเงินเป็นช่วงต้นเดือนพฤศจิกายน 2561
- เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมเงินลงทุนชั่วคราว เพิ่มขึ้นจำนวน 1,786 ล้านบาท หรือร้อยละ 42 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการเบิกเงินกู้ (สุทธิจากการจ่ายชำระเงินกู้) เพิ่มขึ้น จำนวน 2,156 ล้านบาท

ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ เพิ่มขึ้นจำนวน 831 ล้านบาท หรือร้อยละ 3 โดยมีสาเหตุหลักมาจากค่าซื้อที่ดินและงานระหว่างก่อสร้างของโรงผลิตสาธารณูปการระยองแห่งที่ 4

ลูกหนี้ตามสัญญาเช่าทางการเงิน - สุทธิ ลดลง 445 ล้านบาท หรือร้อยละ 7 จากการทยอยรับเงินจาก กฟผ. ผ่านการรับรู้รายได้ตามการตีความมาตรฐานการรายงานทางการเงินฉบับที่ 4 เรื่องการประเมินว่าข้อตกลงประกอบด้วยสัญญาเช่าหรือไม่ (TFRIC4)

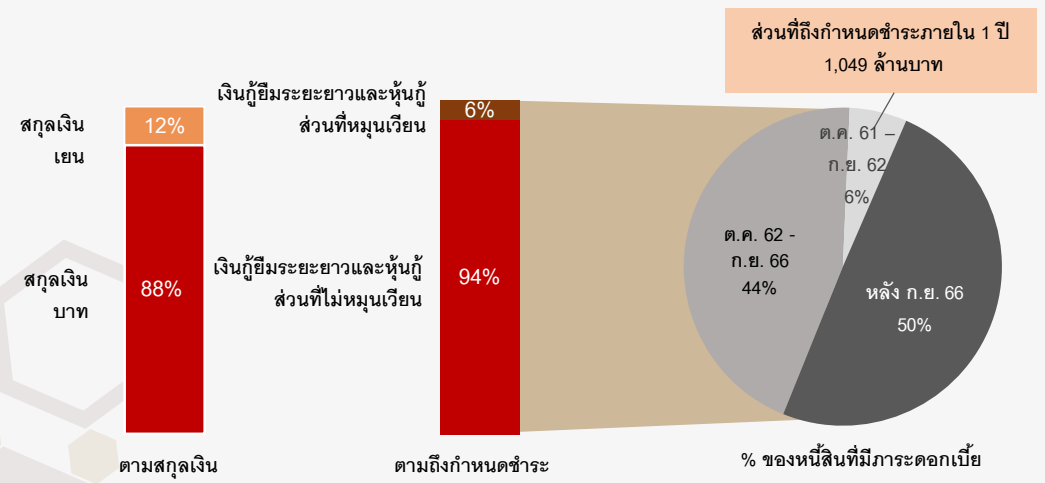
เงินลงทุนในบริษัทในเครือ เพิ่มขึ้นจำนวน 699 ล้านบาท หรือร้อยละ 6 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 โดยมีรายละเอียดดังนี้

เงินลงทุน	ลงทุนใน 9M/61	ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน)	ปรับลดเงินลงทุนจากเงินปันผลรับ	ผลต่างจากการแปลงค่างบการเงิน	เพิ่มขึ้น (ลดลง)
(หน่วย : ล้านบาท)					
- บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (BIC)	-	111	(81)	-	30
- บริษัท ไซยะบุรีพาวเวอร์ จำกัด (XPCL)	666	(19)	-	-	647
รวมเงินลงทุนในบริษัทร่วม	**666**	**92**	**(81)**	**-**	**677**
เงินลงทุนในการร่วมค้า					
- บริษัท ไทยโซล่าร์ รีนิวเอเบิล จำกัด (TSR)	-	227	(293)	-	(66)
- บริษัท ผลิตไฟฟ้า นวนคร จำกัด (NNEG)	7	84	(108)	-	(17)
- บริษัท ไฟฟ้า น้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC)	70	35	-	-	105
รวมเงินลงทุนในการร่วมค้า	**77**	**346**	**(401)**	**-**	**22**
รวม	**743**	**438**	**(482)**	**-**	**699**

