

รายงานความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ
สำหรับรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์และรายการที่เกี่ยวข้องกัน

ของ
บริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย



เสนอ
ผู้ถือหุ้นบริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน)

จัดทำโดย



บริษัท ออฟท์เอเชีย แคปิตอล จำกัด

วันที่ 9 สิงหาคม 2562

วันที่ 9 สิงหาคม 2562

เรื่อง ความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเกี่ยวกับการได้มาซึ่งสินทรัพย์และรายการที่เกี่ยวข้องกัน ของบริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย

เรียน ผู้ถือหุ้น
บริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน)

อ้างอิง:

- 1) มติที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) ครั้งที่ 4/2562 ซึ่งประชุมเมื่อวันที่ 6 สิงหาคม 2562 และสารสนเทศที่เกี่ยวข้องกับการทำรายการ
- 2) แบบแสดงรายการข้อมูลประจำปี (แบบ 56-1) และรายงานประจำปี ของบริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559 - 2561
- 3) งบการเงินที่ตรวจสอบและสอบทานแล้วโดยผู้สอบบัญชีรับอนุญาตของบริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน), บริษัท บิ๊กแก๊ส เทคโนโลยี จำกัด, บริษัท ไทยไปป์ไลน์ เน็ตเวิร์ค จำกัด, บริษัท เจเอ็น เอ็นเนอร์จี คอร์ปอเรชั่น จำกัด, บริษัท กันหา โซลาร์พาวเวอร์ จำกัด, บริษัท โซลาร์โกกรีน จำกัด, บริษัท พีเอสที เอ็นเนอร์ยี 2 จำกัด, บริษัท อรัญ เพาเวอร์ จำกัด, บริษัท เศรษฐีสุพรรณ ไบโอกรีน เพาเวอร์ จำกัด, บริษัท โรงไฟฟ้า ทรายยาไสม จำกัด, บริษัท โรงไฟฟ้า ขุนพัดเพ็ง จำกัด, บริษัท นวรัตน์ บีเวอร์เรส จำกัด, บริษัท เวลส์ ไคราช เอ็นเนอร์ยี จำกัด, บริษัท พีเอสที เอ็นเนอร์ยี 1 จำกัด สำหรับงวด 12 เดือน สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2559 - 2561 และงบการเงินสำหรับผู้บริหารงวด 6 เดือนตั้งแต่เดือนมกราคม - มิถุนายน 2562
- 4) ร่างสัญญาซื้อขายหุ้นและสัญญาจองซื้อหุ้นระหว่างบริษัทฯ และ BGTH
- 5) รายงานประเมินราคาทรัพย์สินที่จัดทำโดยบริษัท พรสยามคอนซัลแตนท์ แอนด์ เซอร์วิส จำกัด
- 6) สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. หรือ กฟน. ของบริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน), บริษัท กันหา โซลาร์พาวเวอร์ จำกัด, บริษัท โซลาร์โกกรีน จำกัด, บริษัท พีเอสที เอ็นเนอร์ยี 2 จำกัด, บริษัท อรัญ เพาเวอร์ จำกัด, บริษัท เศรษฐีสุพรรณ ไบโอกรีน เพาเวอร์ จำกัด, บริษัท โรงไฟฟ้า ทรายยาไสม จำกัด, บริษัท โรงไฟฟ้า ขุนพัดเพ็ง จำกัด, บริษัท นวรัตน์ บีเวอร์เรส จำกัด, บริษัท เวลส์ ไคราช เอ็นเนอร์ยี จำกัด, บริษัท พีเอสที เอ็นเนอร์ยี 1 จำกัด
- 7) สัญญาซื้อขายแก๊ส LPG, LNG ระหว่าง บริษัท บิ๊กแก๊ส เทคโนโลยี จำกัด กับ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และบริษัทในกลุ่มปตท.
- 8) สัญญาการเชื่อมต่อท่อส่งน้ำมัน การให้บริการ การเช่าที่ดินระหว่างบริษัท ไทยไปป์ไลน์ เน็ตเวิร์ค จำกัด และบริษัท ท่อส่งปิโตรเลียมไทย จำกัด
- 9) หนังสือรับรอง หนังสือบริคณห์สนธิ ข้อบังคับ สัญญาทางธุรกิจ ข้อมูลและเอกสารอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ตลอดจนการสัมภาษณ์ผู้บริหารของบริษัทฯ บริษัทย่อย และเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง

ที่มาของการเข้าทำรายการ

ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 5/2560 เมื่อวันที่ 22 กันยายน 2560 ได้อนุมัติให้เสนอต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 1/2560 เมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2560 เพื่อลงทุนใน BIGGAS และบริษัทย่อย ซึ่งเป็นบริษัทที่ประกอบธุรกิจด้านวิศวกรรมพลังงานและจำหน่ายเชื้อเพลิงประเภทก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) รวมถึงธุรกิจอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เช่น การก่อสร้างสถานบริการก๊าซธรรมชาติ งานซ่อมบำรุงรถสถานบริการก๊าซธรรมชาติ งานซ่อมบำรุงรถขนส่งก๊าซธรรมชาติและงานติดตั้งระบบเชื้อเพลิงสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม เป็นต้น บริษัทฯได้เข้าซื้อหุ้นของ BIGGAS ในสัดส่วนประมาณร้อยละ 51 ของจำนวนหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด คิดเป็นมูลค่าการลงทุนทั้งสิ้น 1,350.00 ล้านบาท ซึ่งบริษัทฯได้ดำเนินการแล้วเสร็จตั้งแต่เดือนธันวาคม 2560 ที่ผ่านมา

ตามที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท เพาเวอร์ ซิอุชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) (“บริษัทฯ”) ครั้งที่ 4/2562 เมื่อวันที่ 6 สิงหาคม 2562 ได้มีมติอนุมัติให้เสนอต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 2/2562 ซึ่งจะจัดขึ้นในวันที่ 19 กันยายน 2562 เพื่อพิจารณาการเข้าทำรายการลงทุนหุ้นสามัญบริษัท บีแก๊ส เทคโนโลยี จำกัด (“BIGGAS”) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯถือหุ้นอยู่ในสัดส่วนร้อยละ 51 โดยบริษัทฯ จะเข้าทำรายการรับโอนหุ้นสามัญของ BIGGAS จำนวน 39,999,998 หุ้น หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 49 ของจำนวนหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของ BIGGAS คิดเป็นมูลค่ารวม 4,263 ล้านบาท จาก BGTH ภายใต้กระบวนการโอนกิจการทั้งหมด (Entire Business Transfer หรือ EBT) ซึ่งจะหมายถึง ทรัพย์สิน หนี้สิน สิทธิ หน้าที่และความรับผิดชอบทั้งหมดของ BGTH ที่มีอยู่ในปัจจุบันและที่จะมีในอนาคต ณ วันโอนกิจการ ทั้งนี้ BGTH ไม่มีหนี้สินใดๆ และมีเพียงหุ้นสามัญของ BIGGAS ณ วันโอนกิจการ ดังนั้น ณ วันโอนกิจการ บริษัทฯ จะรับโอนมาซึ่งหุ้นสามัญของ BIGGAS มูลค่ารวมทั้งสิ้น 4,263 ล้านบาท

บริษัทฯจะทำการชำระค่าตอบแทนสำหรับการรับโอนกิจการทั้งหมดให้กับ BGTH ด้วยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯจำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาเสนอขาย 0.86 บาทต่อหุ้น (การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการปัดเศษ) คิดเป็นมูลค่าการเสนอขายทั้งสิ้น 4,263 ล้านบาท โดยเสนอขายแบบเฉพาะเจาะจงให้แก่บุคคลในวงจำกัด (Private Placement) ให้แก่บริษัท บีจีที โฮลดิ้ง จำกัด (“BGTH”) เพื่อเป็นค่าตอบแทนธุรกรรมการรับโอนกิจการทั้งหมดแทนการชำระค่าตอบแทนด้วยเงินสด (Payment in Kind) โดยจะไม่มีภาระชำระด้วยเงินสดหรือทรัพย์สินอื่น ซึ่งถือเป็นการเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนในราคาที่มีส่วนลดไม่เกินร้อยละ 10 ของราคาตลาด ตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ.72/2558 เรื่อง การอนุญาตให้บริษัทจดทะเบียนเสนอขายหุ้นที่ออกใหม่ต่อบุคคลในวงจำกัด (รวมทั้งที่แก้ไขเพิ่มเติม) (“ประกาศ ทจ.72/2558”)

ภายหลังการออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯให้แก่ BGTH จะทำให้ BGTH จะถือหุ้นสามัญของบริษัทฯ ในจำนวนไม่เกิน 4,981,094,116 หุ้น คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42 ของหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของบริษัทฯ ซึ่งเป็นสัดส่วนที่เกินกว่าร้อยละ 25 ซึ่ง BGTH จะมีหน้าที่ต้องทำค้ำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของบริษัทฯ ตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุน ที่ ทจ. 12/2554 เรื่อง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และวิธีการในการเข้าถือหลักทรัพย์เพื่อครอบงำกิจการ (“ประกาศเรื่องการเข้าถือหลักทรัพย์เพื่อครอบงำกิจการ”) อย่างไรก็ตาม BGTH จะยื่นคำขอผ่อนผันการทำค้ำเสนอซื้อกรณีมีเหตุจำเป็นและสมควรประการอื่น ต่อสำนักงาน ก.ล.ต. เนื่องจาก ผู้ถือหุ้นของ BGTH ประกอบด้วยบุคคลธรรมดาทั้งหมด 21 คนที่เป็นนักธุรกิจและไม่ได้มีความเกี่ยวข้องระหว่างกัน ทั้งนี้ BGTH จะเป็นเพียงตัวกลางในการถือหุ้นสามัญของบริษัทฯ ของผู้ถือหุ้นของ BGTH ที่ซึ่งภายหลังการเข้าทำรายการดังกล่าว BGTH จะจดทะเบียนเลิกบริษัทกับกรม

พัฒนารุจิการการค้า กระทรวงพาณิชย์และอินหุ้นของบริษัทฯ ทั้งหมดที่ถือโดย BGTH กลับคืนให้แก่ผู้ถือหุ้นของ BGTH ภายใต้กระบวนการชำระบัญชี ทั้งนี้ เพื่อให้เป็นไปตามเงื่อนไขการโอนกิจการทั้งหมดให้แก่กันตามประมวลระฎการ พระราชกฤษฎีกา กฎกระทรวงและประกาศอธิบดีกรมสรรพการที่เกี่ยวข้อง ซึ่งจะส่งผลให้ในท้ายที่สุด ผู้ถือหุ้นของ BGTH จะเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ

(นอกจากนี้ การที่นางสาวหลิว ฉี ฮาน คนต่างด้าวซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นของ BGTH และจะได้รับการจัดสรรหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ จำนวน 55,788,257 หุ้นหรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.47 นั้น จะไม่เป็นการฝ่าฝืนข้อจำกัดการถือหุ้นของ คนต่างด้าวของบริษัทฯแต่อย่างใด)

ดังนั้น ภายหลังกการทำรายการดังกล่าว ทุนชำระแล้วของบริษัทฯจะเพิ่มเป็น 1,185.97 ล้านบาท โดยกลุ่มผู้ถือหุ้นทั้ง 21 รายจะเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทฯรวมกันคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42 ของทุนจดทะเบียนที่ออกและชำระแล้ว และจะทำให้ผู้ถือหุ้นรายใหญ่ของบริษัทฯมีการเปลี่ยนแปลงจากเดิม คือ นายธนัช ปวรวิบูลยการ จะกลายเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ของบริษัทฯ คือ ร้อยละ 22.34 ของทุนจดทะเบียนที่ออกและชำระแล้ว (เมื่อรวมจำนวนหุ้นที่นายธนัช ปวรวิบูลยการ ถืออยู่ในบริษัทอยู่แล้ว 59 ล้านหุ้น ณ วันที่ 4 มิถุนายน 2562 หรือร้อยละ 0.5 ของทุนที่ออกและเรียกชำระแล้ว) ทั้งนี้กลุ่มผู้ถือหุ้นของ BGTH ทุกรายไม่เข้าข่ายมีลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะเป็นการกระทำร่วมกัน (Acting in Concert) ตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ พจ. 7/2552 เรื่อง กำหนดลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะเป็นการกระทำร่วมกันกับบุคคลอื่น และการปฏิบัติการตามมาตรา 246 และมาตรา 247 (รวมทั้งที่ได้มีการแก้ไขเพิ่มเติม) แต่อย่างใด โดยกลุ่มผู้ถือหุ้นของ BGTH มีหนังสือรับรองว่า ผู้ถือหุ้นของ BGTH ทุกรายมิได้มี และจะไม่มี ความสัมพันธ์ หรือ มีพฤติกรรมที่เข้าลักษณะการกระทำร่วมกันกับบุคคลอื่นในกลุ่มผู้ถือหุ้นดังกล่าวในลักษณะตามที่กำหนดไว้ในประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ พจ. 7/2552 เรื่อง กำหนดลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะ เป็นการกระทำร่วมกันกับบุคคลอื่นและปฏิบัติการตามมาตรา 246 และ 247

ทั้งนี้การเข้าลงทุนในหุ้นสามัญเพิ่มเติมในสัดส่วนร้อยละ 49 ของ BIGGAS จัดเป็นรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ตาม ประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ พจ. 20/2551 เรื่อง หลักเกณฑ์ในการทำรายการที่มีนัยสำคัญที่เข้าข่ายเป็นการ ได้มาหรือจำหน่ายไปซึ่งสินทรัพย์ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2551 และประกาศที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม และประกาศคณะกรรมการ ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เรื่องการเปิดเผยข้อมูลและการปฏิบัติการของบริษัทจดทะเบียนในการได้มาหรือ จำหน่ายไปซึ่งสินทรัพย์ พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 29 ตุลาคม 2547 และประกาศที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม (“ประกาศรายการได้มา หรือจำหน่ายไป”) โดยมีขนาดรายการสูงสุดเท่ากับร้อยละ 72.41 ตามเกณฑ์มูลค่าของหลักทรัพย์ ซึ่งคำนวณจากงบ การเงินรวมของบริษัทฯสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2562 ซึ่งมีขนาดรายการเท่ากับร้อยละ 50 หรือสูงกว่า โดยจัดเป็นการตกลง เข้าทำรายการระหว่างบริษัทจดทะเบียนหรือบริษัทย่อย กับบริษัทจดทะเบียนอื่นหรือบริษัทย่อยของบริษัทจดทะเบียนอื่น ดังนั้น บริษัทฯจึงมีหน้าที่ต้องแต่งตั้งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเพื่อให้ความเห็นต่อผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ พร้อมทั้งเปิดเผย สารสนเทศ การเข้าทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ต่อตลาดหลักทรัพย์ฯ และเสนอให้ที่ประชุมผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ เพื่อ พิจารณานุมัติการเข้าทำรายการดังกล่าว ด้วยคะแนนเสียงไม่น้อยกว่า 3 ใน 4 ของจำนวนเสียงทั้งหมดของผู้ถือหุ้นที่มา ประชุม และมีสิทธิออกเสียงลงคะแนนโดยไม่นับส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีส่วนได้เสีย และบริษัทฯจะต้องจัดส่งหนังสือนัดประชุม ผู้ถือหุ้นพร้อมความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้แก่ผู้ถือหุ้นเป็นระยะเวลาล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 14 วันก่อนวัน ประชุมผู้ถือหุ้น

นอกจากนี้ การรับโอนกิจการทั้งหมดและการจัดสรรหุ้นเพื่อตอบแทนการรับโอนกิจการทั้งหมดเข้าข่ายเป็นรายการที่เกี่ยวข้องกันในครั้งนี้ยังเข้าข่ายเป็นการทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน ตามประกาศของคณะกรรมการกำกับตลาดทุน ที่ ทจ. 21/2551 เรื่อง หลักเกณฑ์ในการทำรายการที่เกี่ยวข้องกัน ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2551 และประกาศที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม และประกาศของคณะกรรมการตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เรื่อง การเปิดเผยข้อมูลและการปฏิบัติการของบริษัทจดทะเบียนในรายการที่เกี่ยวข้องกัน พ.ศ. 2546 รวมถึงมาตรา 89/12 แห่ง พ.ร.บ. หลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ พ.ศ. 2551 (“ประกาศรายการที่เกี่ยวข้องกัน”) เนื่องจาก นายกัมพล ตติยกุล เป็นกรรมการผู้มีอำนาจลงนามของบริษัทฯ และถือหุ้นของบริษัทฯ ในสัดส่วนร้อยละ 0.93 นอกจากนี้ นายกัมพล ตติยกุล และนางวิรัชดา ตติยกุล (ภรรยา) เป็นผู้ถือหุ้นใน BGTH ในสัดส่วนร้อยละ 10 ของจำนวนหุ้นที่ออกและเรียกชำระแล้วทั้งหมด โดยมีขนาดรายการเท่ากับร้อยละ 234.97 ของสินทรัพย์ที่มีตัวตนสุทธิของบริษัทฯ ตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ สิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2562 โดยขนาดรายการดังกล่าวมีมูลค่าเกินกว่าร้อยละ 3 ของทรัพย์สินที่มีตัวตนสุทธิของบริษัทฯ และมีมูลค่าเกินกว่า 20 ล้านบาท ทั้งนี้ บริษัทฯ ไม่มีการทำรายการที่เกี่ยวข้องกันอื่นกับกลุ่มผู้ถือหุ้นของ BIGGAS ภายในระยะเวลา 6 เดือนนับจากวันที่ที่ประชุมคณะกรรมการของบริษัทฯ ครั้งที่ 4/2562 เมื่อวันที่ 6 สิงหาคม 2562 มีมติอนุมัติให้เสนอให้ที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 2/2562 ที่จะจัดขึ้นในวันที่ 19 กันยายน 2562 พิจารณารายการเกี่ยวข้องกันดังกล่าว ดังนั้น บริษัทฯ จึงมีหน้าที่ดำเนินการเปิดเผยข้อมูลต่อตลาดหลักทรัพย์ฯ ทันที และมีหน้าที่ต้องแต่งตั้งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเพื่อให้ความเห็นต่อผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ พร้อมทั้งเปิดเผยสารสนเทศของการทำรายการดังกล่าวต่อตลาดหลักทรัพย์ฯ และและเสนอให้ที่ประชุมผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ เพื่อพิจารณาอนุมัติการเข้าทำรายการดังกล่าวด้วยคะแนนเสียงไม่ต่ำกว่า 3 ใน 4 ของจำนวนเสียงทั้งหมดของผู้ถือหุ้นที่มาประชุมและมีสิทธิออกเสียง โดยไม่นับส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีส่วนได้เสีย และบริษัทฯ จะต้องจัดส่งหนังสือนัดประชุมผู้ถือหุ้นพร้อมความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้แก่ผู้ถือหุ้นเป็นระยะเวลาล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 14 วันก่อนวันประชุมผู้ถือหุ้น

ทั้งนี้ วาระการพิจารณาการเข้าทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ คือ การซื้อหุ้นสามัญร้อยละ 49 ของ BIGGAS และการออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด (Private Placement) รวมถึงวาระการพิจารณาการดำเนินการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการเข้าทำรายการทั้ง 2 รายการดังกล่าวเป็นการทำรายการที่เกี่ยวข้องกันและเป็นเงื่อนไขซึ่งกันและกัน ดังนั้น หากวาระการพิจารณาการเข้าทำรายการใดรายการหนึ่งไม่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นในครั้งนั้น ก็จะไม่มีการพิจารณาวาระอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกันและเป็นเงื่อนไขซึ่งกันและกันกับวาระที่ไม่ได้รับอนุมัติ และจะถือว่าวาระที่เกี่ยวข้องกับวาระอื่นที่ได้รับอนุมัติไปแล้วเป็นอันยกเลิก

จากการทำรายการดังกล่าวทั้งสองรายการ บริษัทฯ จึงมีหน้าที่ต้องแต่งตั้งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ โดยแต่งตั้ง บริษัท ออฟฟิศเอเชีย แคปิตอล จำกัด เป็นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเพื่อให้ความเห็นต่อผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ พร้อมทั้งเปิดเผยสารสนเทศ การเข้าทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ต่อตลาดหลักทรัพย์ฯ และเป็นรายการที่เกี่ยวข้องกัน และเสนอให้ที่ประชุมผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ เพื่อพิจารณาอนุมัติการเข้าทำรายการดังกล่าว โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ศึกษาข้อมูลในสารสนเทศเกี่ยวกับรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์และรายการที่เกี่ยวข้องกันของบริษัทฯ รวมถึงข้อมูลที่ได้จากการสัมภาษณ์ผู้บริหารของบริษัทฯ รวมทั้งได้ดำเนินการตามขั้นตอน Due Diligence เอกสารที่ได้รับจากบริษัทฯ ที่เกี่ยวข้องกับการทำรายการ งบการเงินรวมเฉพาะกลุ่ม PSTC งบการเงินรวมเฉพาะกลุ่ม BIGGAS รวมถึงการสอบทานสัญญาทางธุรกิจ การกำหนดสมมติฐาน และการสัมภาษณ์ผู้บริหารของกลุ่มบริษัทฯ และ BIGGAS สำหรับการจัดทำประมาณการ ซึ่งงบการเงินดังกล่าวเป็นงบการเงินฉบับผู้บริหาร ที่จัดทำจากงบการเงินของแต่ละบริษัทที่จัดส่งให้แก่ผู้สอบบัญชีของบริษัทฯ มาทำ

เป็นงบการเงินรวมใหม่ รวมทั้งข้อมูลที่เผยแพร่ต่อสาธารณะทั่วไป ข้อมูลที่เปิดเผยในเว็บไซต์ของตลาดหลักทรัพย์ฯ สำนักงานคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ (“สำนักงาน ก.ล.ต.”) และข้อมูลทางการเงินจากเว็บไซต์ต่างๆ เป็นต้น เพื่อพิจารณาให้ความเห็นต่อการทำรายการดังกล่าว ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่สามารถรับรองหรือรับประกันความถูกต้อง หรือความสมบูรณ์ของข้อมูลที่บริษัท และ/หรือ ผู้บริหารของบริษัท มอบให้แก่ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ทำการศึกษาข้อมูลดังกล่าวด้วยความรอบคอบ ใช้ความรู้ความสามารถและความระมัดระวังโดยตั้งมั่นอยู่บนพื้นฐานของผู้ประกอบวิชาชีพ โดยได้พิจารณาถึงความสมเหตุสมผลของรายการจำหน่ายไปซึ่งสินทรัพย์ และความเหมาะสมของมูลค่าการเข้าทำรายการประกอบกับปัจจัยต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระในรายงานฉบับนี้มีได้รวมถึงความสำเร็จของการดำเนินการให้การทำรายการเสร็จสมบูรณ์ รวมถึงผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัทในอนาคตที่เกิดขึ้นเนื่องจากสินทรัพย์ที่ได้มาในครั้งนี้ และความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระตั้งอยู่บนสมมติฐานว่าข้อมูลและเอกสารดังกล่าวเป็นข้อมูลที่ถูกต้องตามความเป็นจริงและสมบูรณ์ และการให้ความเห็นนี้เป็นการพิจารณาจากสถานการณ์และข้อมูลที่สามารถรับรู้ได้ในปัจจุบัน ณ วันที่จัดทำรายงานฉบับนี้ ทั้งนี้ หากมีการเปลี่ยนแปลงใดๆ หรือเกิดเหตุการณ์ใด อาจส่งผลกระทบต่ออย่างมีนัยสำคัญต่อการดำเนินธุรกิจและประมาณการทางการเงินของบริษัท และการประเมินและวิเคราะห์ของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ รวมถึงการตัดสินใจของผู้ถือหุ้นต่อการทำรายการได้มาและจำหน่ายไปซึ่งสินทรัพย์และรายการที่เกี่ยวข้องกันข้างต้นได้

คำนิยาม

คำนิยามที่เกี่ยวข้องกับกลุ่มบริษัท PSTC	
“PSTC” หรือ “บริษัทฯ”	บริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน)
“PSTC1”	บริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) (PSTC - โครงการเพชรบุรี)
“PSTC2”	บริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) (PSTC – โครงการสระแก้ว)
“KSP”	บริษัท กันหา โซล่าพาวเวอร์ จำกัด
“SGG”	บริษัท โซลาร์โกกรีน จำกัด
“PWG”	บริษัท เพาเวอร์ วิ กรีน จำกัด
“PVG”	บริษัท พีวี กรีน จำกัด
“PSTE2”	บริษัท พีเอสที เอนเนอร์ยี 2 จำกัด
“ARW”	บริษัท อรัญ เพาเวอร์ จำกัด
“STS”	บริษัท เศรษฐีสุพรรณ ไบโอบีโกล จำกัด
“SYS”	บริษัท โรงไฟฟ้า สระยายโสม จำกัด
“KPP”	บริษัท โรงไฟฟ้า ขุนพิด็จ จำกัด
“NRW”	บริษัท นวัตกรรม บีเวอร์โรส จำกัด
“WKE”	บริษัท เวลส์ โคราช เอ็นเนอร์ยี จำกัด
“BGG”	บริษัท ไบโอบีโกล จำกัด
“PSTE1”	บริษัท พีเอสที เอนเนอร์ยี 1 จำกัด
กลุ่มบริษัทฯ	บริษัทฯ บริษัทย่อยและบริษัทร่วม ที่ถือหุ้นทั้งทางตรงและทางอ้อมโดยบริษัทฯ โดยไม่รวมกลุ่ม BIGGAS

คำนิยามที่เกี่ยวข้องกับกลุ่ม BIGGAS	
“BIGGAS”	บริษัท บิ๊กแก๊ส เทคโนโลยี จำกัด
“TPN”	บริษัท ไทย ไปป์ไลน์ เน็ตเวิร์ค จำกัด
“JN”	บริษัท เจเอ็น เอ็นเนอร์ยี คอร์ปอเรชั่น จำกัด
“กลุ่ม BIGGAS”	หมายถึง BIGGAS, TPN และ JN
“Thapline”	บริษัท ท่อส่งปิโตรเลียมไทย จำกัด
“ปตท.”	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
“PTTOR”	บริษัท ปตท. น้ำมันและการค้าปลีก จำกัด (มหาชน)
“สถานีเชื่อมท่อ Thapline”	สถานีเชื่อมท่อน้ำมันของ TPN กับท่อน้ำมันของ Thapline ที่อำเภอเสนาห์ จังหวัดสระบุรี
“กพข.”	คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
“ธพ.”	กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน
“กพ.”	กระทรวงพลังงาน
“สผ.”	สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม
“EIA”	รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment)
“BGTH”	บริษัท บีจีที โฮลดิ้ง จำกัด

คำนิยามอื่นๆ	
PP	การเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ แก่บุคคลในวงจำกัด (Private Placement)
kWh	กิโลวัตต์-ชั่วโมง/kilowatt-hour
MW	เมกกะวัตต์ / Megawatt
MWp	Megawatt Peak กำลังการผลิตไฟฟ้าที่จะได้วัดสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
“WACC”	อัตราต้นทุนทางการเงินถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted average cost of capital)
“NTA” หรือ “Net Tangible Assets”	มูลค่าสินทรัพย์ที่มีตัวตนสุทธิ
“ตลาดหลักทรัพย์ฯ” หรือ “SET”	ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย
“สำนักงาน ก.ล.ต.” หรือ “SEC”	สำนักงานคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์ และตลาดหลักทรัพย์
“ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ” หรือ “IFA”	บริษัท ออฟฟิเชี่ย แคปิตอล จำกัด
“ผู้ประเมินราคาอิสระ” หรือ “PORSIAM”	บริษัท พรสยามคอนซัลแตนท์ แอนด์ เซอร์วิส จำกัด
“ประกาศรายการได้มาหรือจำหน่ายไป”	ประกาศคณะกรรมการตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เรื่อง การเปิดเผยข้อมูลและการปฏิบัติการของบริษัทจดทะเบียนในการได้มาหรือจำหน่ายไปซึ่งสินทรัพย์ พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 29 ตุลาคม 2547 และประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ. 20/2551 เรื่อง หลักเกณฑ์ในการทำรายการที่มีนัยสำคัญที่เข้าข่ายเป็นการได้มาหรือจำหน่ายไปซึ่งทรัพย์สิน ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2551 และประกาศที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม
“ประกาศรายการที่เกี่ยวข้องกัน”	ประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุน ที่ ทจ. 21/2551 เรื่อง หลักเกณฑ์ในการทำรายการที่เกี่ยวข้องกัน และประกาศคณะกรรมการตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เรื่อง การเปิดเผยข้อมูลและการปฏิบัติการของบริษัทจดทะเบียนในรายการที่เกี่ยวข้องกัน พ.ศ. 2546 และที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม

สารบัญ	หน้า
ที่มาของการเข้าทำรายการ	2
บทสรุปผู้บริหาร (Executive Summary)	9
1. ลักษณะและรายละเอียดของรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ และรายการที่เกี่ยวข้องกัน	
1.1 วัตถุประสงค์ของการทำรายการ และที่มาของรายการ	14
1.2 วัน เดือน ปี ที่เกิดรายการ	15
1.3 คู่สัญญาที่เกี่ยวข้อง และความสัมพันธ์กับบริษัทฯ	15
1.4 รายละเอียดของสินทรัพย์ที่ได้มา	18
1.5 ลักษณะโดยทั่วไปของรายการ	20
1.6 มูลค่ารวมของสิ่งตอบแทน	26
1.7 เกณฑ์ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่ารวมสิ่งตอบแทน	26
1.8 ประเภทและขนาดของรายการ	27
1.9 แหล่งเงินทุนที่ใช้ในการทำรายการ	29
1.10 เงื่อนไขในการทำรายการ	29
1.11 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการทำรายการ	30
1.12 ขั้นตอนและตารางเวลา	32
2. ความสมเหตุสมผล และประโยชน์ของการทำรายการ	
2.1 วัตถุประสงค์และความจำเป็นในการทำรายการ	34
2.2 การเปรียบเทียบข้อดีและข้อด้อยของการเข้าทำรายการ	37
2.3 การเปรียบเทียบข้อดีและข้อด้อยของการเข้าทำรายการ ระหว่างการทำรายการกับบุคคลที่ เกี่ยวข้องกัน กับ การทำรายการกับบุคคลภายนอก	40
3. ความเหมาะสมของราคาและเงื่อนไขในการทำรายการ	
3.1 การประเมินราคากลุ่ม BIGGAS	47
3.2 การประเมินราคากลุ่ม บริษัทฯ	119
3.3 สรุปผลอัตราแลกเปลี่ยนหุ้น	196
4. สรุปความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ	198
ข้อมูลสรุปกลุ่ม BIGGAS	เอกสารแนบ 1
ข้อมูลสรุปเกี่ยวกับการประเมินราคาสินทรัพย์	เอกสารแนบ 2
ข้อมูลสรุปสาระสำคัญของสัญญา	เอกสารแนบ 3

บทสรุปผู้บริหาร (Executive Summary)

ตามที่ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 5/2560 เมื่อวันที่ 22 กันยายน 2560 ได้อนุมัติให้เสนอต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 1/2560 เมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2560 เพื่อพิจารณาแผนการเข้าลงทุนใน BIGGAS และบริษัทย่อยซึ่งเป็นบริษัทที่ประกอบธุรกิจด้านวิศวกรรมพลังงานและจำหน่ายเชื้อเพลิงประเภทก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) รวมถึงธุรกิจอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เช่น การก่อสร้างสถานบริการก๊าซธรรมชาติ งานซ่อมบำรุงรถถังสถานบริการก๊าซธรรมชาติ งานซ่อมบำรุงรถขนส่งก๊าซธรรมชาติและงานติดตั้งระบบเชื้อเพลิงสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม เป็นต้น บริษัทฯได้เข้าซื้อหุ้นของ BIGGAS ในสัดส่วนประมาณร้อยละ 51 ของจำนวนหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด คิดเป็นมูลค่าการลงทุนทั้งสิ้น 1,350.00 ล้านบาท ซึ่งบริษัทฯได้ดำเนินการแล้วเสร็จตั้งแต่เดือนธันวาคม 2560 ที่ผ่านมา

ต่อมา ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) (“บริษัทฯ”) ครั้งที่ 4/2562 เมื่อวันที่ 6 สิงหาคม 2562 ได้มีมติอนุมัติให้เสนอต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 2/2562 ซึ่งจะจัดขึ้นในวันที่ 19 กันยายน 2562 เพื่อพิจารณาการเข้าทำรายการลงทุนหุ้นสามัญบริษัท บิ๊กแก๊ส เทคโนโลยี จำกัด (“BIGGAS”) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯถือหุ้นอยู่ในสัดส่วนร้อยละ 51 โดยบริษัทฯ จะเข้าทำรายการรับโอนหุ้นสามัญของ BIGGAS จำนวน 39,999,998 หุ้น หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 49 ของจำนวนหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของ BIGGAS คิดเป็นมูลค่ารวม 4,263 ล้านบาท จาก BGTH ภายใต้กระบวนการโอนกิจการทั้งหมด (Entire Business Transfer หรือ EBT) ซึ่งจะหมายถึง ทรัพย์สินหนี้สิน สิทธิ หน้าที่และความรับผิดชอบทั้งหมดของ BGTH ที่มีอยู่ในปัจจุบันและที่จะมีในอนาคต ณ วันโอนกิจการ ทั้งนี้ BGTH ไม่มีหนี้สินใดๆ และมีเพียงหุ้นสามัญของ BIGGAS ณ วันโอนกิจการ ดังนั้น ณ วันโอนกิจการ บริษัทฯ จะรับโอนมาซึ่งหุ้นสามัญของ BIGGAS มูลค่ารวมทั้งสิ้น 4,263 ล้านบาท

บริษัทฯจะทำการชำระค่าตอบแทนสำหรับการรับโอนกิจการทั้งหมดให้กับ BGTH ด้วยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯจำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาเสนอขาย 0.86 บาทต่อหุ้น(การเสนอราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการปิดเศษ) คิดเป็นมูลค่าการเสนอขายทั้งสิ้น 4,263 ล้านบาท โดยเสนอขายแบบเฉพาะเจาะจงให้แก่บุคคลในวงจำกัด (Private Placement) ให้แก่บริษัท บีจีที โฮลดิ้ง จำกัด (“BGTH”) เพื่อเป็นค่าตอบแทนธุรกรรมการรับโอนกิจการทั้งหมดแทนการชำระค่าตอบแทนด้วยเงินสด (Payment in Kind) โดยจะไม่มีการชำระด้วยเงินสดหรือทรัพย์สินอื่น ซึ่งถือเป็นการเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนในราคาที่มีส่วนลดไม่เกินร้อยละ 10 ของราคาตลาด ตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ.72/2558 เรื่อง การอนุญาตให้บริษัทจดทะเบียนเสนอขายหุ้นที่ออกใหม่ต่อบุคคลในวงจำกัด (รวมทั้งที่แก้ไขเพิ่มเติม) (“ประกาศ ทจ.72/2558”)

ภายหลังการออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯให้แก่ BGTH จะทำให้ BGTH จะถือหุ้นสามัญของบริษัทฯ ในจำนวนไม่เกิน 4,981,094,116 หุ้น คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42 ของหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของบริษัทฯ ซึ่งเป็นสัดส่วนที่เกินกว่าร้อยละ 25 ซึ่ง BGTH จะมีหน้าที่ต้องทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของบริษัทฯ ตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุน ที่ ทจ. 12/2554 เรื่อง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และวิธีการในการเข้าถือหลักทรัพย์เพื่อครอบงำกิจการ (“ประกาศเรื่องการเข้าถือหลักทรัพย์เพื่อครอบงำกิจการ”) อย่างไรก็ตาม BGTH จะยื่นคำขอผ่อนผันการทำคำเสนอซื้อกรณีมีเหตุจำเป็นและสมควรประการอื่น ต่อสำนักงาน ก.ล.ต. เนื่องจาก ผู้ถือหุ้นของ BGTH ประกอบด้วยบุคคลธรรมดาทั้งหมด 21 คนที่เป็นนักธุรกิจและไม่ได้มีความเกี่ยวข้องระหว่างกัน ทั้งนี้ ในการจัดตั้ง BGTH มีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นตัวกลางในการเข้าทำรายการขายและโอนกิจการทั้งหมดของหุ้นสามัญของ BIGGAS ภายใต้กระบวนการ EBT เพื่อผลประโยชน์ทางภาษีตามมาตรา 74 แห่งประมวลรัษฎากร พระราชกฤษฎีกาออกตามความในประมวลรัษฎากร ว่าด้วยการยกเว้นรัษฎากร(ฉบับที่ 10) พ.ศ. 2500 (และที่แก้ไขเพิ่มเติม) กฎกระทรวงฉบับที่ 126 (พ.ศ. 2509) ออกตามความใน

ประมวลสัญญาการ ว่าด้วยการยกเว้นสัญญาการ(และที่แก้ไขเพิ่มเติม) และประกาศอธิบดีกรมสรรพากร เรื่องกำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขการควบคุมเข้ากันหรือโอนกิจการทั้งหมดให้แก่กันของบริษัทมหาชนจำกัดหรือบริษัทจำกัด เพื่อยกเว้นสัญญาการ(ฉบับที่3) (รวมเรียกว่า “กฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับ EBT”) เท่านั้น ซึ่งเงื่อนไขประการหนึ่ง คือ จะต้องจดทะเบียนเลิกบริษัทภายในรอบระยะเวลาบัญชีที่มีการโอนกิจการทั้งหมดซึ่งรวมถึงหุ้นสามัญของ BIGGAS ให้แก่ PSTC ดังนั้น BGTH จึงเป็นเพียงตัวกลางที่จัดตั้งขึ้นเพื่อรองรับการทำธุรกรรมการขายและโอนกิจการทั้งหมดของหุ้นสามัญของ BIGGAS ภายใต้กระบวนการ EBT เท่านั้นและไม่มีการประกอบธุรกิจอื่นใดนอกจากที่ได้กล่าวมาข้างต้น ซึ่งจะส่งผลให้ในท้ายที่สุด ผู้ถือหุ้นของ BGTH จะเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ โดยบริษัทฯจะต้องเสนอขายหุ้นออกใหม่ต่อบุคคลในวงจำกัดที่ได้รับอนุญาตให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาไม่เกินสามเดือนนับแต่วันประชุมผู้ถือหุ้นมีมติอนุมัติให้เสนอขายหุ้นที่ออกใหม่ดังกล่าว

ดังนั้น ภายหลังจากการทำรายการดังกล่าว ทุนชำระแล้วของบริษัทฯจะเพิ่มเป็น 1,185.97 ล้านบาท โดยกลุ่มผู้ถือหุ้นทั้ง 21 รายจะเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทฯรวมกันคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42 ของทุนจดทะเบียนที่ออกและชำระแล้ว และจะทำให้ผู้ถือหุ้นรายใหญ่ของบริษัทฯมีการเปลี่ยนแปลงจากเดิม คือ นายธนัช ปวรวิบูลย์การ จะกลายเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ของบริษัทฯ คือ ร้อยละ 22.34 ของทุนจดทะเบียนที่ออกและชำระแล้ว (เมื่อรวมจำนวนหุ้นที่นายธนัช ปวรวิบูลย์การ ถืออยู่ในบริษัทอยู่แล้ว 59 ล้านหุ้น ณ วันที่ 4 มิถุนายน 2562 หรือร้อยละ 0.5 ของทุนที่ออกและเรียกชำระแล้ว)

ทั้งนี้การเข้าลงทุนในหุ้นสามัญเพิ่มเติมในสัดส่วนร้อยละ 49 ของ BIGGAS จัดเป็นรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ โดยขนาดรายการสูงสุดเท่ากับร้อยละ 72.41 ตามเกณฑ์มูลค่าของหลักทรัพย์ ซึ่งคำนวณจากงบการเงินรวมของบริษัทฯ สิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2562 ซึ่งมีขนาดรายการเท่ากับร้อยละ 50 หรือสูงกว่า โดยจัดเป็นการตกลงเข้าทำรายการระหว่างบริษัทจดทะเบียนหรือบริษัทย่อย กับบริษัทจดทะเบียนอื่นหรือบริษัทย่อยของบริษัทจดทะเบียนอื่น นอกจากนี้ การรับโอนกิจการทั้งหมดและการจัดสรรหุ้นเพื่อตอบแทนการรับโอนกิจการทั้งหมดเข้าขายเป็นรายการที่เกี่ยวข้องกัน เนื่องจากนายกำพล ตติยกุล เป็นกรรมการผู้มีอำนาจลงนามของบริษัทฯ และถือหุ้นของบริษัทฯในสัดส่วนร้อยละ 0.93 นอกจากนี้ นายกำพล ตติยกุลและนางวิรัชดา ตติยกุล (ภรรยา) เป็นผู้ถือหุ้นใน BGTH ในสัดส่วนร้อยละ 10 ของจำนวนหุ้นที่ออกและเรียกชำระแล้วทั้งหมด โดยมีขนาดรายการเท่ากับร้อยละ 234.97 ของสินทรัพย์ที่มีตัวตนสุทธิของบริษัทฯ ตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ สิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2562 โดยขนาดรายการดังกล่าวมีมูลค่าเกินกว่าร้อยละ 3 ของทรัพย์สินที่มีตัวตนสุทธิของบริษัทฯ และมีมูลค่าเกินกว่า 20 ล้านบาท ทั้งนี้บริษัทฯไม่มีการทำรายการที่เกี่ยวข้องกันกับกลุ่มผู้ถือหุ้นของ BIGGAS ภายในระยะเวลา 6 เดือนนับจากวันที่ที่ประชุมคณะกรรมการของบริษัทฯครั้งที่ 4/2562 เมื่อวันที่ 6 สิงหาคม 2562 ดังนั้น บริษัทฯจึงมีหน้าที่ดำเนินการเปิดเผยข้อมูลต่อตลาดหลักทรัพย์ฯทันที และมีหน้าที่ต้องแต่งตั้งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเพื่อให้ความเห็นต่อผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ พร้อมทั้งเปิดเผยสารสนเทศของการทำรายการดังกล่าวต่อตลาดหลักทรัพย์ฯและเสนอให้ที่ประชุมผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ เพื่อพิจารณาอนุมัติการเข้าทำรายการดังกล่าวด้วยคะแนนเสียงไม่ต่ำกว่า 3 ใน 4 ของจำนวนเสียงทั้งหมดของผู้ถือหุ้นที่มาประชุมและมีสิทธิออกเสียง โดยไม่นับส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีส่วนได้เสีย และบริษัทฯจะต้องจัดส่งหนังสือนัดประชุมผู้ถือหุ้นพร้อมความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้แก่ผู้ถือหุ้นเป็นระยะเวลาล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 14 วันก่อนวันประชุมผู้ถือหุ้น

จากข้อมูลและลักษณะการทำรายการข้างต้น มีข้อดี ข้อด้อยและความเสี่ยง สามารถสรุปได้ดังนี้

1. ข้อดีและประโยชน์ของการเข้าทำรายการ

1.1. เป็นการขยายการลงทุนในธุรกิจที่สามารถสร้างรายได้ที่มั่นคงอย่างต่อเนื่องในระยะยาวให้กับบริษัทและเพิ่มความสามารถในการทำกำไรจากการรับรู้ผลการดำเนินงานของ BIGGAS

ภายหลังจากได้มาซึ่งหุ้นของ BIGGAS เพิ่มเติม จะส่งผลให้บริษัทสามารถบันทึกผลกำไรจากธุรกิจของกลุ่ม BIGGAS ได้ร้อยละ 100 จากเดิมร้อยละ 51 ทั้งนี้ในปัจจุบันบริษัทได้รวมผลการดำเนินงานของกลุ่ม BIGGAS ในงบการเงินรวมอยู่แล้ว แต่แสดงกำไรจากส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยส่วนที่เหลือร้อยละ 49 นอกจากนี้บริษัทคาดว่าจะได้รับผลตอบแทนจากเงินปันผลในอนาคตของกลุ่ม BIGGAS ซึ่งคาดว่าจะปันรายได้ที่มั่นคงและต่อเนื่องในระยะยาวเนื่องจากกลุ่ม BIGGAS มีผลการดำเนินงานที่ดีอย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่อง สำหรับ TPN อยู่ระหว่างการลงทุนก่อสร้างในธุรกิจขนส่งน้ำมันทางท่อจากจังหวัดสระบุรี ถึง จังหวัดขอนแก่น และจะเริ่มมีผลการดำเนินงานครั้งแรกประมาณไตรมาส 4 ปี 2564 โดยคาดว่าจะเริ่มมีกำไรสุทธิตั้งแต่ปี 2564 เป็นต้นไป และในอนาคต บริษัทฯยังมีแผนงานที่จะนำ BIGGAS เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ ดังนั้น การเข้าลงทุนเพิ่มเติมใน BIGGAS ดังกล่าวถือเป็นการขยายการลงทุนในธุรกิจที่สามารถสร้างรายได้ที่มั่นคงให้กับบริษัทอย่างต่อเนื่องในระยะยาว และยังเป็นการเพิ่มความสามารถในการทำกำไรจากการรับรู้ผลการดำเนินงานของ BIGGAS มากขึ้น

1.2 การเข้าทำรายการไม่กระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินและฐานะทางการเงินของบริษัทฯ

การออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯจำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาเสนอขาย 0.86 บาทต่อหุ้น (การเสนอราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการปิดเศษ) คิดเป็นมูลค่า 4,263 ล้านบาท เพื่อเสนอขายให้แก่บุคคลในวงจำกัด คือ BGTH เป็นการแลกเปลี่ยนกับการเข้าถือหุ้นสามัญของ BIGGAS อีกร้อยละ 49 โดยบริษัทฯไม่จำเป็นต้องมีการชำระเงินสดหรือสินทรัพย์อื่นเพิ่มเติม บริษัทฯจึงไม่มีภาระหนี้สินเงินกู้และดอกเบี้ยจ่ายเพิ่มขึ้นแต่อย่างใด และผู้ถือหุ้นเดิมไม่มีภาระที่จะต้องใส่เงินเพิ่มทุนซึ่งเป็นมูลค่าที่ค่อนข้างสูง ทำให้การดำเนินการต่างๆทำได้ง่ายเพราะเป็นการตกลงเจรจากับกลุ่มผู้ถือหุ้นที่มีความคุ้นเคยกันอยู่แล้ว และจะช่วยให้อัตราส่วนทางการเงินที่ดีขึ้นในภาพรวมจากอัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (D/E Ratio) ดีขึ้นจาก 0.89 เท่าเป็น 0.43 เท่า ถ้าคำนวณจากงบการเงินรวมของบริษัทฯ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 ทั้งนี้ยังไม่รวมผลการดำเนินงานที่เกิดขึ้นภายหลังวันที่ตามงบการเงินดังกล่าว