หนี้สิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 หนี้สินรวมของบริษัทฯ และบริษัทย่อย มีมูลค่า 22,502 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 2,908 ล้านบาท หรือร้อยละ 15 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

- **เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน** เพิ่มขึ้นจำนวน 2,165 ล้านบาท หรือร้อยละ 20 จากการเบิกเงินกู้จากสัญญาเดิมของ IRPC-CP และ ISP1 จำนวน 866 ล้านบาท และบริษัทฯ ได้ลงนามสัญญาเงินกู้เพิ่มเติมวงเงิน 2,000 ล้านบาท เพื่อใช้ในการขยายธุรกิจ โดยได้เบิกเงินกู้เต็มจำนวนแล้ว อย่างไรก็ตาม IRPC-CP ISP1 และ CHPP ได้มีการจ่ายชำระคืนเงินต้นจำนวน 670 ล้านบาท
- **หนี้สินหมุนเวียนอื่น** เพิ่มขึ้นจำนวน 664 ล้านบาท หรือร้อยละ 21 โดยมีสาเหตุหลักมาจากเจ้าหนี้งานก่อสร้างโรงผลิตสาธารณูปการระยองแห่งที่ 4



- **รายละเอียดของหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย**
  - ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีเงินกู้ยืมในสกุลบาทและสกุลเยน
  - หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยทั้งจำนวนเป็นเงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้โดยเป็นส่วนที่หมุนเวียนจำนวน 1,049 ล้านบาท หรือร้อยละ 6 ของยอดหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยทั้งหมด และหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยส่วนที่ไม่หมุนเวียนมีจำนวน 16,925 ล้านบาท หรือร้อยละ 94

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ และบริษัทย่อย ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 มีจำนวน 41,776 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 1,402 ล้านบาท หรือร้อยละ 3 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 โดยเป็นผลมาจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสะสมที่ยังไม่ได้จัดสรร และของส่วนของผู้ถือหุ้นไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 2,873 ล้านบาท และ 412 ล้านบาท ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม บริษัทมีการจ่ายเงินปันผลให้กับผู้ถือหุ้นจำนวน 1,873 ล้านบาท ในช่วง 9 เดือนของปี 2561

การวิเคราะห์กระแสเงินสด

สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นจากสิ้นปี 2560 จำนวน 1,786 ล้านบาท หรือร้อยละ 42 โดยสาเหตุหลักมาจากการเพิ่มขึ้นของเงินสดรับจากกิจกรรมดำเนินงาน

กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน

สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีกระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 4,339 ล้านบาท โดยคิดเป็นกระแสเงินสดได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานในระหว่างงวดจำนวน 4,685 ล้านบาท และจ่ายชำระภาษีเงินได้เป็นจำนวน 346 ล้านบาท

กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน

สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุนจำนวน 2,520 ล้านบาท จากการที่บริษัทฯ และบริษัทย่อย มีการชำระค่าที่ดินและก่อสร้างเพิ่มเติมจำนวน 2,269 ล้านบาท จ่ายเงินลงทุนจากการเรียกค่าหุ้นเพิ่มในบริษัทร่วม การร่วมค้าและเงินลงทุนระยะยาวอื่น เป็นจำนวน 743 ล้านบาท ให้กู้ยืมเงินแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกันจำนวน 94 ล้านบาท แต่ในขณะเดียวกันบริษัทฯ ได้รับเงินปันผลจาก RPCL และบริษัทฯ ในเครืออื่นๆ รวมจำนวน 550 ล้านบาท

กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงิน

สำหรับงวด 9 เดือนแรกของปี 2561 บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 17 ล้านบาท โดยเป็นเงินสดรับจากการเบิกเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินของ IRPC-CP และ ISP1 จำนวน 2,866 ล้านบาท แต่มีการจ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินของ IRPC-CP ISP1 และ CHPP จำนวน 670 ล้านบาท จ่ายดอกเบี้ยและค่าใช้จ่ายในการกู้ยืมเงินจากสถาบันการเงินเป็นจำนวน 340 ล้านบาท และจ่ายเงินปันผลให้กับผู้ถือหุ้นจำนวน 1,873 ล้านบาท

กระแสเงินสด	9M/61
(หน่วย : ล้านบาท)	
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	4,339
เงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(2,520)
เงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน	(17)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นสุทธิ (ก่อนผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยน)	1,802
ผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนที่มีต่อเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	(16)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นสุทธิ	1,786
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด*	4,257
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวด*	6,043

*รวมรายการเงินฝากที่มีข้อจำกัดในการเบิกใช้และเงินลงทุนชั่วคราว

การวิเคราะห์แหล่งที่มาและการใช้ไปของเงินทุน

แหล่งที่มา (ใช้ไป) ของเงินทุน	9M/61
(หน่วย : ล้านบาท)	
เงินสดได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	4,339
ดอกเบี้ยรับ	38
ชำระคืนเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินและจ่ายดอกเบี้ย – สุทธิจากการรับเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินและดอกเบี้ยจ่าย	1,855
เงินปันผลรับ (จ่าย) สุทธิ	(1,323)

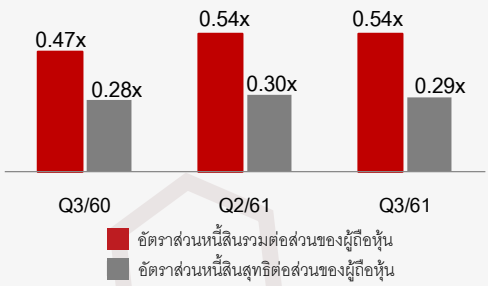
การลงทุน	9M/61
(หน่วย : ล้านบาท)	
CAPEX และสินทรัพย์ถาวร	2,269
เงินสดจ่ายสำหรับเงินลงทุน	743
เงินให้กู้ยืม	94

อัตราส่วนและข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

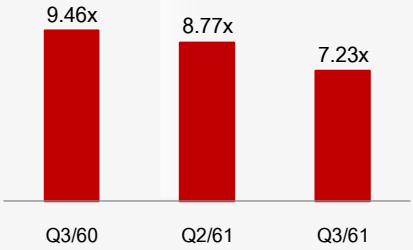
อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ	หน่วย	Q3/60	Q2/61	Q3/61
อัตราส่วนในการทำกำไร				
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น*	%	28.26	27.95	24.11
อัตราส่วนกำไรสุทธิ	%	20.12	17.93	15.06
อัตราส่วนหนี้สิน				
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย	เท่า	9.46	8.77	7.23
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Net D/E)	เท่า	0.28	0.30	0.29
อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Total D/E)	เท่า	0.47	0.54	0.54
อัตราส่วนสภาพคล่อง				
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	3.58	2.67	2.73
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	2.91	2.40	2.27

* ไม่รวมต้นทุนจากค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

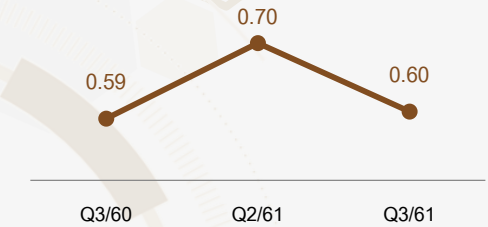
อัตราส่วนหนี้สินรวมและหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Total D/E) (Net D/E) (เท่า)



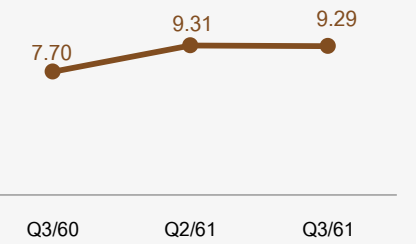
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย (Interest Coverage) (เท่า)



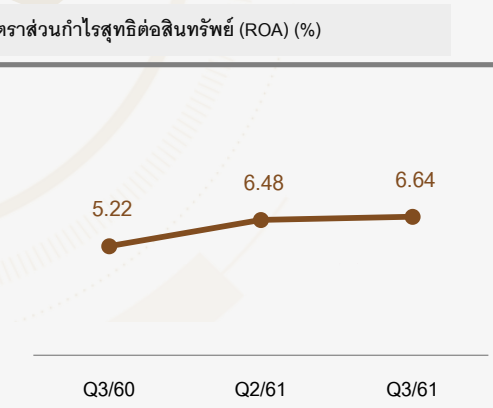
กำไรต่อหุ้น (EPS) (บาท/หุ้น)