1.3 เป็นการลงทุนที่มีความสมเหตุสมผลด้านราคา

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประเมินราคาเข้าลงทุนในหุ้นของ BIGGAS และราคาเสนอขายหุ้นสามัญของบริษัทฯต่อบุคคลในวงจำกัด ปรากฏว่าที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประเมินราคาตามวิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ ได้มูลค่าของกลุ่ม BIGGAS มีมูลค่าอยู่ระหว่าง 7,307.24 – 8,696.48 ล้านบาท หรือเท่ากับราคา 89.52 – 106.54 บาทต่อหุ้น สำหรับราคาประเมินกลุ่มบริษัทฯ และรวมถึงมูลค่าของกลุ่ม BIGGAS ที่บริษัทฯถืออยู่ร้อยละ 51 แล้วจะได้มูลค่าอยู่ระหว่าง 4,978.50 – 5,831.94 ล้านบาท หรือเท่ากับราคา 0.72 – 0.85 บาทต่อหุ้น ขณะที่ ทำให้ได้อัตราแลกหุ้น 1 หุ้นของ BIGGAS สามารถแลกเป็นหุ้นบริษัทฯได้ในช่วงระหว่าง 123.68 – 125.66 หุ้น ดังนั้น บริษัทฯต้องออกหุ้นเพิ่มทุนระหว่าง 4,947.14 – 5,026.08 ล้านหุ้นหรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 41.83 – 42.22 ซึ่งเมื่อเทียบกับมติคณะกรรมการบริษัทฯที่มีมติให้ออกหุ้นเพิ่มทุนจำนวน 4,981.09 ล้านหุ้นหรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42 ของจำนวนหุ้นที่ออกและเรียกชำระแล้วหลังทำรายการ ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่าอัตราส่วนในการแลกหุ้นครั้งนี้เป็นอัตราส่วนที่มีความเหมาะสม

1.4 ผู้ถือหุ้นเดิมของบริษัทฯไม่ได้รับผลกระทบจากการลดลงของราคาหุ้น (Price Dilution)

การออกและเสนอขายหุ้นเพิ่มทุนของบริษัทฯ จำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาเสนอขายหุ้นละ 0.86 บาท (การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการบิดเบือน เนื่องจากบริษัทฯ กำหนดราคาซื้อขายที่ตกลงกันเท่ากับ 4,263 ล้านบาท) เพื่อชำระเป็นค่าตอบแทนส่วนหนึ่งในการแลกเปลี่ยนหุ้น (Share swap) ของ BIGGAS นั้น จะไม่ทำให้ผู้ถือหุ้นเดิมของบริษัทฯได้รับผลกระทบจากการลดลงของราคาหุ้น (Price Dilution) เนื่องจากราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนสูงกว่าราคาตลาดถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของหุ้นบริษัทย้อนหลัง 15 วันทำการก่อนวันที่คณะกรรมการบริษัทมีมติอนุมัติการทำรายการ คือ ระหว่างวันที่ 12 กรกฎาคม 2562 ถึงวันที่ 5 สิงหาคม 2562 ซึ่งเท่ากับ 0.71 บาทต่อหุ้น ซึ่งเป็นราคาเสนอขายที่สูงกว่าราคาตลาดร้อยละ 21.13

2 ข้อเสียและความเสี่ยงของการเข้าทำรายการ

2.1. ผลกระทบต่อสัดส่วนการถือหุ้นสิทธิในการออกเสียงของผู้ถือหุ้นเดิม และส่วนแบ่งกำไรจากการจัดสรรหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด

ภายหลังการทำรายการ บริษัทฯจะต้องเพิ่มทุนหุ้นสามัญให้แก่บุคคลในวงจำกัด จำนวน 4,981.09 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.01 บาท ในราคาเสนอขายหุ้นละ 0.86 บาท (การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการบิดเบือน เนื่องจากบริษัทฯ กำหนดราคาซื้อขายที่ตกลงกันเท่ากับ 4,263 ล้านบาท) เพื่อเป็นการชำระค่าตอบแทนสำหรับการซื้อหุ้นสามัญของ BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 49 ทำให้จำนวนหุ้นสามัญชำระแล้วของบริษัทฯเพิ่มขึ้นจาก 6,878.55 ล้านหุ้น เป็น 11,859.75 ล้านหุ้น ซึ่งเมื่อคำนึงถึงผลกระทบต่อค่าลดของสิทธิในการออกเสียง (Control Dilution) และส่วนแบ่งกำไร (earning Dilution) แล้ว จะมีสัดส่วนลดลงในอัตราร้อยละ 42

2.2. ความเสี่ยงจากการผลกำไรของ BIGGAS ไม่เป็นไปตามที่บริษัทคาดการณ์

การทำรายการดังกล่าวจะทำให้ BIGGAS กลายเป็นบริษัทย่อยของบริษัทฯในสัดส่วนร้อยละ 100 ซึ่งจะทำให้บริษัทสามารถรับรู้ผลการดำเนินงานของกลุ่ม BIGGAS เข้ามาในงบการเงินของบริษัทฯได้ด้วยการจัดทำงบการเงินรวม (Consolidated Financial Statement) อย่างไรก็ตามหากกลุ่ม BIGGAS ไม่สามารถดำเนินธุรกิจให้มีผลกำไรเป็นไปตามคาดการณ์ได้ อาจส่งผลให้บริษัทฯมีความเสี่ยงในการรับรู้รายได้ของ BIGGAS ที่อาจไม่เป็นไปตามประมาณการ อย่างไรก็ตาม บริษัทฯมีความมั่นใจในศักยภาพของการเจริญเติบโตของกลุ่ม BIGGAS ซึ่งมีผู้บริหารหลักและบุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญ มีประสบการณ์ และยังมีสายสัมพันธ์ที่ดีกับลูกค้า

2.3. ความเสี่ยงจากการที่เงื่อนไขบังคับก่อนการทำรายการไม่บรรลุผลสำเร็จ

เนื่องจากการเข้าทำรายการดังกล่าวให้สำเร็จนั้น มีหลายกระบวนการที่เกี่ยวข้อง เช่น การเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด ขั้นตอนการขออนุญาตจากสำนักงาน ก.ล.ต. เป็นต้น ทั้งนี้หากบริษัทฯไม่ได้รับการอนุมัติการเข้าทำรายการจากสำนักงาน ก.ล.ต. และสถาบันการเงิน อาจเป็นเหตุให้บริษัทฯไม่สามารถได้มาซึ่งหุ้นของ BIGGAS ได้ นอกจากนี้การเข้าทำรายการดังกล่าวยังจะต้องได้รับการอนุมัติจากผู้ถือหุ้นเพื่อการเข้าทำรายการดังกล่าว ด้วยคะแนนเสียงไม่น้อยกว่า 3 ใน 4 ของจำนวนเสียงทั้งหมดของผู้ถือหุ้นที่มาประชุม และมีสิทธิออกเสียงลงคะแนนโดยไม่นับส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีส่วนได้เสีย

3 การเปรียบเทียบข้อดีและประโยชน์ ข้อด้อยและความเสี่ยง ระหว่างการทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน กับการทำรายการกับบุคคลภายนอก

3.1 ข้อดีและประโยชน์ของการทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน

บริษัทเป็นผู้ถือหุ้น BIGGAS อยู่แล้วร้อยละ 51 และมีการแต่งตั้งกรรมการตัวแทนเข้าร่วมบริหารใน BIGGAS ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2560 จึงมีความคุ้นเคยเป็นอย่างดีกับผู้ถือหุ้นใหญ่และ/หรือกรรมการเดิมของ BIGGAS คือ นายธนัช ปวรวิบูลย์กร และนางสาวปิยะภัทร์ สุวรรณสังข์ ในการกำหนดนโยบายและการบริหารงานร่วมกัน การทำรายการจึงเป็นการยกระดับความร่วมมือกันทางธุรกิจในระดับนโยบายของบริษัทโดยรวม และบริษัทยังสามารถบริหารจัดการการดำเนินธุรกิจ BIGGAS ได้ทั้งหมดแบบเบ็ดเสร็จ ซึ่งคาดว่าจะช่วยให้ทิศทางการดำเนินธุรกิจและความร่วมมือระหว่างกันในการบริหารงานเป็นไปด้วยดีมากขึ้น ดังนั้นการทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน จึงเป็นรายการที่เหมาะสมต่อการทำรายการครั้งนี้

3.2 ข้อด้อยและความเสี่ยงของการทำรายการกับบุคคลภายนอก

การทำรายการกับบุคคลภายนอก เป็นการเปิดโอกาสในการจัดหาพันธมิตรทางธุรกิจ ซึ่งอาจช่วยให้บริษัทสามารถขยายขนาดของธุรกิจได้มากกว่าการทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน แต่บริษัทต้องใช้เวลาในการคัดเลือกผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย รวมถึงการเรียนรู้แนวทางการบริหารงาน การกำหนดนโยบายระหว่างกันใหม่ทั้ง 3 กลุ่ม คือ กลุ่มผู้บริหารบริษัท กลุ่มผู้บริหาร BIGGAS และกลุ่มบุคคลภายนอก ซึ่งเป็นขั้นตอนที่ต้องใช้เวลาระหว่างกันก่อนที่จะทำงานร่วมกัน และจำเป็นต้องมีการตรวจสอบประเด็นการแข่งขันทางธุรกิจที่อาจมีการซ้ำซ้อนกันในกลุ่มลูกค้าเป้าหมายเดียวกัน

ประเด็นด้านการประเมินมูลค่างานของกลุ่มบริษัท และกลุ่ม BIGGAS

สำหรับวิธีการประเมินมูลค่ากิจการของกลุ่มบริษัท และกลุ่ม BIGGAS ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะใช้วิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิเป็นเกณฑ์ในการกำหนดมูลค่าของทั้งสองกลุ่มบริษัท เนื่องจากเป็นวิธีที่สะท้อนถึงความสามารถในการทำกำไร และความสามารถในการสร้างกระแสเงินสดของธุรกิจที่จะได้รับในอนาคต โดยอ้างอิงจากการดำเนินงานที่ผ่านมา รวมถึงแนวโน้มภาวะเศรษฐกิจ การดำเนินงานของกิจการในอนาคต จึงทำให้วิธีนี้จึงมีความเหมาะสม และสามารถสะท้อนมูลค่าที่แท้จริงของกิจการได้ดีกว่า โดยผลการศึกษาของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระสรุปได้ว่าบริษัทต้องออกหุ้นเพิ่มทุนระหว่าง 4,947.14 – 5,026.08 ล้านหุ้นหรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 41.83 – 42.22 ซึ่งเมื่อเทียบกับมติคณะกรรมการบริษัทที่มีมติให้ออกหุ้นเพิ่มทุนจำนวน 4,981.09 ล้านหุ้นหรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42 ของจำนวนหุ้นที่ออกและเรียกชำระแล้วหลังทำรายการ ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่าการแลกหุ้นครั้งนี้เป็นอัตราส่วนที่มีความเหมาะสม

ดังนั้น เมื่อพิจารณาถึงข้อมูลเรื่องการวิเคราะห์ข้อดีและประโยชน์ของการเข้าทำรายการ ข้อด้อยและความเสี่ยงของการเข้าทำรายการโดยรวมแล้ว กลุ่มบริษัท จะได้รับประโยชน์ในระยะยาวจากการทำรายการในครั้งนี้มากกว่าที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่า ผู้ถือหุ้นของบริษัทควร **อนุมัติ** การทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ และรายการที่เกี่ยวข้องกันในครั้งนี้

ผู้ถือหุ้นควรศึกษาข้อมูลตามรายงานความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระและเอกสารต่างๆ ที่แนบมากับหนังสือเชิญประชุมในครั้งนี้ เพื่อใช้พิจารณาและดุลพินิจประกอบการพิจารณาในการตัดสินใจเพื่อลงมติได้อย่างเหมาะสม โดยขึ้นอยู่กับการตัดสินใจของผู้ถือหุ้นเป็นสำคัญ ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระขอรับรองว่าได้พิจารณาและให้ความเห็นกรณีข้างต้นด้วยความรอบคอบตามมาตรฐานวิชาชีพ โดยคำนึงถึงผลประโยชน์ของผู้ถือหุ้นเป็นสำคัญ

1. ลักษณะและรายละเอียดของรายการจำหน่ายไปซึ่งสินทรัพย์ และรายการที่เกี่ยวข้องกัน**1.1 วัตถุประสงค์ของการทำรายการและที่มาของรายการ**

ตามที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 4/2562 เมื่อวันที่ 6 สิงหาคม 2562 ได้มีมติอนุมัติให้เสนอต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 2/2562 ซึ่งจะจัดขึ้นในวันที่ 19 กันยายน 2562 เพื่อพิจารณาการเข้าทำรายการลงทุนหุ้นสามัญบริษัท บิ๊กแก๊ส เทคโนโลยี จำกัด ("BIGGAS") ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทฯ ถือหุ้นอยู่ในสัดส่วนร้อยละ 51 โดยบริษัทฯ จะเข้าทำรายการรับโอนหุ้นสามัญของ BIGGAS จำนวน 39,999,998 หุ้น หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 49 ของจำนวนหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของ BIGGAS คิดเป็นมูลค่ารวม 4,263 ล้านบาท จาก BGTH ภายใต้กระบวนการโอนกิจการทั้งหมด (Entire Business Transfer หรือ EBT) ทั้งนี้บริษัทฯ จะทำชำระค่าตอบแทนสำหรับธุรกรรมการรับโอนกิจการทั้งหมดให้กับ BGTH ด้วยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ จำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาเสนอขาย 0.86 บาทต่อหุ้น (การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการปิดเศษ) คิดเป็นมูลค่าการเสนอขายทั้งสิ้น 4,263.00 ล้านบาท โดยเสนอขายแบบเฉพาะเจาะจงให้แก่บุคคลในวงจำกัด (Private Placement) ให้แก่บริษัท บีจีที โฮลดิ้ง จำกัด ("BGTH") เพื่อเป็นค่าตอบแทนธุรกรรมการรับโอนกิจการทั้งหมดแทนการชำระค่าตอบแทนด้วยเงินสด (Payment in Kind) โดยจะไม่มีการชำระด้วยเงินสดหรือทรัพย์สินอื่น

ซึ่งภายหลังการออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ ให้แก่ BGTH จะทำให้ BGTH จะถือหุ้นสามัญของบริษัทฯ ในจำนวนไม่เกิน 4,981,094,116 หุ้น คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42 ของหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของบริษัทฯ ซึ่งเป็นสัดส่วนที่เกินกว่าร้อยละ 25 ซึ่ง BGTH จะมีหน้าที่ต้องทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของบริษัทฯ ตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ. 12/2554 เรื่อง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และวิธีการในการเข้าถือหลักทรัพย์เพื่อครอบงำกิจการ ("ประกาศเรื่องการเข้าถือหลักทรัพย์เพื่อครอบงำกิจการ") อย่างไรก็ตาม BGTH จะยื่นคำขอผ่อนผันการทำคำเสนอซื้อกรณีมีเหตุจำเป็นและสมควรประการอื่น ต่อสำนักงาน ก.ล.ต. เนื่องจากผู้ถือหุ้นของ BGTH ประกอบด้วยบุคคลธรรมดาทั้งหมด 21 คนที่เป็นนักธุรกิจและไม่ได้มีความเกี่ยวข้องระหว่างกัน ทั้งนี้กลุ่มผู้ถือหุ้นของ BGTH ทุกรายไม่เข้าข่ายมีลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะเป็นการกระทำความร่วมมือกัน (Acting in Concert) ตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ. 7/2552 เรื่อง กำหนดลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะเป็นการกระทำความร่วมมือกับบุคคลอื่น และการปฏิบัติตามมาตรา 246 และมาตรา 247 (รวมทั้งที่ได้มีการแก้ไขเพิ่มเติม) แต่อย่างไรก็ตาม โดยกลุ่มผู้ถือหุ้นของ BGTH มีหนังสือรับรองว่า ผู้ถือหุ้นของ BGTH ทุกรายมิได้มีและจะไม่มีความสัมพันธ์หรือมีพฤติกรรมที่เข้าลักษณะการกระทำความร่วมมือกับบุคคลอื่นในกลุ่มผู้ถือหุ้นดังกล่าวในลักษณะตามที่กำหนดไว้ในประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ. 7/2552 เรื่อง กำหนดลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะเป็นการกระทำความร่วมมือกับบุคคลอื่นและปฏิบัติตามมาตรา 246 และ 247

นอกจากนี้ การรับโอนกิจการทั้งหมด และการจัดสรรหุ้นเพื่อตอบแทนการรับโอนกิจการทั้งหมดเข้าข่ายเป็นรายการที่เกี่ยวข้องกันในครั้งนี้ยังเข้าข่ายเป็นการทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน เนื่องจาก นายกัมพล ตติยกุล เป็นกรรมการผู้มีอำนาจลงนามของบริษัทฯ และถือหุ้นของบริษัทฯ ในสัดส่วนร้อยละ 0.93 นอกจากนี้ นายกัมพล ตติยกุล และนางวิรัชดา ตติยกุล (ภรรยา) เป็นผู้ถือหุ้นใน BGTH ในสัดส่วนร้อยละ 10 ของจำนวนหุ้นที่ออกและชำระแล้ว โดยมีขนาดรายการเท่ากับร้อยละ 234.97 ของสินทรัพย์ที่มีตัวตนสุทธิของบริษัทฯ ตามงบการเงินรวมของบริษัทฯ สิ้นสุดวันที่ 31

มีนาคม 2562 โดยขนาดรายการดังกล่าวมีมูลค่าเกินกว่าร้อยละ 3 ของทรัพย์สินที่มีตัวตนสุทธิของบริษัทฯ และมีมูลค่าเกินกว่า 20 ล้านบาท

1.2 วันเดือนปีที่เกิดรายการ

บริษัทฯ จะเข้าทำรายการหลังจากที่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 2/2562 โดยบริษัทฯ คาดว่าการทำรายการดังกล่าวจะแล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 4/2562 โดยต้องไม่เกินสามเดือนนับแต่วันประชุมผู้ถือหุ้นมีมติอนุมัติให้เสนอขายหุ้นที่ออกใหม่ ภายหลังจากได้ดำเนินการตามเงื่อนไขที่เกี่ยวข้องตามที่ได้รับไว้ใน ข้อ 1.10 เงื่อนไขในการทำรายการ

1.3 คู่สัญญาที่เกี่ยวข้องและความสัมพันธ์กับบริษัทฯ

ผู้ซื้อ	:	บริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด(มหาชน) (“บริษัทฯ”)
ผู้ขาย	:	BGTH ซึ่งมีผู้ถือหุ้น คือ กลุ่มผู้ถือหุ้นเดิมของ BIGGAS จำนวน 21 ราย
ความสัมพันธ์ระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย	:	เป็นบุคคลที่เกี่ยวข้องกันของบริษัทฯ เนื่องจาก BGTH เป็นนิติบุคคลที่มีผู้ถือหุ้นรายใหญ่ ได้แก่ นายกำพล ตติยกุล เป็นกรรมการของบริษัทฯ โดยนายกำพล ตติยกุลและนางวิรัชดา ตติยกุล(คู่สมรส) ถือหุ้นใน BGTH รวมกันเป็นสัดส่วนร้อยละ 10 ของจำนวนหุ้นที่ออกและชำระแล้ว

สรุปสาระสำคัญของร่างสัญญาซื้อขายหุ้นและสัญญาจองหุ้น

วันที่ลงนาม	:	ภายในวันที่ 30 สิงหาคม 2562
คู่สัญญา	:	บริษัทฯ และ BGTH
การทำรายการ	:	1. บริษัทฯ จัดให้มีการประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 2/2562 เพื่อขออนุมัติ 1.1 ซื้อหุ้น 39,999,998 หุ้นของ BIGGAS คิดเป็นร้อยละ 49 ของหุ้นที่ออกและเรียกชำระแล้วทั้งหมด คิดเป็นมูลค่ารวม 4,263 ล้านบาท เป็นการซื้อหุ้นจาก BGTH ภายใต้กระบวนการ EBT โดยบริษัทฯ จะซื้อและรับโอนกิจการทั้งหมดจาก BGTH 1.2 บริษัทฯ จะออกหุ้นเพิ่มทุนให้แก่ BGTH จำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาหุ้นละ 0.86 บาท ให้แก่ BGTH คิดเป็นมูลค่ารวม 4,263 ล้านบาท เพื่อเป็นค่าตอบแทนในการโอนกิจการทั้งหมดของ BGTH ซึ่งรวมถึงหุ้นที่จะซื้อขายภายใต้กระบวนการ EBT และภายหลังจากที่ BGTH ได้โอนกิจการทั้งหมดของ BGTH ซึ่งรวมถึงหุ้นที่จะซื้อขายให้กับบริษัทฯ แล้ว BGTH จะดำเนินการจดทะเบียนเลิกกิจการและดำเนินการแจกจ่ายทรัพย์สิน (ซึ่งรวมถึงหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัท 4,981,094,116 หุ้น ที่บริษัทฯ นำมาชำระเป็นค่าซื้อหุ้นที่จะซื้อขาย) ตามกระบวนการชำระบัญชีให้แก่ผู้ถือ

		หุ้น BGTH ซึ่งจะส่งผลให้ในท้ายที่สุดผู้ถือหุ้น BGTH เข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัท 2. บริษัทจะขออนุญาตให้เสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัดจากสำนักงาน ก.ล.ต. 3. BGTH จะขอผ่อนผันการทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของบริษัท ต่อสำนักงาน ก.ล.ต. ด้วยเหตุจำเป็นและสมควร เนื่องจากการได้มาซึ่งหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัท เป็นการได้มาเพียงชั่วคราวและเป็นเพียงตัวกลางในการถือหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัท ของผู้ถือหุ้น BGTH ที่ซึ่งภายหลังการเข้าทำรายการดังกล่าว BGTH จะจดทะเบียนเลิกบริษัท และโอนหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัททั้งหมดที่ถือโดย BGTH กลับคืนให้แก่ผู้ถือหุ้น BGTH ภายใต้กระบวนการชำระบัญชี 4. บริษัทจะเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายและ/หรือค่าธรรมเนียมใดๆ ที่เกิดขึ้นและเกี่ยวข้องกับการชำระราคาซื้อขายให้แก่ BGTH
เงื่อนไขบังคับก่อนวันซื้อขายหุ้น	:	1. BGTH จะจัดให้มีการประชุมคณะกรรมการ และ/หรือ ประชุมผู้ถือหุ้นเพื่อพิจารณาอนุมัติ - การโอนกิจการทั้งหมดรวมถึงหุ้นสามัญของบริษัทที่ BGTH ถืออยู่ - การจองซื้อหุ้นเพิ่มทุนของบริษัทเพื่อเป็นค่าตอบแทนที่ BGTH ต้องโอนกิจการทั้งหมด 2. BGTH ได้รับการผ่อนผันการทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดจากสำนักงาน ก.ล.ต. 3. บริษัท จะจัดให้มีการประชุมคณะกรรมการ และ/หรือ ประชุมผู้ถือหุ้นเพื่อพิจารณาอนุมัติ - การซื้อหุ้น BIGGAS โดยการซื้อและรับโอนกิจการทั้งหมดจาก BGTH ผ่านกระบวนการโอนกิจการทั้งหมด - การลดทุน / การเพิ่มทุนจดทะเบียนของบริษัท การจัดสรรหุ้นเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด 4. บริษัทได้รับอนุญาตให้เสนอขายหุ้นเพิ่มทุนแก่บุคคลในวงจำกัดจากสำนักงาน ก.ล.ต. 5. บริษัทและ BGTH จะดำเนินการให้ได้มาซึ่งหนังสือยินยอมจากสถาบันการเงินในฐานะผู้ให้สินเชื่อแก่บริษัท เพื่อยกเว้นข้อกำหนดในสัญญาสินเชื่อเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัท
การผิดสัญญา และการบอกเลิกสัญญา	:	1. คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งมีสิทธิเลิกสัญญา โดยให้มีผลทันทีเมื่อมีกฎหมายหรือระเบียบปฏิบัติของหน่วยงานราชการ ซึ่งเป็นผลให้ไม่สามารถปฏิบัติตามข้อตกลงที่เป็นสาระสำคัญได้