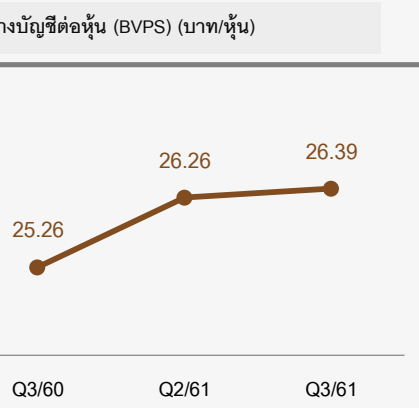
อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (ROE) (%)



อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อสินทรัพย์ (ROA) (%)



มูลค่าหุ้นทางบัญชีต่อหุ้น (BVPS) (บาท/หุ้น)



ความคืบหน้าโครงการ

ความคืบหน้าของโครงการระหว่างการสร้าง

บริษัท ไซยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL)

ความคืบหน้า

96%

รายละเอียดโครงการ:

- บริษัท ไซยะบุรี พาวเวอร์ จำกัด (XPCL) เป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำชนิดฝายน้ำล้น (Run-of-River Hydropower) ตั้งอยู่บนลำน้ำโขง ห่างจากหลวงพระบางตอนใต้ประมาณ 100 กิโลเมตร ในประเทศ สปป.ลาว มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 1,285 เมกะวัตต์ โดยมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จำนวน 1,220 เมกะวัตต์ และรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (EDL) จำนวน 60 เมกะวัตต์ โครงการได้รับการขยายระยะเวลาสัมปทานจากรัฐบาลลาวออกไปอีก 2 ปี รวมอายุสัญญาทั้งสิ้น 31 ปี นับจากวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
- บริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 25
- คาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในเดือน ตุลาคม 2562

ความคืบหน้าของโครงการปัจจุบัน:

ณ สิ้นเดือน กันยายน 2561 มีความคืบหน้าการก่อสร้างร้อยละ 96 ประเมินโดยที่ปรึกษาทางเทคนิคของรัฐบาล สปป. ลาว การดำเนินงานก่อสร้างในส่วนสำคัญ เช่น Powerhouse, Intermediate Block, Fish Ladder และสายส่ง 500 kV ยังคงเดินหน้าตามแผนการดำเนินงาน

บริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC)

ความคืบหน้า

95%

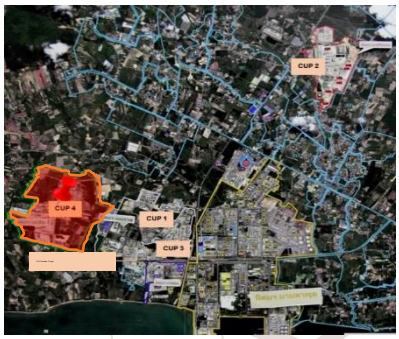
รายละเอียดโครงการ:

- บริษัท ไฟฟ้าน้ำลิก 1 จำกัด (NL1PC) เป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำชนิดฝายน้ำล้น (Run-of-River Hydropower) ตั้งอยู่ทางทิศเหนือของนครหลวงเวียงจันทน์ ประเทศ สปป.ลาว มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 64.7 เมกะวัตต์ มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าลาว (EDL) จำนวน 63.8 เมกะวัตต์ และมีระยะเวลาสัมปทาน 30 ปี
- บริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 40
- คาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในช่วงต้นปี 2562

ความคืบหน้าของโครงการปัจจุบัน:

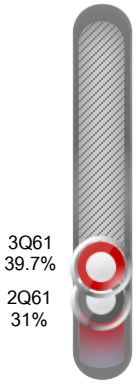
ณ สิ้นเดือน กันยายน 2561 ที่ปรึกษาทางเทคนิคประเมินความคืบหน้าการก่อสร้างอยู่ที่ร้อยละ 95 โดยงานในไตรมาสนี้ เช่น การติดตั้ง Turbine และอุปกรณ์เครื่องจักรต่างๆ ใน Powerhouse รวมทั้งงานเอกสารต่างๆ ที่ต้องแจ้งให้กับทางภาครัฐตามเงื่อนไขสัญญา อยู่ระหว่างดำเนินการให้แล้วเสร็จตามแผน