	2. คู่สัญญาฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งตกเป็นผู้ล้มละลายถูกคำสั่งพิทักษ์ทรัพย์เด็ดขาด ถูกคำสั่งฟื้นฟูกิจการ หรือยินยอมให้ผู้อื่นเข้าจัดการทรัพย์สินของคู่สัญญาทั้งหมด หรือดำเนินการชำระบัญชี หรือเลิกกิจการของคู่สัญญา 3. มีกฎหมายหรือระเบียบของส่วนราชการใดที่เป็นผลให้การกระทำตามสัญญาฉบับนี้เป็นการขัดต่อกฎหมายหรือข้อห้ามโดยชอบด้วยกฎหมาย 4. เมื่อเงื่อนไขบังคับก่อนตามที่ระบุไว้ ไม่สำเร็จและคู่สัญญาไม่ได้ผ่อนผันหรือสละสิทธิในเงื่อนไขบังคับก่อนนั้นในวันซื้อขายหุ้น
--	---

ข้อมูลทั่วไปของ BGTH

ชื่อบริษัท	:	บริษัท บีจีที โฮลดิ้ง จำกัด("BGTH")
ประเภทธุรกิจ	:	ประกอบธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่น
ที่ตั้ง	:	9/12 ซอยรัชดาภิเษก18 ถนนรัชดาภิเษก แขวงห้วยขวาง เขตห้วยขวาง กรุงเทพฯ
วันที่จดทะเบียนบริษัท	:	12 มิถุนายน 2562
ทุนจดทะเบียนและทุนที่ชำระแล้ว (ณ วันที่ 12 มิถุนายน 2562)	:	- ทุนจดทะเบียน 199,999,990 บาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญ 39,999,998 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้ 5 บาท - ทุนจดทะเบียนชำระแล้ว 199,999,990 บาท
รายชื่อกรรมการ (ณ วันที่ 12 มิถุนายน 2562)	:	นางสาวปิยะภัทร สุวรรณสังข์

รายชื่อผู้ถือหุ้นของ BGTH ณ วันที่ 8 กรกฎาคม 2562 มีดังนี้

	ชื่อผู้ถือหุ้น	จำนวนหุ้น	ร้อยละ
1	นายณัฏฐ ปรววิบูลยากร	20,799,999	52.00
2	นางภาวิดา กฤษกร ณ อยุธยา	4,160,000	10.40
3	ครอบครัวตติยกุล		
	- นางวิรัชดา ตติยกุล	2,400,000	6.00
4	- นายกัมพล ตติยกุล	1,600,000	4.00
5	นางสาวปิยะภัทร สุวรรณสังข์	2,799,999	7.00
6	นายสุรเดช มัลลย์ทอง	1,970,000	4.93
7	นายพรศักดิ์ หิรัญชูพงศ์	1,000,000	2.50
8	นายจิรพงษ์ ใจหลัก	1,000,000	2.50
9	นางสาวอรจิรา ดำรงค์ศักดิ์	1,000,000	2.50
10	นางสาวนันท์นภัส จงประสพโชคชัย	890,000	2.23
11	นายชัยรัตน์ ศรีไชย	760,000	1.90
12	นางสาวหลิมา ชี ฮาน	448,000	1.12

	ชื่อผู้ถือหุ้น	จำนวนหุ้น	ร้อยละ
13	นางนันท์ธร ไม้ทองดี	360,000	0.90
14	นายเกียรติศักดิ์ ไตรตรึงษ์ทัศนาศนา	200,000	0.50
15	นายวรวิทย์ คุปต์ถาวรฤกษ์	135,000	0.34
16	นางสาวสุกฤดา อาชวนิยุต	135,000	0.34
17	นายอิทธิเดช อนุสรธรรมกิจ	90,000	0.23
18	นายวิโรจน์ วัชรเดชกุล	90,000	0.23
19	นายชินดิษฐ์ สุวัชรรัตนสกุล	72,000	0.18
20	นางสาวกัลยิธีรา เอี่ยมหอม	50,000	0.13
21	นายชัยณรงค์ เกรียงโกมล	40,000	0.10
	รวม	39,999,998	100.00

หมายเหตุ: กรรมการผู้มีอำนาจลงนามของBGTH คือ นางสาวปิยะภัทร์ สุวรรณสังข์

ภายหลังการทำรายการเรื่องการออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัดแล้ว กลุ่มผู้ถือหุ้นของ BGTH ทั้ง 21 รายจะเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทฯรวมกันคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42 ของทุนจดทะเบียนที่ออกและเรียกชำระแล้ว นอกจากนี้ การทำรายการดังกล่าวยังเป็นรายการที่เกี่ยวข้องกันเนื่องจากนายกัมพล ตติยกุล เป็นกรรมการผู้มีอำนาจลงนามของบริษัทฯ และนายกัมพล ตติยกุล ยังเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทฯในสัดส่วนร้อยละ 0.93 นอกจากนี้ นายกัมพล ตติยกุลและนางวิรัชดา ตติยกุล(คู่สมรส) เป็นผู้ถือหุ้นใน BGTH ในสัดส่วนร้อยละ 10 ของจำนวนหุ้นที่ออกและชำระแล้ว ทั้งนี้ กลุ่มผู้ถือหุ้นของ BGTH ไม่เข้าข่ายลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะเป็นการกระทำร่วมกัน (Acting in Concert) ตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ. 7/2552 เรื่อง กำหนดลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะเป็นการกระทำร่วมกับบุคคลอื่น และการปฏิบัติตามมาตรา 246 และมาตรา 247 (รวมทั้งที่ได้มีการแก้ไขเพิ่มเติม) แต่อย่างไรก็ดี โดยกลุ่มผู้ถือหุ้นของ BGTH มีหนังสือรับรองว่า ผู้ถือหุ้นของ BGTH ทุกรายมิได้มีและจะไม่มีความสัมพันธ์หรือมีพฤติกรรมที่เข้าลักษณะการกระทำร่วมกับบุคคลอื่นในกลุ่มผู้ถือหุ้นดังกล่าวในลักษณะตามที่กำหนดไว้ในประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ. 7/2552 เรื่อง กำหนดลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะเป็นการกระทำร่วมกับบุคคลอื่นและปฏิบัติตามมาตรา 246 และ 247

1.4 รายละเอียดของสินทรัพย์ที่ได้มา

บริษัทฯจะเข้าซื้อหุ้นสามัญของ BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 49 ของทุนจดทะเบียนที่ออกและเรียกชำระแล้ว จากเดิมบริษัทฯถือหุ้นอยู่ร้อยละ 51 ซึ่งจะทำให้มีสัดส่วนการถือหุ้นรวมเป็นร้อยละ 100 ภายหลังเสร็จสิ้นการทำรายการ

ข้อมูลทั่วไปของBIGGAS

ชื่อบริษัท	:	บริษัท บิ๊กแก๊ส เทคโนโลยี จำกัด ("BIGGAS")
ประเภทธุรกิจ	:	ประกอบธุรกิจหลักโดยการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเหลว และให้บริการวิศวกรรมที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน
ที่ตั้งสำนักงานใหญ่	:	เลขที่ 9/199 หมู่ 3 ตำบลบ้านใหม่ อำเภอปากเกร็ด จังหวัดนนทบุรี 11120
วันที่จดทะเบียนบริษัท	:	21 กันยายน 2554

ทุนจดทะเบียนและทุนชำระแล้ว (ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562)	:	- ทุนจดทะเบียน 81,632,000 หุ้น แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญ 81,632,000 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5 บาท - ทุนชำระแล้ว 408,160,000 บาท
รายชื่อกรรมการ (ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562)	:	1. นายธนัช ปวรวิบูลย์การ ¹ 2. นายสุรเดช มาลัยทอง 3. นางสาวปิยะภัทร์ สุวรรณสังข์ 4. นายภาณุ ศีตีสาร 5. นายกัมพล ตติยกุล 6. นางสาวอนงค์ พานิชเจริญนาน 7. นายเศรษฐวุฒิ บุญสนธิ

หมายเหตุ: ¹นายธนัช ปวรวิบูลย์การ ดำรงตำแหน่ง ประธานเจ้าหน้าที่บริหารของ BIGGAS (นายธนัชฯ เข้าสู่อุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจของ BIGGAS จากธุรกิจจัดจำหน่ายอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ NGV ตั้งแต่ปี 2552 ซึ่งภายหลังจากนั้นยังมีประสบการณ์ในธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับการนำเข้าและจัดจำหน่ายรถบรรทุกและรถพ่วง ธุรกิจสถานีบริการก๊าซ NGV จากนั้นจึงมาเป็นผู้จัดตั้งและผู้บริหาร BIGGAS และ TPN จนถึงปัจจุบัน)

รายชื่อผู้ถือหุ้นของ BIGGAS ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 มีดังนี้

	ชื่อผู้ถือหุ้น	ก่อนทำรายการ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562		หลังทำรายการ	
		จำนวนหุ้น (หุ้น)	สัดส่วน (ร้อยละ)	จำนวนหุ้น (หุ้น)	สัดส่วน (ร้อยละ)
1.	บริษัทฯ	41,632,000	51.00	81,631,998	100.00
2.	BGTH	39,999,998	49.00	-	-
3.	นายธนัช ปวรวิบูลย์การ	1	0.00	1	0.00
4.	นางสาวปิยะภัทร์ สุวรรณสังข์	1	0.00	1	0.00
รวม		81,632,000	100.00	81,632,000	100.00

นอกจากนี้ BIGGAS ยังมีบริษัทย่อยอีก 2 บริษัท คือ

1. บริษัท ไทยไปป์ไลน์ เนตเวิร์ค จำกัด (“TPN”) ประกอบธุรกิจขนส่งน้ำมันโดยระบบขนส่งน้ำมันทางท่อจาก จังหวัดสระบุรี ไปยังจังหวัดขอนแก่น ปัจจุบันอยู่ระหว่างการก่อสร้างและคาดว่าจะเริ่มมีรายได้เชิงพาณิชย์ ในไตรมาสที่ 4 ปี 2564 ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 มีทุนจดทะเบียน 1,350 ล้านบาท และมีทุนชำระแล้ว 625 ล้านบาท และในเดือนกรกฎาคม 2562 TPN มีการเพิ่มทุนจดทะเบียนชำระแล้วเป็น 1,800 ล้านบาทโดย BIGGAS เป็นผู้ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 94.00 ทั้งนี้ TPN อยู่ระหว่างการเจรจาพันธมิตรทางธุรกิจแต่ยังไม่มีข้อสรุปที่ชัดเจน
2. บริษัท เจเอ็น เอ็นเนอร์จี้ คอร์ปอเรชั่น จำกัด (“JN”) ประกอบธุรกิจสถานีบริการก๊าซปิโตรเลียมเหลว และก๊าซธรรมชาติ ปัจจุบันมีสถานีบริการ 2 แห่งที่อำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี และอำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 มีทุนจดทะเบียนและทุนชำระแล้ว 100 ล้านบาท โดย BIGGAS เป็นผู้ถือหุ้นใน
สัดส่วนร้อยละ 100.00

ทั้งนี้ บริษัทฯ ถือหุ้นของ BIGGAS อยู่แล้วในสัดส่วนร้อยละ 51 และจะซื้อหุ้นเพิ่มเติมอีกร้อยละ 49 จากผู้ถือหุ้น
เดิม ซึ่งจะทำให้บริษัทฯ เป็นผู้ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 100 ภายหลังจากการทำรายการในครั้งนี้
(โปรดดูรายละเอียด เพิ่มเติมเกี่ยวกับข้อมูลของกลุ่ม BIGGAS ในเอกสารแนบที่ 1)

1.5 ลักษณะโดยทั่วไปของรายการ

บริษัทฯ จะเข้าซื้อหุ้นสามัญของ BIGGAS จาก BGTH จำนวน 39,999,998 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5 บาท หรือ
คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 49 ของทุนจดทะเบียนที่ออกและชำระแล้วทั้งหมด (เดิมบริษัทฯ ถือหุ้นอยู่ในสัดส่วนร้อยละ 51 และ
จะมีสัดส่วนการถือหุ้นรวมเป็นร้อยละ 100) โดยบริษัทฯ จะชำระมูลค่าหุ้นดังกล่าวด้วยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ
จำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาเสนอขาย 0.86 บาทต่อหุ้น (การแสดงราคาเสนอขาย
หุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการบิดเบือน) คิดเป็นมูลค่าการเสนอขาย 4,263 ล้าน
บาทให้แก่บุคคลในวงจำกัด คือ BGTH ซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นของ BIGGAS เพื่อชำระค่าตอบแทนการโอนกิจการทั้งหมดของ
BGTH ภายหลังจากที่ BGTH ได้โอนกิจการทั้งหมดของ BGTH ซึ่งรวมถึงหุ้นสามัญของ BIGGAS ให้กับบริษัทฯ ภายใต้
กระบวนการทำ EBT แล้ว BGTH จะดำเนินการจดทะเบียนเลิกกิจการและดำเนินการแจกจ่ายทรัพย์สิน (ซึ่งรวมถึงหุ้น
สามัญของ BIGGAS จำนวน 4,981,094,116 หุ้น) ตามกระบวนการชำระบัญชีให้แก่ผู้ถือหุ้น BGTH ซึ่งจะส่งผลให้ใน
ท้ายที่สุดผู้ถือหุ้นของ BGTH เข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ โดยบริษัทฯ คาดว่าการทำรายการดังกล่าวจะแล้วเสร็จภายใน
ไตรมาสที่ 4 ปี 2562

โครงสร้างผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ก่อนและหลังการเข้าทำรายการ สรุปได้ดังนี้

	ชื่อผู้ถือหุ้น	ณ วันที่ 4 มิถุนายน 2562		หุ้นเพิ่มทุนที่ จัดสรรในครั้งนี้	หลังทำรายการ	
		จำนวนหุ้น (หุ้น)	สัดส่วน (ร้อยละ)		จำนวนหุ้น (หุ้น)	สัดส่วน (ร้อยละ)
1.	นายโสมพัฒน์ ไตรโสรัส และคู่สมรส					
2.	- นายโสมพัฒน์ ไตรโสรัส และ	586,600,000	8.53		586,600,000	4.95
3.	- นางวัลลภา ไตรโสรัส (คู่สมรส)	569,240,000	8.28		569,240,000	4.80
4.	UBS AG SINGAPORE BRANCH*	400,000,000	5.82		400,000,000	3.37
5.	นายพระนาย กังวาลรัตน์	450,346,000	6.55		450,346,000	3.80
6.	นายภาณุ ศิตติสาร	271,500,000	3.95		271,500,000	2.29
7.	นายจักรกฤษ จารุจินดา	204,350,000	2.97		204,350,000	1.72
8.	นายพรเทพ บุรณกุลไพโรจน์	204,869,300	2.98		204,869,300	1.73
9.	นายเฉลิมชัย มหาภิรมย์	200,000,000	2.91		200,000,000	1.69
10.	นายสมศักดิ์ สุรฤทธิเชวง	195,958,052	2.85		195,958,052	1.65
11.	นายสมภาพ ติงธนากุล	168,000,000	2.44		168,000,000	1.42
12.	นางสุกัญญา วณิชจักรวงศ์	143,622,000	2.09		143,622,000	1.21
13.	นายพรศักดิ์ หิรัญพงษ์	101,823,700	1.48	124,527,359	226,351,059	1.91
14.	นายอิทธิเดช อนุสรราชกิจ	101,500,000	1.48	11,207,462	112,707,462	0.95

	ชื่อผู้ถือหุ้น	ณ วันที่ 4 มิถุนายน 2562		หุ้นเพิ่มทุนที่ จัดสรรในครั้งนี้	หลังทำรายการ	
		จำนวนหุ้น (หุ้น)	สัดส่วน (ร้อยละ)	จำนวนหุ้น (หุ้น)	จำนวนหุ้น (หุ้น)	สัดส่วน (ร้อยละ)
14.	นายอัมพน พุ่มกุมาร	64,300,000	0.93		64,300,000	0.54
15.	นายกำพล ตติยกิจ และคู่สมรส	63,970,900	0.93	199,243,775	263,214,675	2.22
16.	- นายกำพล ตติยกิจ - นางวิรัชดา ตติยกิจ (คู่สมรส)					
		-	-	298,865,662	298,865,662	2.52
17.	นายธนัช ปวรวิบูลยากร	59,000,000	0.86	2,590,168,945	2,649,168,945	22.34
18.	บริษัท บีจีที โฮลดิ้ง จำกัด - เมื่อได้รับการจัดสรรหุ้นจากบริษัทฯ - เมื่อมีการเลิกกิจการ ชำระบัญชีและ โอนหุ้นให้ผู้ถือหุ้น BGTH ภายใต้ กระบวนการ EBT	-	-	4,981,094,116 (4,981,094,116)	-	-
19.	นางภาวิดา ภูษธร ณ อรุณยา	-	-	518,033,814	518,033,814	4.37
20.	นายสุรเดช มาลัยทอง	600	0.00	245,318,897	245,319,497	2.07
21.	นางสาวปิยะภัทร์ สุวรรณสังข์	23,000,000	0.33	348,676,481	371,676,481	3.13
22.	นายจิรพงษ์ ใจหลัก	1,640,000	0.02	124,527,359	126,167,359	1.06
23.	นางสาวอรจิรา ดำรงศักดิ์	180,000	0.00	124,527,359	124,707,359	1.05
24.	นางสาวนันท์นภัส จงประสพโชคชัย	46,153,848	0.67	110,829,350	156,983,198	1.32
25.	นายชัยรัตน์ ศรีไชย	3,628,000	0.05	94,640,793	98,268,793	0.83
26.	นางนันท์ธร ไม่ทองดี	12,040,000	0.18	44,829,849	56,869,849	0.48
27.	Ms. Liu Chin-Han	-	-	55,788,257	55,788,257	0.47
28.	นายเกียรติศักดิ์ ไตรตรึงษ์ทัศน์	-	-	24,905,472	24,905,472	0.21
29.	นายวรวิทย์ คุปต์ถาวรฤกษ์	600,000	0.01	16,811,194	17,411,194	0.15
30.	นางสาวสุกฤดา อาชวนิยุต	-	-	16,811,194	16,811,194	0.14
31.	นายวิโรจน์ วิริยเดชกุล	3,500,000	0.05	11,207,462	14,707,462	0.12
32.	นายชินดิษฐ์ สุวัชรรัตน์สกุล	-	-	8,965,970	8,965,970	0.08
33.	นางสาวกัลยวีร์รดา เขียมหอม	-	-	6,226,368	6,226,368	0.05
34.	นายชัยณรงค์ เกรียงโกมล	22,300,000	0.32	4,981,094	27,281,094	0.23
	ผู้ถือหุ้นอื่น	2,980,531,380	43.33	-	2,980,531,380	25.13
	รวม	6,878,553,780	100.00	4,981,094,116	11,859,747,896	100.00

หมายเหตุ * UBS AG SINGAPORE BRANCH เป็นกองหุ้นส่วนบุคคลโดย นางวัลลภา ไตรโสรัส

** BGTH จะดำเนินการจดทะเบียนเลิกกิจการและชำระบัญชี โอนหุ้นสามัญในบริษัทฯ ที่จะได้รับจัดสรรเพื่อชำระค่าตอบแทน
ดังกล่าวให้แก่ผู้ถือหุ้นของ BGTH ซึ่งมีจำนวน 21 รายต่อไป

ผู้ถือหุ้นรายใหญ่ที่สุดของบริษัทฯจะมีการเปลี่ยนแปลง คือ นายธนัช ปวรวิบูลยากร จะเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่อันดับที่ 1 โดยมีการถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 22.34 ของทุนที่ออกและชำระแล้ว ทั้งนี้ โครงสร้างคณะกรรมการบริษัทฯ จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงภายหลังการทำรายการ อำนาจการควบคุมและอำนาจการบริหารบริษัทฯจึงไม่มีการเปลี่ยนแปลง

รายชื่อคณะกรรมการของบริษัทฯ ก่อนและหลังการเข้าทำรายการ

รายชื่อ	ตำแหน่ง	ก่อนทำรายการ (ปัจจุบัน)	หลังทำรายการ
1. นายภาณุ ศีตีสาร	ประธานกรรมการ	✓	✓
2. นายพระนาย กังวานรัตน์	กรรมการ	✓	✓
3. นางสาวอนงค์ พานิชเจริญนาน	กรรมการ	✓	✓
4. นายอรรถพล พุ่มกุมาร	กรรมการ	✓	✓
5. นายกัมพล ตติยกุล	กรรมการ	✓	✓
6. นายเศรษฐวุฒิ บุญสิน	กรรมการอิสระ	✓	✓
7. นายสุวิทย์ สิงห์จันทร์	กรรมการอิสระ และ ประธานกรรมการ ตรวจสอบ	✓	✓
8. นายพิทยธร มฤตสาร	กรรมการอิสระ และ กรรมการตรวจสอบ	✓	✓
9. นายวรพงศ์ จำด	กรรมการอิสระ และ กรรมการตรวจสอบ	✓	✓

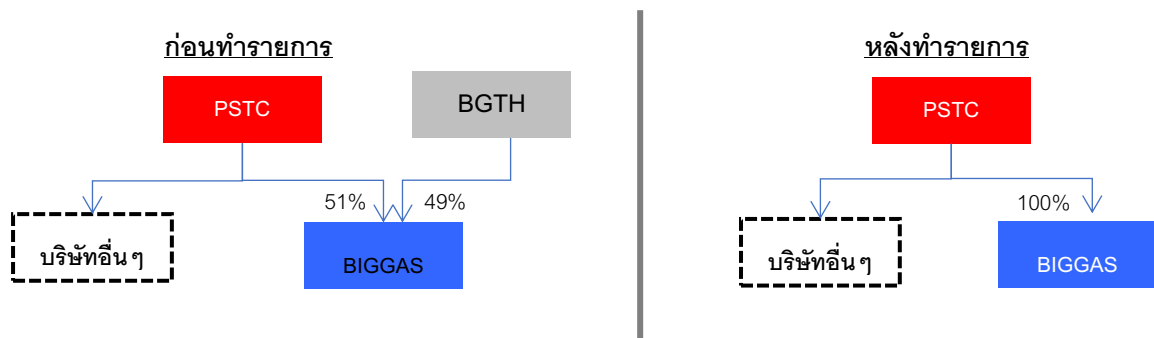
หมายเหตุ: กรรมการผู้มีอำนาจลงนามผูกพันบริษัทฯ จะไม่มีการเปลี่ยนแปลง คือ นายพระนาย กังวานรัตน์ นายภาณุ ศีตีสาร นายอรรถพล พุ่มกุมาร นางสาวอนงค์ พานิชเจริญนาน กรรมการ 2 ใน 4 คนนี้ลงลายมือชื่อร่วมกันเป็นสองคนและประทับตราสำคัญของบริษัทฯ