โครงการโรงผลิตสาธารณูปการระยองส่วนขยาย



ความคืบหน้า

39.7%



รายละเอียดโครงการ:

- โครงการโรงผลิตสาธารณูปการระยองส่วนขยาย หรือโรงผลิตสาธารณูปการระยองแห่งที่ 4 (Central Utility Plant Project 4 : CUP-4) ประเภทโรงไฟฟ้า Cogeneration ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมเอเซีย จังหวัดระยอง มีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง 45 เมกะวัตต์ และไอน้ำ 70 ตันต่อชั่วโมง เพื่อรองรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกับลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมเอเซียและนิคมใกล้เคียง
- บริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 100
- คาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในไตรมาส 3 ปี 2562

ความคืบหน้าของโครงการปัจจุบัน:

โครงการโรงผลิตสาธารณูปการระยองแห่งที่ 4 (CUP-4) อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำที่เพิ่มขึ้นของลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมเอเซียและนิคมอุตสาหกรรมใกล้เคียง ทั้งนี้ เพื่อให้ระบบสาธารณูปการมีความมั่นคงและมีเสถียรภาพสูง บริษัทฯ มีแผนดำเนินการเชื่อมต่อโครงข่าย CUP-4 เข้ากับโครงข่ายปัจจุบันของ CUP-3 ซึ่งได้เริ่มงานเชื่อมโยงท่อส่งไอน้ำบางส่วนแล้ว

ณ สิ้นเดือน กันยายน 2561 โครงการ CUP-4 มีความคืบหน้างานออกแบบรายละเอียดทางวิศวกรรมกว่า 80% สำหรับงานก่อสร้าง Site Office และงานฐานรากมีความคืบหน้า 10%

บริษัท ผลิตไฟฟ้า นวนคร จำกัด ส่วนขยาย (NNEG Expansion)

รายละเอียดโครงการ:

- บริษัท ผลิตไฟฟ้า นวนคร จำกัด (NNEG) ประเภทโรงไฟฟ้า SPP Cogeneration ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ตั้งอยู่ในเขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร จังหวัดปทุมธานี โดยโรงไฟฟ้า NNEG เดิมมีกำลังการผลิตไฟฟ้า 125 เมกะวัตต์ ไอน้ำ 30 ตันต่อชั่วโมง และไอน้ำจาก Auxiliary Boiler 30 ตันต่อชั่วโมง มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในรูปแบบ SPP Firm จำนวน 90 เมกะวัตต์ อายุสัญญา 25 ปี และจำหน่ายไฟฟ้าส่วนที่เหลือรวมทั้งไอน้ำที่ผลิตได้ให้กับลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตส่งเสริมอุตสาหกรรมนวนคร ซึ่งได้เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ไปแล้วตั้งแต่เดือน มิถุนายน ปี 2559 และด้วยความต้องการที่เพิ่มขึ้นของลูกค้าอุตสาหกรรม จึงทำให้เกิดโครงการ NNEG ส่วนขยาย ที่กำลังการผลิตไฟฟ้า 60 เมกะวัตต์ ไอน้ำ 10 ตันต่อชั่วโมง เพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำที่มีมากขึ้น
- บริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 30
- คาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในไตรมาส 3 ปี 2563

ความคืบหน้าของโครงการปัจจุบัน:

ณ สิ้นเดือน กันยายน 2561 โครงการได้ทำการคัดเลือกผู้รับเหมาหลักเป็นที่เรียบร้อยแล้ว และได้เริ่มการประชุมครั้งแรกเพื่อวางแผนงาน (Kick-off meeting) ระหว่าง NNEG วิศวกรเทคนิค และผู้รับเหมาหลัก โดยผู้รับเหมาได้เริ่มเข้าพื้นที่และกั้นรั้วส่วนก่อสร้างแล้ว