บริษัทฯ พิจารณาการเข้าทำรายการในครั้งนี้เป็นการได้มาซึ่งสินทรัพย์ในหุ้นสามัญของ BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 49 ของทุนจดทะเบียนที่ออกและชำระแล้ว โดยเป็นการพิจารณาเข้าทำรายการอย่างเป็นอิสระ ซึ่งมีได้มีผลให้บริษัทฯ มีการเปลี่ยนแปลงลักษณะหรือนโยบายการประกอบธุรกิจ และได้ส่งผลให้บริษัทฯ มีการโอนหรือเปลี่ยนแปลงอำนาจการควบคุมในบริษัทฯ แต่อย่างใด ทั้งนี้บริษัทฯ ได้มีการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างการจัดการ และคณะกรรมการของบริษัทฯ โดยบริษัทฯ ยังคงประกอบธุรกิจด้านพลังงาน ซึ่งเป็นไปตามวิสัยทัศน์ พันธกิจ และแผนการดำเนินธุรกิจปกติของบริษัทฯ นอกจากนี้ ภายหลังจากการเข้าทำรายการ คณะผู้บริหารในปัจจุบันของบริษัทฯ จะยังคงบริหารงานและควบคุมการดำเนินงานของบริษัทฯ ทั้งนี้วัตถุประสงค์ของการเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นในบริษัทฯ ของผู้ถือหุ้นของ BIGGAS คือการเข้ามาร่วมเป็นพันธมิตรทางธุรกิจเพื่อขยายธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจพลังงาน เพื่อเสริมสร้างความแข็งแกร่งและเพิ่มโอกาสทางธุรกิจให้กับกลุ่มบริษัทฯ ในอนาคต โดยบริษัทฯ จะสามารถลดภาระในการจัดหาเงินลงทุนและเป็นการช่วยเพิ่มสภาพคล่องให้บริษัทฯ แทนการชำระเงินสดในการเข้าทำรายการดังกล่าว

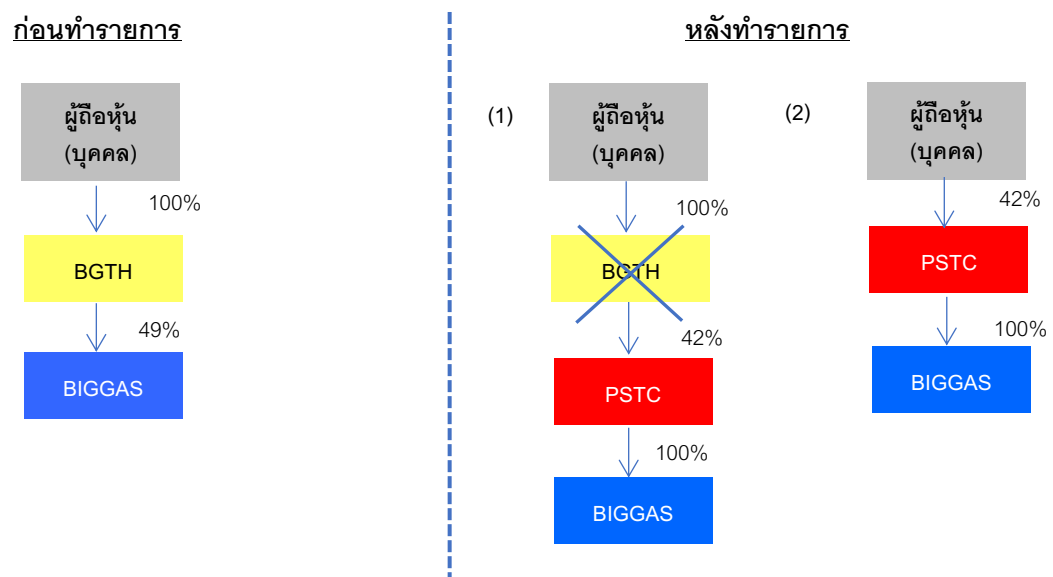
ขั้นตอนการทำรายการ

หลังจากที่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ และได้รับอนุมัติการขอผ่อนผันการทำคำเสนอซื้อจากสำนักงาน ก.ล.ต. แล้ว บริษัทฯ จะเพิ่มทุนและจัดสรรหุ้นเพิ่มทุนให้แก่ BGTH ทำให้ BGTH เป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ในสัดส่วนร้อยละ 42 ของทุนที่ออกและเรียกชำระแล้วของบริษัทฯ อย่างไรก็ตาม BGTH เป็นบริษัทที่จัดตั้งเฉพาะกิจ โดยหลังจากที่ได้รับจัดสรรหุ้นเพิ่มทุนของบริษัทฯ แล้ว จะมีการจดทะเบียนยกเลิกบริษัทกับกรมพัฒนาธุรกิจการค้า กระทรวงพาณิชย์ ภายในปี 2562 และดำเนินการชำระบัญชีด้วยการโอนหุ้นทั้งหมดที่ถือในบริษัทฯ ให้แก่ผู้ถือหุ้นของตนเองทั้ง 21 ราย

ภาพโครงสร้างการถือหุ้นของบริษัทฯ ก่อนและหลังการเข้าทำรายการ เป็นดังนี้



โครงสร้างการเข้าทำรายการของผู้ขายภายใต้กระบวนการโอนกิจการทั้งหมด



ในการเข้าทำรายการดังกล่าวมีขั้นตอนคือ (1) BGTH จะโอนกิจการทั้งหมดของ BGTH ซึ่งรวมถึง หุ้นสามัญของ BIGGAS ให้กับบริษัทฯ ภายใต้กระบวนการโอนกิจการทั้งหมดให้แก่กันและบริษัทฯจะออกหุ้นสามัญให้แก่ BGTH เพื่อชำระค่าตอบแทน (2) เพื่อให้เป็นไปตามประมวลรัษฎากรกรณีการโอนกิจการทั้งหมดให้แก่กัน BGTH จะดำเนินการเลิกบริษัทภายในรอบระยะเวลาบัญชีเดียวกันกับการโอนกิจการทั้งหมดของ BGTH โดยภายหลังการจดทะเบียนเลิกบริษัทนั้นทรัพย์สินทั้งหมดที่ BGTH มีอยู่ ณ วันเลิกกิจการซึ่งได้แก่ หุ้นสามัญของบริษัทจะถูกโอนคืนให้แก่ผู้ถือหุ้นของ BGTH ภายใต้กระบวนการชำระบัญชี ซึ่งจะส่งผลให้ในท้ายที่สุดผู้ถือหุ้นของ BGTH จะเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ

จากการที่ BGTH จะได้รับจัดสรรหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ ในสัดส่วนร้อยละ 42 ของหุ้นที่ออกและชำระแล้วของบริษัทฯ ภายหลังการเพิ่มทุนชำระแล้ว นั้น BGTH จะมีหน้าที่ต้องทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของบริษัทฯ ตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุน ที่ ทจ. 12/2554 เรื่อง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และวิธีการในการเข้าถือหลักทรัพย์เพื่อครอบงำกิจการ ("ประกาศเรื่องการเข้าถือหลักทรัพย์เพื่อครอบงำกิจการ") อย่างไรก็ตาม BGTH จะดำเนินการขอผ่อนผันการทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของบริษัทฯ ต่อสำนักงานคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ ("สำนักงาน ก.ล.ต.") ก่อนการเข้าทำรายการ ทั้งนี้ ในการจัดตั้ง BGTH มีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นตัวกลางในการเข้าทำรายการขายและโอนกิจการทั้งหมดของหุ้นสามัญของ BIGGAS ภายใต้กระบวนการ EBT เพื่อผลประโยชน์ทางภาษีตาม

มาตรา 74 แห่งประมวลรัษฎากร พระราชกฤษฎีกาออกตามความในประมวลรัษฎากร ว่าด้วยการยกเว้นรัษฎากร(ฉบับที่ 10) พ.ศ. 2500 (และที่แก้ไขเพิ่มเติม) กฎกระทรวงฉบับที่ 126 (พ.ศ. 2509) ออกตามความในประมวลรัษฎากร ว่าด้วยการยกเว้นรัษฎากร(และที่แก้ไขเพิ่มเติม) และประกาศอธิบดีกรมสรรพากร เรื่องกำหนดหลักเกณฑ์วิธีการ และเงื่อนไขการควบเข้ากัน หรือโอนกิจการทั้งหมดให้แก่กัน ของบริษัทมหาชนจำกัดหรือบริษัทจำกัด เพื่อยกเว้นรัษฎากร(ฉบับที่3) (รวมเรียกว่า “กฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับ EBT”) เท่านั้น ซึ่งเงื่อนไขประการหนึ่ง คือ จะต้องจดทะเบียนเลิกบริษัทภายในรอบระยะเวลาบัญชีที่มีการโอนกิจการทั้งหมดซึ่งรวมถึงหุ้นสามัญของ BIGGAS ให้แก่บริษัท ดังนั้น BGTH จึงเป็นเพียงตัวกลางที่จัดตั้งขึ้นเพื่อรองรับการทำธุรกรรมการขายและโอนกิจการทั้งหมดของหุ้นสามัญของ BIGGAS ภายใต้กระบวนการ EBT เท่านั้น และไม่มีการประกอบธุรกิจอื่นใดนอกจากที่ได้กล่าวมาข้างต้น ซึ่งจะส่งผลให้ในท้ายที่สุด ผู้ถือหุ้นของ BGTH จะเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัท โดยบริษัทจะต้องเสนอขายหุ้นออกใหม่ต่อบุคคลในวงจำกัดที่ได้รับอนุญาตให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาไม่เกินสามเดือนนับแต่วันประชุมผู้ถือหุ้นมีมติอนุมัติให้เสนอขายหุ้นที่ออกใหม่ดังกล่าว

ทั้งนี้ ผู้ถือหุ้นของ BGTH ที่ซึ่งภายหลังจะเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัท ภายใต้กระบวนการทำ EBT นั้น จะประกอบด้วยบุคคลดังมีรายชื่อและสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทฯ ดังต่อไปนี้

	รายชื่อ	จำนวนหุ้นที่ถือ ใน BGTH	จำนวนหุ้นที่ได้รับจัดสรร ครั้งนี้		จำนวนหุ้นที่ถือ ณ 4 มิถุนายน 2562* (หุ้น)	รวมจำนวนหุ้นใน บริษัทฯ	
		จำนวนหุ้น (หุ้น)	จำนวนหุ้น (หุ้น)	สัดส่วน (ร้อยละ)		จำนวนหุ้น (หุ้น)	สัดส่วน (ร้อยละ)
1	นายธนัช ปวรวิปุลยากร	20,799,999	2,590,168,945	21.84	59,000,000	2,649,168,945	22.34
2	นางภาวิดา ภูญธร ณ ออยุธยา	4,160,000	518,033,814	4.37	-	518,033,814	4.37
3	นายกัมพล และนางวิรัชดา ตติยกิจ	2,400,000	298,865,662	2.52	-	298,865,662	2.52
4	- นางวิรัชดา ตติยกิจ						
5	- นายกัมพล ตติยกิจ	1,600,000	199,243,775	1.68	63,970,900	263,214,675	2.22
5	นางสาวปิยะภัทร์ สุวรรณสังข์	2,799,999	348,676,481	2.94	23,000,000	371,676,481	3.13
6	นายสุรเดช มาลัยทอง	1,970,000	245,318,897	2.07	600	245,319,497	2.07
7	นายพรศักดิ์ หิรัญชูพงศ์	1,000,000	124,527,359	1.05	101,823,700	226,351,059	1.91
8	นายจิรพงษ์ ใจหลัก	1,000,000	124,527,359	1.05	1,640,000	126,167,359	1.06
9	นางสาวอรจิรา ดำรงศักดิ์	1,000,000	124,527,359	1.05	180,000	124,707,359	1.05
10	นางสวณันท์นภัส จงประสพโชคชัย	890,000	110,829,350	0.93	46,153,848	156,983,198	1.32
11	นายชัยรัตน์ ศรีไชย	760,000	94,640,793	0.80	3,628,000	98,268,793	0.83
12	นางสาวหลิมา อีสาน	448,000	55,788,257	0.47	-	55,788,257	0.47
13	นางนันท์ธร ไม่ทองดี	360,000	44,829,849	0.38	12,040,000	56,869,849	0.48
14	นายเกียรติศักดิ์ ไตรตรึงษ์ทัศนาศนา	200,000	24,905,472	0.21	-	24,905,472	0.21
15	นายวรวิทย์ คุปต์ถาวรฤกษ์	135,000	16,811,194	0.14	600,000	17,411,194	0.15
16	นางสาวสุกฤตา อาชวนิยุต	135,000	16,811,194	0.14	-	16,811,194	0.14
17	นายอิทธิเดช อนุสรราชกิจ	90,000	11,207,462	0.09	101,500,000	112,707,462	0.95
18	นายวิโรจน์ วชิรเดชกุล	90,000	11,207,462	0.09	3,500,000	14,707,462	0.12
19	นายชินดิษฐ์ สุรักษ์รัตนสกุล	72,000	8,965,970	0.08	-	8,965,970	0.08
20	นางสาวกัลยิรา เอี่ยมหอม	50,000	6,226,368	0.05	-	6,226,368	0.05

	รายชื่อ	จำนวนหุ้นที่ถือ ใน BGTH	จำนวนหุ้นที่ได้รับจัดสรร ครั้งนี้		จำนวนหุ้นที่ถือ ณ 4 มิถุนายน	รวมจำนวนหุ้นใน บริษัทฯ	
		จำนวนหุ้น (หุ้น)	จำนวนหุ้น (หุ้น)	สัดส่วน (ร้อยละ)	2562* (หุ้น)	จำนวนหุ้น (หุ้น)	สัดส่วน (ร้อยละ)
21	นายชัยณรงค์ เกรียงโกมล	40,000	4,981,094	0.04	22,300,000	27,281,094	0.23
	รวม	39,999,998	4,981,094,116	42.0			

หมายเหตุ: *ข้อมูล ณ วันที่ 4 มิถุนายน 2562 ซึ่งเป็นข้อมูล ณ วันปิดสมุดทะเบียนของบริษัทฯ ล่าสุด

นอกจากนี้ ในส่วนการโอนหุ้นของบริษัทฯ ให้ผู้ถือหุ้นของ BGTH ภายหลังการเลิกบริษัทและชำระบัญชีของ BGTH ตามรายละเอียดที่ปรากฏข้างต้นนั้น ไม่มีผู้ถือหุ้นรายใดของ BGTH จะมีหน้าที่ต้องทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของบริษัทฯ โดยภายหลังจากกระบวนการทำ EBT นายธนัช ปวรวิบูลย์การ ซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นใหญ่ใน BGTH จะถือหุ้นสามัญของบริษัทฯ ในจำนวนไม่เกิน 2,590,168,945 หุ้น คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 21.84 ของหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของบริษัทฯ และเมื่อนับรวมหุ้นของบริษัทฯ ที่ถือโดยนายธนัช ปวรวิบูลย์การ ตามข้อมูล ณ วันปิดสมุดทะเบียนผู้ถือหุ้น วันที่ 4 มิถุนายน 2562 จำนวน 59,000,000 หุ้น จะมีผลให้ นายธนัช ปวรวิบูลย์การ ถือหุ้นของบริษัทฯ รวมทั้งสิ้นจำนวน 2,649,168,945 หุ้น คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 22.34 ของหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของบริษัทฯ ภายหลังการเพิ่มทุนชำระแล้ว โดยได้พิจารณาการถือครองหลักทรัพย์โดยการถือหุ้นของบุคคลตามมาตรา 258 แห่งพระราชบัญญัติหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ พ.ศ. 2535 และบุคคลอื่นที่มีความสัมพันธ์หรือมีการกระทำการร่วมกัน (Concert Party) แล้ว ทั้งนี้ กลุ่มผู้ถือหุ้นของ BGTH ไม่เข้าข่ายลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะเป็นการกระทำการร่วมกัน (Acting in Concert) ตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ. 7/2552 เรื่อง กำหนดลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะเป็นการกระทำการร่วมกันกับบุคคลอื่น และการปฏิบัติตามมาตรา 246 และมาตรา 247 (รวมทั้งที่ได้มีการแก้ไขเพิ่มเติม) แต่อย่างใด โดยกลุ่มผู้ถือหุ้นของ BGTH มีหนังสือรับรองว่า ผู้ถือหุ้นของ BGTH ทุกรายมิได้มีและจะไม่มีความสัมพันธ์หรือมี พฤติกรรมที่เข้าลักษณะการกระทำการร่วมกันกับบุคคลอื่นในกลุ่มผู้ถือหุ้นดังกล่าวในลักษณะตามที่กำหนดไว้ในประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ. 7/2552 เรื่อง กำหนดลักษณะความสัมพันธ์หรือพฤติกรรมที่เข้าลักษณะเป็นการกระทำการร่วมกันกับบุคคลอื่นและปฏิบัติตามมาตรา 246 และ 247

ทั้งนี้ นายธนัช ปวรวิบูลย์การ ซึ่งจะเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นในบริษัทฯ เกินกว่าร้อยละ 10 ของจำนวนสิทธิออกเสียงทั้งหมดของบริษัทฯ นั้น ไม่เข้าข่ายเป็นบุคคลที่มีความขัดแย้งทางผลประโยชน์ ตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ ทจ. 39/2559 เรื่องการขออนุญาตและการอนุญาตเสนอขายหุ้นที่ออกใหม่ (และที่แก้ไขเพิ่มเติม)

นายธนัช ปวรวิบูลย์การ ได้เข้าลงนามในข้อตกลงห้ามขายหุ้นโดยสมัครใจ โดยตกลงที่จะไม่นำหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ ที่ได้รับการจัดสรรภายใต้กระบวนการ EBT ดังกล่าว ทั้งจำนวน 2,590,168,945 หุ้น หรือคิดเป็นร้อยละ 21.84 ของหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของบริษัทฯ ออกขายภายในระยะเวลา 1 ปี นับแต่วันที่หุ้นของบริษัทฯ เริ่มทำการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ฯ นอกจากนี้ ผู้ถือหุ้นของ BGTH จำนวน 4 ราย ได้แก่ นางสาวปิยะภัทร สุวรรณสังข์ นายสุรเดช มาลัยทอง นายกัมพล ตติยกุล และนางวิรัชดา ตติยกุล ได้เข้าลงนามในข้อตกลงห้ามขายหุ้นโดยสมัครใจ โดยตกลงที่จะไม่นำหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ ในสัดส่วนร้อยละ 55 ของจำนวนหุ้นที่แต่ละรายได้รับการจัดสรรภายใต้กระบวนการ EBT ดังกล่าว ออกขายภายในระยะเวลา 1 ปี นับแต่วันที่หุ้นของบริษัทฯ เริ่มทำการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ฯ โดยภายหลังจากวันที่หุ้นในส่วนเพิ่มทุนดังกล่าว ทำการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ฯ ครบกำหนดระยะเวลา 6

เดือน ผู้ถือหุ้นดังกล่าวแต่ละรายจะสามารถทยอยขายหุ้นที่ถูกสั่งห้ามขายได้ในจำนวนร้อยละ 25 ของจำนวนหุ้นทั้งหมดที่ถูกสั่งห้ามขาย ทั้งนี้ ในข้อตกลงห้ามขายหุ้นได้ระบุให้มีการชดเชยค่าเสียหายแก่บริษัท พร้อมค่าปรับในกรณีการทำผิดข้อตกลงดังกล่าว โดยบริษัท จะทำการปิดสมุดทะเบียนหุ้นทุกๆ 3 เดือนเพื่อตรวจสอบนับแต่วันที่หุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทเริ่มทำการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์

1.6 มูลค่ารวมของสิ่งตอบแทน

ในการทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ในครั้งนี้ คือ หุ้นสามัญของ BIGGAS จำนวน 39,999,998 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5 บาท คิดเป็นร้อยละ 49 ของทุนจดทะเบียนที่ออกและชำระแล้วของBIGGAS ในราคาหุ้นละ 106.58 บาทต่อหุ้น (การแสดงราคาขายหุ้นสามัญของ BIGGAS มูลค่า 106.5750 บาทดังกล่าว เกิดจากการปิดเศษ) คิดเป็นมูลค่ารวม 4,263 ล้านบาท

บริษัท จะออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนจำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาเสนอขาย 0.86 บาทต่อหุ้น(การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัท มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการปิดเศษ) คิดเป็นมูลค่าการเสนอขายจำนวน 4,263 ล้านบาทให้แก่บุคคลในวงจำกัด คือ BGTH โดยเป็นการชำระค่าหุ้นของ BIGGAS ทั้งจำนวน และไม่มีการชำระด้วยเงินสด

1.7 เกณฑ์ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่ารวมสิ่งตอบแทน

มูลค่ารวมของสิ่งตอบแทนสำหรับการรับโอนหุ้นสามัญของ BIGGAS ภายใต้กระบวนการโอนกิจการทั้งหมด ในราคารวม 4,263,000,000 บาท หรือคิดเป็นราคาหุ้นละ 106.58 บาท(การแสดงราคาขายหุ้นสามัญของ BIGGAS มูลค่า 106.5750 บาทดังกล่าว เกิดจากการปิดเศษ เนื่องจากบริษัท กำหนดราคาซื้อขายที่ตกลงกันเท่ากับ 4,263 ล้านบาท) เป็นการกำหนดราคาซื้อขายที่มาจากการเจรจาตกลงระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย โดยบริษัทฯ พิจารณาราคาซื้อขายประกอบกับวิธีการประเมินมูลค่าหุ้นที่เหมาะสมของ BIGGAS ด้วยวิธีคิดลดกระแสเงินสด (Discounted Cash flow) ซึ่งได้คำนึงถึงศักยภาพ และความสามารถในการทำกำไรของกิจการในอนาคต โดยมีสมมติฐานที่สำคัญ คือ ผลการดำเนินงานในอดีตย้อนหลัง ประมาณการอัตราเติบโตของ BIGGAS และ JN ประกอบกับแผนงานการขายธุรกิจจำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ของ BIGGAS รวมถึงโครงการท่อขนส่งน้ำมันไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือซึ่งอยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างของ TPN โดยมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของ BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 49 ของทุนที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของ BIGGAS จากการประเมินมูลค่าอยู่ระหว่าง 3,934 – 4,742 ล้านบาท หรือคิดเป็นมูลค่าหุ้นละ 98.3 – 118.6 บาทต่อหุ้น และมีมูลค่าตามบัญชีของส่วนของผู้ถือหุ้น(Book value) ในสัดส่วนดังกล่าวเท่ากับ 870.98 ล้านบาท

ทั้งนี้ บริษัทฯ จะชำระค่าเข้าซื้อหุ้นสามัญดังกล่าว ด้วยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ เพื่อจัดสรรให้แก่ผู้ถือหุ้นของ BIGGAS รวมจำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท โดยกำหนดราคาหุ้นสามัญเพิ่มทุนเท่ากับหุ้นละ 0.86 บาท (การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัท มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการปิดเศษ) รวมเป็นมูลค่าทั้งสิ้น 4,263,000,000 บาท ทั้งนี้ การกำหนดมูลค่าสิ่งตอบแทนด้วยหุ้นสามัญในราคาเสนอขายหุ้นละ 0.86 บาท ดังกล่าวมาจากการเจรจาตกลงระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย โดยบริษัทฯ มีเกณฑ์ในการกำหนดราคาอ้างอิงจากการประเมินมูลค่าตามวิธีคิดลดกระแสเงินสด (Discounted Cash flow) แยกแต่ละธุรกิจ (Sum of the Parts) คือ (1) มูลค่าธุรกิจออกแบบ จำหน่าย และติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดจัดการสภาพแวดล้อม (Power Backup) (2) มูลค่าธุรกิจ

โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน (Renewable Energy) (3) มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของ BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 51 โดยอ้างอิงจากประมาณการทางการเงินโดยฝ่ายจัดการของบริษัทฯ ซึ่งได้คำนึงถึงศักยภาพ ความสามารถในการทำกำไรและการขยายธุรกิจของบริษัทฯ ในอนาคต ภายใต้สมมติฐานที่สำคัญ คือ ธุรกิจ Power Backup พิจารณาจากผลการดำเนินงานในอดีตและประมาณการอัตราเติบโตของมูลค่าโครงการของลูกค้าในอนาคต ธุรกิจ Renewable Energy ประเมินมูลค่าแยกแต่ละโรงไฟฟ้าตามอายุสัญญาขายไฟฟ้า (PPA) โดยพิจารณาจากผลการดำเนินงานในอดีตย้อนหลัง ประกอบกับงบประมาณการลงทุนของโรงไฟฟ้า และมูลค่าหุ้นของ BIGGAS พิจารณาตามสมมติฐานที่กล่าวไว้ข้างต้น

นอกจากนี้ บริษัทฯ ได้พิจารณาการกำหนดราคาเสนอขายประกอบกับราคาตลาดถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในช่วง 15 วันทำการติดต่อกันก่อนวันที่คณะกรรมการมีมติให้เสนอขายต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 2/2562 เพื่อขออนุมัติให้บริษัทฯ เสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุน (“ราคาตลาด”) คือ 12 กรกฎาคม – 5 สิงหาคม 2562 ซึ่งเท่ากับ 0.71 บาท ตามข้อมูลการซื้อขายหุ้นบริษัทฯ ที่ปรากฏในฐานข้อมูล SETSMART ของตลาดหลักทรัพย์ฯ ทั้งนี้ การเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนดังกล่าวเป็นการเสนอขายให้แก่บุคคลในวงจำกัด (Private Placement) โดยไม่เข้าข่ายเป็นการเสนอขายหุ้นเพิ่มทุนในราคาต่ำกว่าประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ พจ. 72/2558 เนื่องจากเป็นราคาเสนอขายที่ไม่มีส่วนลดเกินกว่าร้อยละ 10 จากราคาตลาด

ทั้งนี้ ในอดีตปี 2560 บริษัทฯ ได้เข้าทำรายการซื้อหุ้นสามัญเพิ่มทุนของ BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 51 ของทุนที่ออกและชำระแล้วภายหลังการเพิ่มทุน โดยเป็นการพิจารณาเข้าลงทุนในสัดส่วนที่ทำให้บริษัทฯ มีอำนาจควบคุม และมีมูลค่าสิ่งตอบแทนที่กำหนดมาจากการเจรจาตกลงระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย ประกอบกับการประเมินมูลค่าด้วยวิธีส่วนลดกระแสเงินสดจากการประกอบธุรกิจหลัก และแผนธุรกิจของกลุ่ม BIGGAS ณ ขณะนั้น ได้แก่ ธุรกิจวิศวกรรมพลังงาน ธุรกิจจำหน่ายก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ธุรกิจบริการขนส่ง และจำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เป็นต้น

1.8 ประเภทและขนาดของรายการ

รายการได้มาซึ่งสินทรัพย์

บริษัทฯ จะเข้าลงทุนในหุ้นสามัญของ BIGGAS จำนวน 39,999,998 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5 บาท คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 49 ของทุนชำระแล้วทั้งหมด คิดเป็นมูลค่ารวมทั้งหมด 4,236 ล้านบาท จากกลุ่มผู้ถือหุ้น 21 รายของ BIGGAS ซึ่งจัดประเภทเป็นรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ ทั้งนี้ รายละเอียดการคำนวณขนาดรายการโดยใช้ข้อมูลทางการเงินตามงบการเงินรวมฉบับสอบทานของบริษัทฯ และ กลุ่ม BIGGAS สิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2562 มีดังนี้

หน่วย: ล้านบาท

ข้อมูลทางการเงิน	บริษัทฯ ¹	BIGGAS ²
กำไร(ขาดทุน)สุทธิ 4 ไตรมาษย้อนหลัง	97.46	60.56
สินทรัพย์รวม	7,523.26	2,511.10
หักหนี้สินรวม	(3,545.62)	(712.75)
หักสินทรัพย์ไม่มีตัวตน ³	(2.35)	(1.35)
หักสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	(8.91)	(3.13)
หักค่าความนิยม	(1,342.99)	(784.78)
หักส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(809.11)	(20.85)
มูลค่าสินทรัพย์สุทธิ	1,814.28	988.24

หมายเหตุ: ¹ งบการเงินรวมของบริษัทฯ สำหรับไตรมาสที่ 1/2562 สิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2562 ซึ่งได้รับการสอบทานจากผู้สอบบัญชี

^{/2} งบการเงินรวมของ BIGGAS สำหรับปีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ฉบับตรวจสอบ เนื่องจากบริษัทฯ มิได้มีการจัดทำงบการเงินรวมของ BIGGAS รายไตรมาสซึ่งผ่านการสอบทานจากผู้ตรวจสอบบัญชี

^{/3} สินทรัพย์ไม่มีตัวตนของบริษัท ณ 31 มีนาคม 2562 ที่ใช้ในการคำนวณไม่รวมสิทธิในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจำนวน 266.59 ล้านบาท ซึ่งเป็นสินทรัพย์หลักที่ใช้ในการประกอบธุรกิจของบริษัทฯ

วิธีคำนวณ	การคำนวณ	ร้อยละ
1. มูลค่าตามบัญชีของสินทรัพย์ที่มีตัวตนสุทธิ	$\frac{\text{สัดส่วนการถือหุ้น} \times \text{NTA ของบริษัทที่ทำรายการ} \times 100}{\text{NTA ของบริษัท}}$ $\frac{49\% \times 988.24 \text{ ล้านบาท} \times 100}{1,814.28 \text{ ล้านบาท}}$	26.69
2. กำไรสุทธิจากการดำเนินงาน	$\frac{\text{สัดส่วนการถือหุ้น} \times \text{กำไรสุทธิของบริษัทที่ทำรายการ} \times 100}{\text{กำไรสุทธิของบริษัท}}$ $\frac{49\% \times 60.56 \text{ ล้านบาท} \times 100}{97.46 \text{ ล้านบาท}}$	30.45
3. มูลค่ารวมของสิ่งตอบแทน	$\frac{\text{มูลค่าเงินลงทุน} \times 100}{\text{มูลค่าสินทรัพย์รวมตามงบการเงินรวมของบริษัท}}$ $\frac{4,263.00 \text{ ล้านบาท} \times 100}{7,523.26 \text{ ล้านบาท}}$	56.66
4. มูลค่าหุ้นออกใหม่	$\frac{\text{จำนวนหุ้นที่ออกเพื่อชำระค่าสินทรัพย์} \times 100}{\text{จำนวนหุ้นที่เรียกชำระแล้วของบริษัท}}$ $\frac{4,981.09 \text{ ล้านหุ้น} \times 100}{6,878.65 \text{ ล้านหุ้น}}$	72.41

การเข้าทำรายการดังกล่าวมีขนาดรายการสูงสุด เท่ากับร้อยละ 72.41 เข้าข่ายเป็นรายการประเภทที่ 1 ตามที่กำหนดในประกาศเรื่องการได้มาหรือจำหน่ายไป ซึ่งเป็นขนาดรายการมากกว่าร้อยละ 50 ของมูลค่าสินทรัพย์ของบริษัท โดยบริษัทฯ ไม่มีการเข้าทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ในระหว่าง 6 เดือนที่ผ่านมา บริษัทฯ จึงมีหน้าที่เปิดเผยสารสนเทศการเข้าทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ต่อตลาดหลักทรัพย์ฯ และเสนอให้ที่ประชุมผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ เพื่อพิจารณาอนุมัติการเข้าทำรายการดังกล่าว ด้วยคะแนนเสียงไม่น้อยกว่า 3 ใน 4 ของจำนวนเสียงทั้งหมดของผู้ถือหุ้นที่มาประชุม และมีสิทธิออกเสียงลงคะแนนโดยไม่นับส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีส่วนได้เสีย

รายการที่เกี่ยวข้องกัน

รายการดังกล่าวเข้าข่ายเป็นการทำรายการที่ทำกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกันของบริษัทจดทะเบียนตามประกาศรายการที่เกี่ยวข้องกัน เนื่องจาก BGTH เป็นนิติบุคคลที่มีผู้ถือหุ้นรายใหญ่ ได้แก่ นายกัมพล ตติยกุล เป็นกรรมการของบริษัทฯ โดยนายกัมพล ตติยกุล และนางวิรัชดา ตติยกุล (คู่สมรส) ถือหุ้นใน BGTH รวมกันเป็นสัดส่วนเกินกว่าร้อยละ 10 ของจำนวนหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของ BGTH โดยมีขนาดของรายการเท่ากับร้อยละ 234.97 ซึ่งมีมูลค่าเกินกว่า

ร้อยละ 3 ของทรัพย์สินที่มีตัวตนสุทธิของบริษัทฯ ตามงบการเงินรวมฉบับสอบทานของบริษัทฯ สิ้นสุด ณ วันที่ 31 มีนาคม 2562 และมีมูลค่าเกินกว่า 20 ล้านบาท (บริษัท ไม่ได้เข้าทำรายการที่เกี่ยวข้องกันอื่นใดกับบุคคลที่เกี่ยวข้องเดียวกันหรือผู้ที่เกี่ยวข้องหรือญาติสนิทของบุคคลดังกล่าวในช่วงระหว่าง 6 เดือนก่อนวันที่มีการตกลงเข้าทำรายการนี้) โดยมีรายละเอียดการคำนวณ ดังนี้

$$\begin{aligned} &= (\text{มูลค่าหุ้นสามัญที่ออกใหม่} \times 100) / \text{มูลค่าสินทรัพย์ที่มีตัวตนสุทธิ (NTA)} \\ &= (4,263.00 \times 100) / 1,814.28 \\ &= \text{ร้อยละ 234.97} \end{aligned}$$

ดังนั้น บริษัทฯจึงมีหน้าที่ต้องเปิดเผยสารสนเทศของการทำรายการที่ 2 การออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัดต่อตลาดหลักทรัพย์ฯ และขออนุมัติจากที่ประชุมผู้ถือหุ้นด้วยคะแนนเสียงไม่ต่ำกว่า 3 ใน 4 ของจำนวนเสียงทั้งหมดของผู้ถือหุ้นที่มาประชุมและมีสิทธิออกเสียง โดยไม่นับส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีส่วนได้เสีย และบริษัทฯ จะต้องส่งหนังสือนัดประชุมผู้ถือหุ้นพร้อมทั้งความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้แก่ผู้ถือหุ้นเป็นระยะเวลาล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 14 วันก่อนวันประชุมผู้ถือหุ้น

1.9 แหล่งเงินทุนที่ใช้ในการทำรายการ

แหล่งที่มาของเงินทุนเพื่อรองรับต่อการได้มาซึ่งสินทรัพย์ จะมาจากการออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯจำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ราคาเสนอขาย 0.86 บาทต่อหุ้น(การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการบิดเบือน) คิดเป็นมูลค่ารวม 4,263 ล้านบาท เพื่อจัดสรรให้แก่บุคคลในวงจำกัด คือ BGTH ซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นของ BIGGAS จำนวนหุ้นที่ออกและเสนอขายทั้งหมด จะมีมูลค่าเพียงพอต่อการได้มาซึ่งสินทรัพย์ทั้งจำนวน โดยบริษัทฯไม่มีการชำระเป็นเงินสดหรือสินทรัพย์อื่นเพิ่มเติม

ทั้งนี้ การออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯจำนวน 4,981,094,116 หุ้น หรือคิดเป็นร้อยละ 42 ของหุ้นที่ออกและเรียกชำระแล้วทั้งหมด มีสัดส่วนเกินกว่าร้อยละ 25 ของหุ้นที่ออกและเรียกชำระแล้ว อย่างไรก็ตาม BGTH จะไต่ถามคำขอผ่อนผันการทำคำเสนอซื้อกรณีมีเหตุจำเป็นและสมควรประการอื่นต่อสำนักงาน ก.ล.ต. ภายในเดือนสิงหาคม 2562 หลังจากการประชุมคณะกรรมการบริษัทฯ และคาดว่าจะได้รับการอนุมัติจากสำนักงาน ก.ล.ต. ภายใน 30 วันนับจากวันที่ยื่นคำขอ โดยบริษัทฯจะต้องเสนอขายหุ้นออกใหม่ต่อบุคคลในวงจำกัดที่ได้รับอนุญาตให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาไม่เกินสามเดือนนับแต่วันประชุมผู้ถือหุ้นมีมติอนุมัติให้เสนอขายหุ้นที่ออกใหม่ดังกล่าว

1.10 เงื่อนไขในการทำรายการ

ความสำเร็จของการเข้าทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ดังกล่าว จะอยู่ภายใต้เงื่อนไขที่สำคัญ ดังต่อไปนี้

- (1) ที่ประชุมผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ได้มีมติอนุมัติการเข้าทำรายการลงทุนในหุ้นสามัญของ BIGGAS ภายใต้กระบวนการโอนกิจการทั้งหมด ซึ่งเข้าข่ายเป็นการเข้าทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์และรายการที่เกี่ยวข้องกัน รวมทั้ง อนุมัติเรื่องต่าง ๆ ที่จำเป็น และ/หรือ เกี่ยวข้องกับการเข้าทำรายการดังกล่าว
- (2) ที่ประชุมผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ได้มีมติอนุมัติการลดทุนจดทะเบียนของบริษัทฯ เพิ่มทุนจดทะเบียนของบริษัทฯ และจัดสรรหุ้นสามัญเพิ่มทุนแบบกำหนดวัตถุประสงค์ (Specific Objective) เพื่อเสนอขายให้แก่บุคคลใน

- วงจำกัด (Private Placement) ได้แก่ BGTH เพื่อเป็นค่าตอบแทนธุรกรรมการรับโอนกิจการทั้งหมดแทนการชำระค่าตอบแทน จาก BGTH ด้วยเงินสด (Payment in Kind) และเป็นบุคคลที่เกี่ยวข้องกันของบริษัทฯ
- (3) สำนักงาน ก.ล.ต. อนุญาตการเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด (Private Placement) ตามประกาศที่ ทจ.72/2558 โดยบริษัทฯ จะต้องเสนอขายหุ้นออกใหม่ต่อบุคคลในวงจำกัดที่ได้รับอนุญาตให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาไม่เกินสามเดือนนับแต่วันประชุมผู้ถือหุ้นมีมติอนุมัติให้เสนอขายหุ้นที่ออกใหม่ดังกล่าว
 - (4) ที่ประชุมคณะกรรมการและที่ประชุมผู้ถือหุ้นของ BGTH มีมติอนุมัติการโอนกิจการทั้งหมด ให้แก่บริษัทฯ รวมถึงการเข้าทำสัญญาโอนกิจการทั้งหมด รวมถึงข้อตกลงและสัญญาอื่น ๆ และเอกสารอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการทำรายการดังกล่าว ตลอดจนการดำเนินการอื่นใดเพื่อให้การเข้าทำรายการลงทุนในหุ้นสามัญของ BIGGAS ภายใต้กระบวนการโอนกิจการสำเร็จลุล่วง
 - (5) BGTH ได้รับการผ่อนผันการทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของบริษัทฯ จากสำนักงาน ก.ล.ต.
 - (6) BIGGAS และ บริษัทฯ ได้รับความยินยอมจากบุคคลอื่นใดที่เกี่ยวข้อง (ซึ่งรวมถึงแต่ไม่จำกัดเพียง ธนาคาร/ผู้ให้กู้ เป็นต้น) ตามที่จำเป็นในส่วนที่เกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการถือหุ้นของทั้งคู่ก่อนการเข้าทำรายการ
 - (7) บริษัทฯ และ BGTH ได้ดำเนินการตามข้อกำหนดและเงื่อนไขที่ต้องปฏิบัติก่อนการเข้าทำรายการภายใต้สัญญาซื้อขายหุ้นและสัญญาโอนกิจการทั้งหมดครบถ้วน

1.11 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการทำรายการ

ผลกระทบต่อการเงินรวม

ปัจจุบัน บริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 51 ของ BIGGAS (บริษัทในกลุ่ม BIGGAS ได้แก่ BIGGAS, TPN และ JN) โดยมีสถานะเป็นบริษัทย่อยของบริษัทฯ และมีการจัดทำงบการเงินรวมโดยในงบแสดงฐานะทางการเงิน มีการแสดงรายการสินทรัพย์ หนี้สิน และส่วนของผู้ถือหุ้นรวมกับบริษัทฯ และบริษัทย่อยอื่นๆของบริษัทฯ สำหรับงบกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จภายใต้หัวข้องบการเงินรวม มีการแสดงรายได้และค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดของบริษัทในกลุ่ม BIGGAS และได้แยกการกำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นอื่นในสัดส่วนร้อยละ 49 ในหัวข้อ การแบ่งปันกำไรขาดทุน

ภายหลังจากการที่บริษัทฯ เข้าถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 100 ของ BIGGAS แล้ว เมื่อมีการจัดทำงบการเงินรวมตามงบกำไรขาดทุนแบบเบ็ดเสร็จ ก็จะไม่มีการแบ่งปันกำไรสุทธิที่เกิดจากธุรกิจของกลุ่ม BIGGAS อีกต่อไป

ผลกระทบต่อผู้ถือหุ้น (Dilution Effect)

หากที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น อนุมัติการทำรายการลงทุนในหุ้นสามัญของ BIGGAS จำนวน 39,999,998 หุ้น (มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 5 บาท) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 49 ของทุนจดทะเบียนและชำระแล้วทั้งหมด ในราคาหุ้นละ 106.58 บาท คิดเป็นมูลค่ารวมทั้งหมด 4,263 ล้านบาท โดยบริษัทฯ ชำระค่าหุ้นด้วยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ ให้แก่ผู้ถือหุ้นของ BIGGAS จำนวนรวม 4,981,094,116 หุ้น ในราคาหุ้นละ 0.86 บาท (การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการปัดเศษ) (มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท) ผู้ถือหุ้นปัจจุบันของบริษัทฯ อาจจะได้รับผลกระทบด้านต่างๆ ดังนี้

- (1) ผลกระทบด้านการลดลงของสัดส่วนการถือหุ้น (Control Dilution Effect)

$$= \frac{\text{จำนวนหุ้นสามัญเพิ่มทุน}}{\text{จำนวนหุ้นที่ชำระแล้ว + จำนวนหุ้นสามัญเพิ่มทุน}}$$

$$= \frac{4,981,094,116}{6,878,653,780 + 4,981,094,116}$$

เท่ากับร้อยละ 42

ภายหลังการเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนจะส่งผลให้เกิดการลดลงของสัดส่วนการถือหุ้นในอัตราร้อยละ 42

(2) ผลกระทบด้านการลดลงของส่วนแบ่งกำไร (Earnings Dilution Effect) เท่ากับร้อยละ 42

จากกำไรสุทธิ 4 ไตรมาสย้อนหลังของบริษัทฯ ในช่วงระหว่างไตรมาสที่ 2 ปี 2561 ถึง ไตรมาสที่ 1 ปี 2562 เท่ากับ 94.46 ล้านบาท

รายละเอียด	ก่อนการเสนอขาย	หลังการเสนอขาย
กำไรสุทธิ 4 ไตรมาสย้อนหลัง	97.46 ล้านบาท	
จำนวนหุ้น (หุ้น)	6,878,653,780	11,859,747,896
กำไรต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	0.0142	0.0082

$$= \frac{\text{กำไรต่อหุ้นก่อนการเสนอขาย} - \text{กำไรต่อหุ้นหลังการเสนอขาย}}{\text{กำไรต่อหุ้นก่อนการเสนอขาย}}$$

$$= \frac{0.0142 - 0.0082}{0.0142}$$

เท่ากับร้อยละ 42

(3) ผลกระทบด้านการลดลงของราคาหุ้น (Price Dilution Effect)

การออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนจำนวน 4,981,094,116 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาเสนอขายหุ้นละ 0.86 บาท (การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าวเกิดจากการปิดเศษ) เพื่อชำระเป็นค่าตอบแทนในการเข้าซื้อหุ้นร้อยละ 49 ของ BIGGAS ซึ่งจะไม่ทำให้ผู้ถือหุ้นเดิมของบริษัทฯ ได้รับผลกระทบจากการลดลงของราคาหุ้น เนื่องจากราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนดังกล่าว สูงกว่า ราคาตลาดถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของหุ้นบริษัทที่ซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ย้อนหลัง 15 วันทำการติดต่อกัน ตามข้อมูลการเสนอขายหุ้นของบริษัทฯ ที่ปรากฏใน SETSMART ของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ก่อนวันที่คณะกรรมการบริษัทมีมติพิจารณาอนุมัติการทำรายการและเสนอขายระต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ครั้งที่ 2/ 2562

$$= \frac{\text{ราคาตลาดก่อนการเสนอขาย} - \text{ราคาตลาดหลังการเสนอขาย}}{\text{ราคาตลาดก่อนการเสนอขาย}}$$

$$= \frac{0.71 - 0.77}{0.71}$$

เท่ากับร้อยละ - 8.45

สำหรับราคาตลาดหลังการเสนอขายจะคำนวณจาก

$$= \frac{(\text{จำนวนหุ้นสามัญชำระแล้ว} \times \text{ราคาตลาดก่อนการเสนอขาย}) + (\text{จำนวนหุ้นสามัญเพิ่มทุน} \times \text{ราคาเสนอขาย})}{\text{จำนวนหุ้นสามัญชำระแล้ว} + \text{จำนวนหุ้นสามัญเพิ่มทุน}}$$

$$= \frac{(6,878,653,780 \times 0.71) + (4,981,094,116 \times 0.86)}{6,878,653,780 + 4,981,094,116}$$

เท่ากับ 0.77 บาทต่อหุ้น

ดังนั้น ภายหลังจากการออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนครั้งนี้ จะทำให้ผู้ถือหุ้นเดิมได้รับผลกระทบด้านอำนาจการควบคุม (Control Dilution Effect) เท่ากับร้อยละ 42 ผลกระทบด้านส่วนแบ่งกำไร (Earnings Dilution Effect) เท่ากับร้อยละ 42

1.12 ขั้นตอนและตารางเวลา

ขั้นตอนการดำเนินงาน		ระยะเวลา
1	การประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 4 / 2562	6 สิงหาคม 2562
2	BGTH นำส่งคำขอผ่อนผันการทำคำเสนอซื้อกรณีมีเหตุจำเป็นและสมควร	6 สิงหาคม 2562
3	กำหนดรายชื่อผู้ถือหุ้นที่มีสิทธิเข้าร่วมประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 2 / 2562	28 สิงหาคม 2562
4	การประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 2 / 2562	19 กันยายน 2562
5	การจดทะเบียนมติที่ประชุมผู้ถือหุ้น เกี่ยวกับการเพิ่มทุนจดทะเบียน การลดทุนจดทะเบียนต่อกระทรวงพาณิชย์	ภายใน 14 วันนับจากวันที่ที่ประชุมผู้ถือหุ้นมีมติอนุมัติ (ภายในเดือนกันยายน 2562)
6	บริษัท ขออนุญาตเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด	ภายหลังจากวันที่ที่ประชุมผู้ถือหุ้นมีมติอนุมัติ

ขั้นตอนการดำเนินงาน		ระยะเวลา
7	สำนักงาน ก.ล.ต.อนุญาตขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด	อนุญาตให้ขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด เมื่อพ้น 5 วันทำการนับแต่สำนักงาน ก.ล.ต. ได้รับคำขอ
8	การเสนอขายและจัดสรรหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ ให้แก่บุคคลในวงจำกัด คือ BGTH และการเข้าซื้อหุ้นสามัญของ BIGGAS (การแลกหุ้น)	ภายหลังจากได้รับการอนุญาตจากสำนักงาน ก.ล.ต. โดยบริษัทฯ จะต้องเสนอขายหุ้นออกใหม่ต่อบุคคลในวงจำกัดที่ได้รับอนุญาตให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลาไม่เกินสามเดือนนับแต่วันประชุมผู้ถือหุ้นมีมติอนุมัติให้เสนอขายหุ้นที่ออกใหม่ดังกล่าว
9	การจดทะเบียนเปลี่ยนแปลงทุนชำระแล้วต่อกระทรวงพาณิชย์	คาดว่าจะเสร็จภายในเดือนกันยายน 2562
10	จดทะเบียนเลิกBGTH แต่งตั้งผู้ชำระบัญชี และโอนหุ้นของบริษัทฯ ให้แก่ผู้ถือหุ้นของ BGTH *	ประมาณ 1 สัปดาห์หลังจากเสร็จสิ้นขั้นตอนการแลกหุ้น
11	บริษัทฯ ขออนุญาตต่อตลาดหลักทรัพย์ฯ เพื่อรับหุ้นสามัญเพิ่มทุนเป็นหลักทรัพย์จดทะเบียน	ภายใน 3 วันนับจากวันที่บริษัทฯ ได้รับชำระค่าหุ้นสามัญเพื่อการแลกหุ้น

* BGTH จะดำเนินการโอนหุ้นของบริษัทฯ ที่ได้รับจากการแลกหุ้นให้แก่ผู้ถือหุ้นของตนเอง โดยผ่านกระบวนการชำระบัญชีของ BGTH

2 ความสมเหตุสมผล และประโยชน์ของการทำรายการ

ในการพิจารณาถึงความสมเหตุสมผลของการเข้าทำรายการในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาจากปัจจัยสำคัญดังต่อไปนี้

2.1 วัตถุประสงค์และความจำเป็นในการทำรายการ

2.1.1 ลำดับเหตุการณ์ที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับ BIGGAS และบริษัทย่อย ก่อนการทำรายการครั้งนี้

ก่อนการทำรายการในครั้งนี้ บริษัทฯได้มาซึ่งหุ้นของ BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 51 ในปี 2560 โดยมีเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นเกี่ยวเนื่องกับ BIGGAS และบริษัทย่อย โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 5/2560 เมื่อวันที่ 22 กันยายน 2560 ได้อนุมัติให้เสนอต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2560 เมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2560 เพื่อพิจารณาแผนการเข้าลงทุนใน BIGGAS และบริษัทย่อย ซึ่งเป็นบริษัทที่ประกอบธุรกิจด้านวิศวกรรมพลังงานและจำหน่ายเชื้อเพลิงประเภทก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) รวมถึงธุรกิจอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เช่น การก่อสร้างสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ งานซ่อมบำรุงรถสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ งานซ่อมบำรุงรถขนส่งก๊าซธรรมชาติและงานติดตั้งระบบเชื้อเพลิงสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม เป็นต้น (โปรดดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่เอกสารแนบที่ 1) โดยบริษัทฯจะเข้าซื้อหุ้นของ BIGGAS จำนวนทั้งสิ้น 41,632,000 หุ้น หรือคิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 51 ของจำนวนหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วทั้งหมด ทั้งนี้คิดเป็นมูลค่าการลงทุนทั้งสิ้น 1,350.00 ล้านบาท ซึ่งจะเป็นการกระจายการลงทุนไปสู่ธุรกิจที่มีศักยภาพและมีโอกาสที่จะสร้างผลประโยชน์ที่ดีให้แก่กลุ่มบริษัท โดยหลังจากที่ที่ประชุมผู้ถือหุ้นพิจารณาอนุมัติการทำรายการแล้ว บริษัทฯจึงได้เข้าเป็นผู้ถือหุ้นของ BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 51 ของจำนวนหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้ว ตั้งแต่เดือนธันวาคม 2560 ที่ผ่านมา
- ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 6/2561 เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2561 ได้มีมติอนุมัติให้ BIGGAS จำหน่ายหุ้นสามัญของ TPN (ซึ่งเป็นบริษัทที่ BIGGAS ถือหุ้นอยู่ในสัดส่วนร้อยละ 99.99) ให้กับ GL Energy Solutions (HK) Co.,Ltd. ("GL") ในจำนวน 1,080,000 หุ้น หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8 ของทุนจดทะเบียน โดยมีมูลค่าราคาขายทั้งสิ้น 450 ล้านบาท ทำให้ BIGGAS มีสัดส่วนการถือหุ้นใน TPN คงเหลือเท่ากับร้อยละ 92 ของทุนจดทะเบียน โดยเงินที่ได้จากการขายหุ้นสามัญจะเป็นประโยชน์โดยเฉพาะต่อ BIGGAS เพื่อนำมาลงทุนต่อในโครงการท่อน้ำมันของ TPN และใช้เป็นเงินทุนหมุนเวียนในกิจการของ BIGGAS นอกจากนี้กำไรจากการขายหุ้นจะส่งผลให้กลุ่ม BIGGAS และบริษัทฯมีฐานะการเงินและผลการดำเนินงานโดยรวมที่ดีขึ้น ทั้งนี้การชำระค่าขายหุ้นสามัญของ TPN ดังกล่าว แบ่งการชำระออกเป็น 2 ครั้ง คือ วันที่ 28 ธันวาคม 2561 และ วันที่ 31 มกราคม 2562 ทำให้เกิดกำไรจากการขายเงินลงทุนเท่ากับ 133.90 ล้านบาทในปี 2561 และ 147.34 ล้านบาทในไตรมาสที่ 1 ปี 2562 ตามลำดับ
- ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 7/2561 เมื่อวันที่ 22 พฤศจิกายน 2561 ได้มีมติอนุมัติให้เสนอต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 1/2562 เมื่อวันที่ 11 มกราคม 2562 เพื่อพิจารณาอนุมัติการลงทุนในโครงการขยายระบบท่อขนส่งน้ำมันไปภาคตะวันออกเฉียงเหนือเส้นทางสระบุรี – ขอนแก่น โดยมีมูลค่าการลงทุนประมาณ 9,769.82 ล้านบาทของ TPN ซึ่งเป็นบริษัทที่ถือหุ้นโดย BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 92 และที่ประชุมผู้ถือหุ้นได้พิจารณาอนุมัติการลงทุนเรียบร้อยแล้ว
- ที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นครั้งที่ 1/2562 เมื่อวันที่ 11 มกราคม 2562 เพื่อพิจารณาอนุมัติการลงทุนในโครงการขยายระบบท่อขนส่งน้ำมันไปภาคตะวันออกเฉียงเหนือเส้นทางสระบุรี – ขอนแก่น โดยมีมูลค่าการลงทุนประมาณ 9,769.82 ล้านบาทของ TPN

ทั้งนี้สามารถสรุปลำดับเหตุการณ์ของการเข้าทำรายการได้ตามรายละเอียด

2560	เดือนธันวาคม	บริษัทเข้าถือหุ้นใน BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 51 และได้รับอนุมัติการทำรายการจากผู้ถือหุ้น
2561	เดือนพฤศจิกายน	BIGGAS จำหน่ายหุ้นสามัญของ TPN ในสัดส่วนร้อยละ 8 ให้แก่บุคคลภายนอก คือ GL และได้รับอนุมัติการทำรายการจากคณะกรรมการบริษัท
	เดือนธันวาคม	TPN เข้าลงทุนในโครงการท่อขนส่งน้ำมัน มูลค่าโครงการ 9,768.62 ล้านบาท และได้รับอนุมัติการทำรายการจากผู้ถือหุ้น
2562	เดือนกันยายน	- บริษัทจะเข้าถือหุ้นใน BIGGAS เพิ่มเป็นสัดส่วนร้อยละ 100 โดยวิธีการแลกหุ้น (Share Swap) ระหว่างบริษัท และ ผู้ถือหุ้นของ BIGGAS - นำเสนอผู้ถือหุ้นเพื่อพิจารณา

2.1.2 เหตุผลและความจำเป็นในการเข้าทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์

ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทครั้งที่ 4/2562 ซึ่งประชุมเมื่อวันที่ 6 สิงหาคม 2562 ได้มีมติอนุมัติให้นำเสนอต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 2/2562 ซึ่งจะจัดขึ้นในวันที่ 19 กันยายน 2562 เพื่ออนุมัติการเข้าเป็นผู้ถือหุ้นของ BIGGAS ด้วยการแลกหุ้น (Share Swap) จากเดิมที่ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 51 เป็นร้อยละ 100 ของทุนจดทะเบียน และการลงนามในบันทึกข้อตกลง (MOU) สัญญาซื้อขายหุ้น (SPA) และเอกสารอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการเข้าทำรายการ

ภายหลังจากการที่บริษัทเข้ามาถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 51 ของ BIGGAS เมื่อปี 2560 BIGGAS มีการขยายงาน การดำเนินธุรกิจการขนส่งน้ำมัน การขนส่งแก๊ส ขณะที่ TPN ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ BIGGAS อยู่ระหว่างการลงทุนก่อสร้าง ท่อขนส่งน้ำมันจากสระบุรีไปขอนแก่น ผู้บริหารของบริษัทฯเล็งเห็นถึงศักยภาพในการเติบโตทางธุรกิจในอนาคตของทั้งสองบริษัทและสามารถรับรู้ผลการดำเนินงานทั้งหมดซึ่งจะช่วยเสริมสร้างผลการดำเนินงานและกระแสเงินสดให้แก่กลุ่มบริษัท จึงได้ตัดสินใจเข้าลงทุนในสัดส่วนที่เหลืออีกร้อยละ 49 ของ BIGGAS

2.1.3 เหตุผลและความจำเป็นในการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนเพื่อจัดสรรแก่บุคคลในวงจำกัด

ในการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนเพื่อแลกกับการซื้อสินทรัพย์ดังกล่าว บริษัทฯได้พิจารณาทางเลือกและแนวทางการวิเคราะห์การจัดหาแหล่งเงินทุนในรูปแบบต่างๆ เช่น

- การระดมทุนจากผู้ถือหุ้น (Right Offering) การระดมทุนจากผู้ถือหุ้นด้วยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนตามสัดส่วนการถือหุ้น จะเป็นภาระต่อผู้ถือหุ้น นอกจากนี้บริษัทมีผู้ถือหุ้นส่วนใหญ่เป็นผู้ถือหุ้นรายย่อย จึงมีความเสี่ยงที่จะไม่สามารถระดมทุนได้ครบถ้วนตามจำนวนที่ต้องการ
- การออกและเสนอขายหุ้นให้แก่ประชาชนทั่วไป เป็นการระดมทุนที่ต้องขออนุญาตจากสำนักงาน ก.ล.ต. จึงใช้ระยะเวลาในการดำเนินการตามขั้นตอนค่อนข้างนานกว่าจะได้รับเงินทุน มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการสูง และอาจจะไม่สามารถระดมทุนได้ตามที่ต้องการ ขึ้นอยู่กับภาวะตลาดหุ้น ภาวะเศรษฐกิจ ณ ช่วงเวลาที่มีการเสนอขายหุ้น

- การออกและเสนอขายหุ้นให้แก่ผู้ลงทุนรายอื่นๆ บริษัทฯต้องติดต่อกับผู้ลงทุนที่สนใจด้วยตนเองหรือติดต่อผ่านบุคคลอื่นหรือสถาบันการเงินอื่น บริษัทฯจำเป็นต้องรู้จักแนวทางและนโยบายในการทำงานร่วมกันกับผู้ลงทุนอื่นๆก่อน รวมถึงมีการเจรจาต่อรองในเรื่องของราคาหุ้นและการบริหารงาน ซึ่งเป็นขั้นตอนที่ใช้เวลาค่อนข้างนาน อาจจะไม่ทันต่อการทำรายการในครั้งนี้
- การขอสินเชื่อจากสถาบันการเงิน หรือ การออกหุ้นกู้ บริษัทฯอาจจะขอสินเชื่อเพิ่มเติมจากสถาบันการเงินได้ แต่ภาระหนี้สินและดอกเบี้ยจ่ายที่เพิ่มขึ้นอย่างมาก และจะทำให้บริษัทฯมีความเสี่ยงในการดำเนินธุรกิจมากขึ้น

ทั้งนี้จากการพิจารณาทางเลือกต่างๆดังกล่าวข้างต้น บริษัทฯจึงมีความเห็นว่าการออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด คือ BGTH ซึ่งมีผู้ถือหุ้นคือกลุ่มผู้ถือหุ้นเดิมของ BIGGAS จำนวน 21 ราย เป็นวิธีที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีอื่นๆ นอกจากจะเป็นวิธีที่ทำให้ได้รับจำนวนเงินเป็นมูลค่าที่เพียงพอกับการที่บริษัทฯเข้าไปถือหุ้นใน BIGGAS เพิ่มขึ้นแล้ว ในช่วงที่บริษัทฯเข้าถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 51 ตั้งแต่ปี 2560 ที่ผ่านมา บริษัทฯยังเห็นว่ากลุ่มผู้ถือหุ้น BIGGAS เป็นกลุ่มผู้ถือหุ้นที่มีความคุ้นเคยกับผู้บริหารของบริษัทฯ และได้มีการทำงานร่วมกัน มีความเข้าใจแนวทางการในการบริหารงานในทิศทางเดียวกัน การทำรายการในครั้งนี้จึงคาดว่าจะเป็แนวทางที่เหมาะสมที่สุดนอกจากนี้ การชำระค่าหุ้นทั้งหมดของ BIGGAS ด้วยการแลกกับการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ จะทำให้ผู้ถือหุ้นของ BIGGAS เข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่อีกด้วย และทำงานร่วมกับผู้บริหารของบริษัทฯในการสานต่อนโยบายการบริหารงานได้อย่างต่อเนื่อง

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากบริษัทฯจะนำเงินเพิ่มทุนดังกล่าวมาชำระค่าหุ้นของ BIGGAS ดังนั้น การพิจารณาอนุมัติของที่ประชุมผู้ถือหุ้นในการเข้าทำรายการทั้งการแลกเปลี่ยนหุ้นของบริษัทฯกับ BIGGAS และการเพิ่มทุนจดทะเบียนของบริษัทฯโดยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้กับบุคคลในวงจำกัด (Private Placement) จึงถือเป็นเงื่อนไขที่เกี่ยวข้องซึ่งกันและกัน โดยหากรายการใดรายการหนึ่งไม่ได้รับการอนุมัติจากที่ประชุมผู้ถือหุ้น จะถือว่ารายการที่ได้รับการอนุมัติจากที่ประชุมผู้ถือหุ้นแล้วเป็นอันยกเลิกและจะไม่มีการพิจารณารายการที่เกี่ยวข้องต่อไป

2.2 การเปรียบเทียบข้อดีและข้อด้อยของการเข้าทำรายการ

2.2.1 ข้อดีและประโยชน์ของการเข้าทำรายการ

- (1) เป็นการขยายการลงทุนในธุรกิจที่สามารถสร้างรายได้ที่มั่นคงอย่างต่อเนื่องในระยะยาวให้กับบริษัทและเพิ่มความสามารถในการทำกำไรจากการรับรู้ผลการดำเนินงานของ BIGGAS

ภายหลังจากได้มาซึ่งหุ้นของ BIGGAS เพิ่มเติม จะส่งผลให้บริษัทสามารถบันทึกผลกำไรจากธุรกิจของกลุ่ม BIGGAS ได้ร้อยละ 100 จากเดิมร้อยละ 51 ทั้งนี้ในปัจจุบันบริษัทได้รวมผลการดำเนินงานของกลุ่ม BIGGAS ในงบการเงินรวมอยู่แล้ว แต่แสดงกำไรจากส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยส่วนที่เหลือร้อยละ 49 นอกจากนี้บริษัทคาดว่าจะได้รับผลตอบแทนจากเงินปันผลในอนาคตของกลุ่ม BIGGAS ซึ่งคาดว่าจะปันรายได้ที่มั่นคงและต่อเนื่องในระยะยาวเนื่องจากกลุ่ม BIGGAS มีผลการดำเนินงานที่ดีอย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่อง โดยในระหว่างปี 2559 - 2561 มีรายได้รวม 865.57 ล้านบาท 1,283.92 ล้านบาท 1,971.19 ล้านบาท ตามลำดับ และมีกำไรสุทธิ 17.22 ล้านบาท 11.45 ล้านบาท และ 60.56 ล้านบาท ตามลำดับ

สำหรับ TPN อยู่ระหว่างการลงทุนก่อสร้างในธุรกิจขนส่งน้ำมันทางท่อจากจังหวัดสระบุรี ถึง จังหวัดขอนแก่น และจะเริ่มมีผลการดำเนินงานครั้งแรกประมาณไตรมาส 4 ปี 2564 โดยคาดว่าจะเริ่มมีกำไรสุทธิตั้งแต่ปี 2564 เป็นต้นไป ธุรกิจของ TPN มีแนวโน้มที่จะเจริญเติบโตสูงตามความต้องการใช้น้ำมันในภาคตะวันออกเฉียงเหนือรวมถึงประเทศลาว เพราะธุรกิจของ TPN จะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการขนส่งน้ำมันของผู้จำหน่ายน้ำมันแทนที่จะขนส่งโดยทางรถหรือรถไฟ ซึ่งคาดว่าจะส่งผลให้ภาพรวมของการดำเนินธุรกิจของบริษัทมีขนาดใหญ่ขึ้นทั้งด้านสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และกำไรสุทธิ

ในอนาคต บริษัทฯยังมีแผนงานที่จะนำ BIGGAS เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์อีกด้วย ซึ่งจะทำให้มูลค่าทางการตลาดของบริษัทมีมูลค่าสูงขึ้นจากมูลค่าทางการตลาดของ BIGGAS ในอนาคต และบริษัทฯยังมีโอกาสในการทำกำไรจากการเสนอขายหุ้นบางส่วนของ BIGGAS ในอนาคตอีกด้วย ดังนั้น การเข้าลงทุนเพิ่มเติมใน BIGGAS ดังกล่าวถือเป็นการขยายการลงทุนในธุรกิจที่สามารถสร้างรายได้ที่มั่นคงให้กับบริษัทอย่างต่อเนื่องในระยะยาว และยังเป็นการเพิ่มความสามารถในการทำกำไรจากการรับรู้ผลการดำเนินงานของ BIGGAS มากขึ้น

- (2) การเข้าทำรายการไม่กระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินและฐานะทางการเงินของบริษัทฯ

การออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯจำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาเสนอขาย 0.86 บาทต่อหุ้น (การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการปิดเศษ เนื่องจากบริษัทฯ กำหนดราคาซื้อขายที่ตกลงกันเท่ากับ 4,263 ล้านบาท) เพื่อเสนอขายให้แก่บุคคลในวงจำกัด คือ BGTH เป็นการแลกเปลี่ยนกับการเข้าถือหุ้นสามัญของ BIGGAS อีกร้อยละ 49 โดยบริษัทฯไม่จำเป็นต้องมีการชำระเงินสดหรือสินทรัพย์อื่นเพิ่มเติม บริษัทฯจึงไม่มีภาระหนี้สินเงินกู้และดอกเบี้ยจ่ายเพิ่มขึ้นแต่อย่างใด และผู้ถือหุ้นเดิมไม่มีภาระที่จะต้องใส่เงินเพิ่มทุนซึ่งเป็นมูลค่าที่ค่อนข้างสูง ซึ่งมีความไม่แน่นอนว่าจะสามารถระดมทุนได้ครบตามจำนวนที่ต้องการหรือไม่เนื่องจากบริษัทฯมีผู้ถือหุ้นส่วนใหญ่เป็นผู้ถือหุ้นรายย่อยเป็นจำนวนมากกว่า 8,000 ราย และไม่มีผู้ถือหุ้นรายใดที่ถือหุ้นเกินกว่าร้อยละ 10 ดังนั้น การออกและเสนอขายหุ้นแก่บุคคลในวงจำกัดดังกล่าว ทำให้การดำเนินการต่างๆทำได้ง่ายเพราะเป็นการตกลงเจรจากับกลุ่มผู้ถือหุ้นที่มีความคุ้นเคยกันอยู่แล้ว และจะช่วยให้บริษัทมีสถานะทางการเงินที่ดีขึ้นในภาพรวมจากอัตราส่วนหนี้สินต่อทุน (D/E Ratio) 0.89 เท่า ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 จะลดลงเป็น 0.43 เท่า จากการเพิ่มทุนครั้งนี้เพราะมีการเพิ่มทุนชำระแล้ว 498.11 ล้านบาทจากทุนเดิม 687.86 ล้านบาท เป็น 1,185.96 ล้านบาท (แต่ไม่รวมถึงผลการดำเนินงานที่เกิดขึ้นภายหลังจากวันที่ดังกล่าว)

นอกจากนี้ การเพิ่มทุนของบริษัทยังเป็นการขยายฐานทุนของบริษัทให้สูงขึ้น ทำให้บริษัทสามารถเข้าประมูลงานหรือรับงานที่มีขนาดโครงการที่มีมูลค่ามากขึ้นโดยเฉพาะงานในภาครัฐหรือรัฐวิสาหกิจ และยังสามารถใช้เป็นฐานในการกู้ยืมเงินจากสถาบันการเงินหรือก่อหนี้ได้มากขึ้นเพื่อรองรับต่อความต้องการใช้เงินสำหรับการลงทุนในโครงการต่างๆ ทั้งของบริษัทเอง และ บริษัทในกลุ่ม BIGGAS

(3) เป็นการลงทุนที่มีความสมเหตุสมผลด้านราคา

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประเมินราคาเข้าลงทุนในหุ้นของ BIGGAS และราคาเสนอขายหุ้นสามัญของบริษัทต่อบุคคลในวงจำกัด ปรากฏว่าที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประเมินราคาตามวิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ ได้มูลค่าของกลุ่ม BIGGAS มีมูลค่าอยู่ระหว่าง 7,307.24 – 8,696.48 ล้านบาท หรือเท่ากับราคา 89.52 – 106.54 บาทต่อหุ้นสำหรับราคาประเมินกลุ่มบริษัท และรวมถึงมูลค่าของกลุ่ม BIGGAS ที่บริษัทถืออยู่ร้อยละ 51 แล้วจะได้มูลค่าอยู่ระหว่าง 4,978.50 – 5,831.94 ล้านบาท หรือเท่ากับราคา 0.72 – 0.85 บาทต่อหุ้น ทำให้ได้อัตราแลกหุ้น 1 หุ้นของ BIGGAS สามารถแลกเป็นหุ้นบริษัทได้ในช่วงระหว่าง 123.68 – 125.66 หุ้น ดังนั้น บริษัทจะต้องออกหุ้นเพิ่มทุนระหว่าง 4,947.14 – 5,026.08 ล้านหุ้นหรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 41.83 – 42.22 ซึ่งเมื่อเทียบกับมติคณะกรรมการบริษัทที่มีมติให้ออกหุ้นเพิ่มทุนจำนวน 4,981.09 ล้านหุ้นหรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42 ของจำนวนหุ้นที่ออกและเรียกชำระแล้วหลังทำรายการ ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่าอัตราส่วนในการแลกหุ้นครั้งนี้เป็นอัตราส่วนที่มีความเหมาะสม