สูตรคำนวณทางการเงิน

อัตราส่วน	สูตรการคำนวณ
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น	กำไรขั้นต้น / รายได้จากการขายและการให้บริการ + รายได้จากสัญญาเช่าการเงิน
อัตราส่วนกำไรสุทธิ	กำไรสุทธิ / รายได้รวม
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย	ดอกเบี้ยกำไรก่อนดอกเบี้ยจ่ายและภาษีเงินได้ / ดอกเบี้ยจ่าย
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	หนี้สินที่ภาระดอกเบี้ย – (เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด + เงินฝากที่มีข้อจำกัดในการเบิกใช้ + เงินลงทุนชั่วคราว) / ส่วนของผู้ถือหุ้น
อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	หนี้สินรวม / ส่วนของผู้ถือหุ้น
อัตราส่วนสภาพคล่อง	สินทรัพย์หมุนเวียน / หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด + เงินฝากที่มีข้อจำกัดในการเบิกใช้ + เงินลงทุนชั่วคราว + ลูกหนี้การค้า / หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนความสามารถในการชำระหนี้ (Debt Service Coverage Ratio: DSCR)	EBITDA 12 เดือนล่าสุด / เงินต้นและดอกเบี้ยที่ต้องชำระใน 12 เดือนถัดไป
กำไรต่อหุ้น (EPS)	กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / จำนวนหุ้นถัวเฉลี่ยของบริษัทใหญ่
อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (ROE)	กำไรสุทธิส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ / ส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย
อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อสินทรัพย์ (ROA)	กำไรสุทธิใน 12 เดือนล่าสุด / สินทรัพย์เฉลี่ย
มูลค่าหุ้นทางบุญชีต่อหุ้น (BVPS)	ส่วนของผู้ถือที่เป็นของบริษัทใหญ่ / จำนวนหุ้นสามัญถัวเฉลี่ยของบริษัทใหญ่

ข้อปฏิเสธความรับผิดชอบ

ข้อมูลที่จักทำขึ้นในเอกสารฉบับนี้ มีวัตถุประสงค์สำหรับการนำเสนอข้อมูล ให้นักลงทุนสามารถติดตามและทำความเข้าใจฐานการเงินและผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และอาจมีการแก้ไขหรือปรับปรุงเนื้อหาเพิ่มเติมได้ในเอกสารนำเสนอเพิ่มเติมในครั้งต่อไป ทั้งนี้เอกสารฉบับนี้ไม่ได้จัดทำขึ้นเพื่อเป็นข้อมูลในการชี้ชวน การซื้อหรือการขายหุ้นของบริษัทฯ โดยข้อมูลที่นำเสนอในเอกสารนั้นเป็นข้อมูลที่รวบรวมจากแหล่งข้อมูลที่บริษัทฯ พิจารณาว่ามีความน่าเชื่อถือ แต่อย่างไรก็ตามบริษัทฯ และผู้บริหารหรือพนักงานไม่ได้เป็นผู้ควบคุมหรือรับรองความถูกต้องและความครบถ้วนของข้อมูล นอกจากนี้ข้อมูลคาดการณ์ในอนาคต การประมาณการ การประเมินมูลค่า และการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติเป็นเพียงข้อมูลที่นำเสนอเพื่อช่วยในการวิเคราะห์เพื่อประกอบการตัดสินใจของนักลงทุน ซึ่งข้อมูลการประเมินและตัวแปรที่ใช้ในการวิเคราะห์อาจมีความแตกต่าง ตามวิธีการวิเคราะห์ของแต่ละรายบุคคล ส่งผลให้ข้อมูลผลลัพธ์มีความแตกต่างกัน ดังนั้นข้อมูลการคาดการณ์ในอนาคต การประมาณการ การประเมินมูลค่า และการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติไม่สามารถใช้เป็นข้อเท็จจริงเพื่อยืนยันความถูกต้องของเหตุการณ์ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตฉะนั้นจึงใคร่ขอให้ผู้ใช้ข้อมูลใช้วิจารณญาณในการพิจารณาใช้ประโยชน์จากข้อมูลในเอกสารนี้