นอกจากนี้ ราคาเสนอขายหุ้นของบริษัทที่ราคา 0.86 บาทต่อหุ้น (การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัท มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการบิดเบือน เนื่องจากบริษัท กำหนดราคาซื้อขายที่ตกลงกันเท่ากับ 4,263 ล้านบาท) เป็นราคาที่สูงกว่าราคาตลาดถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของหุ้นบริษัทที่ซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ย้อนหลัง 15 วันทำการติดต่อกันก่อนวันที่คณะกรรมการบริษัทมีมติอนุมัติให้ทำรายการ ซึ่งเท่ากับ 0.71 บาทต่อหุ้น ซึ่งเป็นราคาที่สูงกว่าราคาตลาด

(4) ผู้ถือหุ้นเดิมของบริษัทไม่ได้รับผลกระทบจากการลดลงของราคาหุ้น (Price Dilution)

การออกและเสนอขายหุ้นเพิ่มทุนของบริษัท จำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาเสนอขายหุ้นละ 0.86 บาท (การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัท มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการบิดเบือน เนื่องจากบริษัท กำหนดราคาซื้อขายที่ตกลงกันเท่ากับ 4,263 ล้านบาท) เพื่อชำระเป็นค่าตอบแทนส่วนหนึ่งในการแลกเปลี่ยนหุ้น (Share swap) ของ BIGGAS นั้น จะไม่ทำให้ผู้ถือหุ้นเดิมของบริษัทได้รับผลกระทบจากการลดลงของราคาหุ้น (Price Dilution) เนื่องจากราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนดังกล่าวสูงกว่าราคาตลาดถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของหุ้นบริษัทที่ซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ย้อนหลัง 15 วันทำการติดต่อกันก่อนวันที่คณะกรรมการบริษัทมีมติให้นำเสนอต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 2/2562 เพื่อพิจารณาการทำรายการ คือ ระหว่างวันที่ 12 กรกฎาคม 2562 ถึงวันที่ 5 สิงหาคม 2562 ซึ่งเท่ากับ 0.71 บาทต่อหุ้น (ที่มา: SETSMART) ดังนั้นการที่บริษัทออกหุ้นเพิ่มทุนและเสนอขายให้แก่บุคคลจำกัดในครั้ง นี้ เป็นราคาเสนอขายที่สูงกว่าราคาตลาดร้อยละ 21.13

2.2.2 ข้อเสียและความเสี่ยงของการเข้าทำรายการ

- (1) ผลกระทบต่อสัดส่วนการถือหุ้นสิทธิในการออกเสียงของผู้ถือหุ้นเดิม และส่วนแบ่งกำไรจากการจัดสรรหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด

ภายหลังการทำรายการ บริษัทจะต้องเพิ่มทุนหุ้นสามัญให้แก่บุคคลในวงจำกัด จำนวน 4,981.09 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.01 บาท ในราคาเสนอขายหุ้นละ 0.86 บาท (การแสดงราคาเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัท มูลค่า 0.8558 บาทดังกล่าว เกิดจากการบิดเบือน เนื่องจากบริษัท กำหนดราคาซื้อขายที่ตกลงกันเท่ากับ 4,263 ล้านบาท) เพื่อเป็นการชำระค่าตอบแทนสำหรับการซื้อหุ้นสามัญของ BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 49 ทำให้จำนวนหุ้นสามัญของบริษัทเพิ่มขึ้นจาก 6,878.55 ล้านหุ้น เป็น 11,859.75 ล้านหุ้น ซึ่งเมื่อคำนึงถึงผลกระทบต่อการลดลงของสิทธิในการออกเสียง (Control Dilution) และส่วนแบ่งกำไร (Earning Dilution) แล้ว จะมีสัดส่วนลดลงในอัตราร้อยละ 42

ทั้งนี้การที่นายธนัช ปวรวิปุลยการ จะเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นใหญ่อันดับ 1 ของบริษัทในสัดส่วนร้อยละ 22.34 ของทุนที่ออกและเรียกชำระแล้วทั้งหมดภายหลังการทำรายการ บริษัทยังไม่มีแผนเปลี่ยนแปลงอำนาจการควบคุมและการบริหารแต่อย่างใด

- (2) ความเสี่ยงจากการผลกำไรของ BIGGAS ไม่เป็นไปตามที่บริษัทคาดการณ์

การทำรายการดังกล่าวจะทำให้ BIGGAS กลายเป็นบริษัทย่อยของบริษัทในสัดส่วนร้อยละ 100 ซึ่งจะทำให้บริษัทสามารถรับรู้ผลการดำเนินงานของกลุ่ม BIGGAS เข้ามาในงบการเงินของบริษัทได้ด้วยการจัดทำงบการเงินรวม (Consolidated Financial Statement) อย่างไรก็ตามหากกลุ่ม BIGGAS ไม่สามารถดำเนินธุรกิจให้มีผลกำไรเป็นไปตามคาดการณ์ได้ อาจส่งผลให้บริษัทมีความเสี่ยงในการรับรู้รายได้ของ BIGGAS ที่อาจไม่เป็นไปตามประมาณการ อย่างไรก็ตาม บริษัทมีความมั่นใจในศักยภาพของการเจริญเติบโตของกลุ่ม BIGGAS ซึ่งมีจุดแข็งในด้านการเป็นผู้นำจัดจำหน่ายผลิตภัณฑ์ที่มีคุณภาพและน่าเชื่อถือ มีผู้บริหารหลักและบุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญในด้านผลิตภัณฑ์และการให้บริการ และรับเหมาติดตั้งวางระบบมาตรวัดอัตราการไหลของท่อให้กับลูกค้ากลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเลียม ปิโตรเคมี โรงผลิตไฟฟ้า และระบบท่ออุตสาหกรรม และยังมีสายสัมพันธ์ที่ดีกับลูกค้ากลุ่มดังกล่าว รวมถึงธุรกิจขนส่งน้ำมันทางท่อเพื่อจำหน่ายน้ำมันในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งคาดว่าจะป็นรายได้ที่สำคัญในอนาคตของบริษัท

- (3) ความเสี่ยงจากการที่เงื่อนไขบังคับก่อนการทำรายการไม่บรรลุผลสำเร็จ

เนื่องจากการเข้าทำรายการดังกล่าวให้สำเร็จนั้น มีหลายกระบวนการที่เกี่ยวข้อง เช่น การเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด การเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของผู้ถือหุ้นใหม่ในสัดส่วนที่จะต้องทำข้อเสนอซื้อกิจการ (Tender Offer) เป็นต้น ซึ่งทางบริษัทจะต้องดำเนินการขออนุญาตจากสำนักงาน ก.ล.ต. ทั้งนี้หากบริษัทไม่ได้รับการอนุมัติการเข้าทำรายการจากสำนักงาน ก.ล.ต. อาจเป็นเหตุให้บริษัทไม่สามารถได้มาซึ่งหุ้นของ BIGGAS ในสัดส่วนที่เหลือและออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัดเพื่อชำระเป็นค่าตอบแทนของการได้มาซึ่งหุ้นของ BIGGAS แล้ว นอกจากนี้การเข้าทำรายการดังกล่าวยังจะต้องได้รับการอนุมัติจากผู้ถือหุ้นเพื่อการเข้าทำรายการดังกล่าว ด้วยคะแนนเสียงไม่น้อยกว่า 3 ใน 4 ของจำนวนเสียงทั้งหมดของผู้ถือหุ้นที่มาร่วม และมีสิทธิออกเสียงลงคะแนนโดยไม่นับส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีส่วนได้เสีย และบริษัทยังคงต้องมีค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการเข้าทำรายการ เช่น ค่าธรรมเนียมที่ปรึกษากฎหมาย ที่ปรึกษาทางการเงิน ผู้ประเมินมูลค่าสินทรัพย์ และค่าใช้จ่ายในการจัดประชุมผู้ถือหุ้น เป็นต้น

2.3 การเปรียบเทียบข้อดีและประโยชน์ ข้อด้อยและความเสี่ยง ระหว่างการทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้อง กับ การทำรายการกับบุคคลภายนอก

2.3.1 ข้อดีและประโยชน์ของการทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน

บริษัทเป็นผู้ถือหุ้น BIGGAS อยู่แล้วร้อยละ 51 และมีการแต่งตั้งกรรมการตัวแทนเข้าร่วมบริหารใน BIGGAS ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2560 จึงมีความคุ้นเคยเป็นอย่างดีกับผู้ถือหุ้นใหญ่และ/หรือกรรมการเดิมของ BIGGAS คือ นายธนัช ปวรวิบูลย์ และนางสาวปิยะภัทร สุวรรณสังข์ ในการกำหนดนโยบายและการบริหารงานร่วมกัน และเมื่อมีการทำรายการแลกหุ้นเกิดขึ้นในครั้งนี้ ผู้ถือหุ้นใหญ่ของ BIGGAS ซึ่งเป็นผู้ที่มีประสบการณ์ตรงในการบริหารธุรกิจอยู่แล้ว จะเข้ามาเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ จึงเป็นการยกระดับความร่วมมือกันทางธุรกิจในระดับนโยบายของบริษัทฯโดยรวม และบริษัทฯยังสามารถบริหารจัดการการดำเนินธุรกิจ BIGGAS ได้ทั้งหมดแบบเบ็ดเสร็จ ซึ่งคาดว่าจะช่วยให้ทิศทางการดำเนินธุรกิจและความร่วมมือระหว่างกันในการบริหารงานเป็นไปด้วยดีมากขึ้น ดังนั้นการทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน จึงเป็นรายการที่เหมาะสมต่อการทำรายการครั้งนี้ แต่การทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน ถ้าขาดรายการมีนัยสำคัญ ทำให้บริษัทต้องมีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมในการว่าจ้างที่ปรึกษาด้านต่างๆรวมถึงที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเพื่อให้ความเห็นเกี่ยวกับการทำรายการต่อผู้ถือหุ้นเพื่อพิจารณา

2.3.2 ข้อด้อยและความเสี่ยงของการทำรายการกับบุคคลภายนอก

การทำรายการกับบุคคลภายนอก เป็นการเปิดโอกาสในการจัดหาพันธมิตรทางธุรกิจ ซึ่งอาจช่วยให้บริษัทฯสามารถขยายขนาดของธุรกิจได้มากกว่าการทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน แต่บริษัทต้องใช้เวลาในการคัดเลือกผู้มีประสบการณ์ รวมถึงการเรียนรู้แนวทางการบริหารงาน การกำหนดนโยบายระหว่างกันใหม่ทั้ง 3 กลุ่ม คือ กลุ่มผู้บริหาร บริษัทฯ กลุ่มผู้บริหาร BIGGAS และกลุ่มบุคคลภายนอก ซึ่งเป็นขั้นตอนที่ต้องใช้เวลาระหว่างกันก่อนที่จะทำงานร่วมกัน และจำเป็นต้องมีการตรวจสอบประเด็นการแข่งขันทางธุรกิจที่อาจมีการซ้ำซ้อนกันในกลุ่มลูกค้าเป้าหมายเดียวกัน อย่างไรก็ตาม การทำรายการกับบุคคลภายนอก ไม่ถือเป็นรายการที่เกี่ยวข้องกัน บริษัทฯจึงอาจจะต้องมีการจัดประชุมผู้ถือหุ้น และมีค่าใช้จ่ายน้อยลงในการดำเนินการและการจ้างที่ปรึกษาด้านต่างๆ

สรุปความเห็นต่อความเหมาะสมผลของรายการ

ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่า การเข้าทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ในครั้งนี้มีความ **สมเหตุสมผล**

3. ความเหมาะสมของราคาและเงื่อนไขในการทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์

ตามที่บริษัทจะเข้าทำการซื้อหุ้นสามัญ BIGGAS อีกร้อยละ 49 จากเดิมร้อยละ 51 เป็นร้อยละ 100 โดยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ เพื่อเป็นการแลกเปลี่ยนกับการเข้าซื้อหุ้นดังกล่าว ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีแนวทางในการพิจารณาความเหมาะสมของมูลค่าหุ้นสามัญของบริษัทฯ โดยพิจารณาจากข้อมูลที่ได้รับและสมมติฐานการดำเนินธุรกิจที่ได้รับจากบริษัทฯ การสัมภาษณ์ผู้บริหารและเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง สัญญาที่เกี่ยวข้องอื่นๆ งบการเงินของบริษัทที่ได้รับการตรวจสอบและสอบทานแล้วจากผู้สอบบัญชี และเอกสารอื่นที่เกี่ยวข้องกับการพิจารณาการทำรายการ การสำรวจโครงการ (Site Visit) สมมติฐานและประมาณการทางการเงินรวมถึงข้อมูลของบริษัทฯ เผยแพร่ต่อสาธารณะทั้งโดยทั่วไปและในเว็บไซต์ของ สำนักงาน ก.ล.ต. (www.sec.or.th) เว็บไซต์ของตลาดหลักทรัพย์ฯ (www.set.or.th) เว็บไซต์ของธนาคารแห่งประเทศไทย ("www.bot.or.th") เว็บไซต์ของบริษัท (www.pst.co.th) และเว็บไซต์ที่เกี่ยวข้องในการกำหนดปัจจัยต่างๆที่ใช้ประกอบการประมาณการทางการเงิน

อย่างไรก็ตาม ความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระตั้งอยู่บนสมมติฐานว่าข้อมูลและเอกสารสำคัญดังกล่าวที่เป็นข้อมูลที่สมบูรณ์ครบถ้วนและถูกต้อง รวมทั้งพิจารณาจากสถานการณ์ และข้อมูลที่สามารถรับรู้ได้ในปัจจุบัน อย่างไรก็ตาม ภายใต้ภาวะเศรษฐกิจโดยรวมและปัจจัยภายนอกอื่นๆ ที่มีผลกระทบต่อการดำเนินงานของทางด่วนพิเศษฯ และเป็นสถานะที่ไม่สามารถควบคุมได้ รวมทั้งสถานการณ์ภายในของบริษัทฯ ที่อาจมีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างมีนัยสำคัญและส่งผลกระทบต่อสมมติฐานที่กำหนดไว้ ผลตอบแทนโครงการที่ประเมินได้ตามวิธีนี้อาจจะเปลี่ยนแปลงไปด้วยเช่นกันในอนาคต

ในปัจจุบันบริษัทมีการจัดทำงบการเงินรวมที่ผ่านการตรวจสอบหรือสอบทานจากผู้สอบบัญชี ซึ่งรวมผลการดำเนินงานของบริษัทย่อยทุกบริษัทรวมถึงกลุ่มบริษัท BIGGAS เปิดเผยให้แก่ตลาดหลักทรัพย์ฯและผู้ถือหุ้นทราบเป็นประจำทุกงวด แต่เพื่อให้เห็นภาพรวมของสถานะทางการเงิน ผลการดำเนินงานที่ชัดเจนของกลุ่มบริษัทฯ บริษัทฯได้จัดทำงบการเงินรวมแยกให้เห็น 2 แบบในช่วงระหว่างปี 2559 -2561 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 คือ

- งบการเงินรวมของกลุ่มบริษัทฯที่ไม่รวมธุรกิจของกลุ่ม BIGGAS ประกอบด้วย การถือหุ้นในบริษัทต่างๆแบ่งประเภทตามกลุ่มธุรกิจ 4 กลุ่ม คือ กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล กลุ่มธุรกิจออกแบบ จำหน่ายและติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจสอบภาพแวดล้อม (สำหรับกลุ่มธุรกิจอื่นและ กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนอื่นไม่มีการจัดทำประมาณการ)

- งบการเงินรวมกลุ่ม BIGGAS ประกอบด้วยธุรกิจของ BIGGAS, JN และ TPN

ซึ่งเป็นงบการเงินฉบับผู้บริหารที่จัดทำจากงบการเงินของแต่ละบริษัทที่จัดส่งให้แก่ผู้สอบบัญชีของบริษัทฯ มาทำเป็นงบการเงินรวมใหม่ แสดงให้เห็นตามแผนภาพโครงสร้างการถือหุ้นและงบการเงิน ดังนี้

บมจ. เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี			
กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์		กลุ่มธุรกิจออกแบบ จำหน่ายและติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดสภาพแวดล้อม	
บมจ. เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี	PSTC	-	
บมจ. เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี	PSTC	-	
บจ.กันหา โซล่าพาวเวอร์	KSP	100%	
บจ.โซลาร์โกกรีน	SGG	100%	
บจ.เพาเวอร์ วี กรีน	PWG	100%	
บจ.พีเอสที เอนเนอร์ยี 2	PSTE 2	100%	
บจ.พีวี กรีน	PVG	19.99%	
กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล		กลุ่มธุรกิจอื่น	
บจ.อริญ เพาเวอร์ จำกัด	ARW	100%	
บจ.เศรษฐีสุพรรณ ไบโอกรีน เพาเวอร์	STS	100%	
บจ.โรงไฟฟ้าสระยายโสม	SYS	100%	
บจ.โรงไฟฟ้าขุนทดเพ็ง	KPP	100%	
บจ.นวัตน์ บีเวอร์เลส	NWR	51%	
กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล		กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนอื่น	
บจ.เวลล์โคราช เอ็นเนอร์ยี จำกัด	WKE	100%	
บจ.พีเอสที เอนเนอร์ยี 1	PSTE 1	100%	
บจ.ไบโอโกกรีน	BGG	100%	
กลุ่มธุรกิจจำหน่าย ขนส่ง และคลังน้ำมันและแก๊ส		กลุ่มธุรกิจจำหน่าย ขนส่ง และคลังน้ำมันและแก๊ส	
บจ.บิ๊กแก๊ส เทคโนโลยี	BIGGAS	51%	
บจ.ไทย ไปป์ไลน์ เน็ตเวิร์ค	TPN	94.0%	
บจ.เจเอ็น เอ็นเนอร์ยี คอร์ปอเรชั่น	JN	100%	

หมายเหตุ: ตามงบการเงินรวมที่ไม่รวมกลุ่มบริษัท BIGGAS นั้น งบแสดงฐานะการเงินจะแสดงเงินลงทุนร้อยละ 51 ใน BIGGAS และงบกำไรขาดทุนจะไม่รวมผลการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท BIGGAS

ทั้งนี้ บริษัทฯได้เข้าถือหุ้น BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 51 ในปี 2560 ซึ่งในช่วงเวลาที่ผ่านมา กลุ่มบริษัทฯและกลุ่ม BIGGAS ไม่มีการซื้อขายสินค้าหรือการให้บริการทางธุรกิจระหว่างกันที่เป็นสาระสำคัญ ยกเว้น รายการที่บริษัทฯเป็นผู้ให้เงินกู้ยืมแก่ BIGGAS และ TPN และมีการคิดค่าบริการด้านบริหารจัดการระหว่างกัน โดยตามงบการเงินรวม ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 ที่จะแสดงดังกล่าวได้บันทึกเงินลงทุนใน BIGGAS ตามราคาทุนที่ได้มาครั้งก่อนในสัดส่วนร้อยละ 51 ซึ่งเท่ากับ 1,350 ล้านบาท

งบการเงินรวมของกลุ่มบริษัทโดยไม่รวมกลุ่ม BIGGAS ประจำปี 2559 – 2561 และงวด 6 เดือน มกราคม - มิถุนายน 2562 สามารถแสดงรายละเอียดได้ดังนี้

งบกำไรขาดทุนของกลุ่มบริษัทฯ ไม่รวมกลุ่มบริษัท BIGGAS

งบกำไรขาดทุน	ปี 2560		ปี 2561		ปี 2562 งวด 6 เดือน	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
รายได้จากการขายและบริการ	1,022.09	100.00	984.53	100.00	461.67	100.00
ต้นทุนขายและบริการ	(769.73)	(75.31)	(771.45)	(78.36)	(328.14)	(71.08)
กำไรขั้นต้น	252.35	24.69	213.09	21.64	133.53	28.92
รายได้อื่น	14.55	1.42	43.32	4.40	25.90	5.61
กำไรก่อนค่าใช้จ่าย	266.90	26.11	256.40	26.04	159.43	34.53
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	(131.66)	(12.88)	(108.19)	(10.99)	(65.03)	(14.09)
ต้นทุนทางการเงิน	(98.66)	(9.65)	(91.41)	(9.28)	(41.95)	(9.09)
รวมค่าใช้จ่าย	(230.32)	(22.53)	(199.60)	(20.27)	(106.98)	(23.17)
กำไร (ขาดทุน) ก่อนภาษีเงินได้	36.59	3.58	56.80	5.77	52.46	11.36
ภาษีเงินได้	(4.34)	(0.42)	(12.64)	(1.28)	(2.41)	(0.52)
กำไร (ขาดทุน) สำหรับงวด	32.25	3.15	44.16	4.49	50.05	10.84

หมายเหตุ: ปี 2561 มีรายได้อื่น ส่วนใหญ่มาจากรายได้ค่าดอกเบี้ยและรายได้ค่าบริการจัดการจากกลุ่มบริษัท BIGGAS รวมประมาณ 10.50 ล้านบาท รายได้จากค่าที่ปรึกษาโครงการ 15 ล้านบาท และรายได้จากคดีความและประกันภัย 7.20 ล้านบาทและรายได้อื่นๆ

งบแสดงฐานะการเงินของกลุ่มบริษัทฯ ไม่รวมกลุ่มบริษัท BIGGAS

งบแสดงฐานะการเงิน	ปี 2560		ปี 2561		ปี 2562 งวด 6 เดือน	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
สินทรัพย์						
สินทรัพย์หมุนเวียน						
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	25.01	0.53	18.89	0.35	16.30	0.28
เงินลงทุนชั่วคราว	3.43	0.07	2.33	0.04	0.33	0.01
ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้หมุนเวียนอื่น	286.02	6.08	407.89	7.53	513.31	8.70
เงินให้กู้ยืมระยะสั้นแก่กิจการที่ไม่เกี่ยวข้องกัน	-	0.00	382.50	7.06	679.50	11.51
สินค้าคงเหลือ (มีงานระหว่างทำของแพร่)	80.62	1.71	125.61	2.32	196.21	3.32
เงินฝากธนาคารที่มีภาระค้ำประกันที่มีอายุไม่เกินหนึ่งปี	9.14	0.19	-	0.00	-	0.00
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	46.65	0.99	48.34	0.89	68.15	1.15
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	450.87	9.58	985.55	18.20	1,473.81	24.97
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน						
เงินฝากธนาคารที่มีภาระค้ำประกัน	47.65	1.01	50.28	0.93	50.82	0.86
เงินลงทุนอื่น	32.60	0.69	32.60	0.60	32.60	0.55
เงินลงทุนอื่น - BIGGAS Group	1,350.00	28.69	1,350.00	24.93	1,350.00	22.87
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	2,453.87	52.15	2,655.62	49.03	2,657.21	45.02
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	281.32	5.98	270.48	4.99	264.77	4.49
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	3.26	0.07	4.50	0.08	5.49	0.09
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	85.51	1.82	66.98	1.24	67.96	1.15
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	4,254.22	90.42	4,430.46	81.80	4,428.85	75.03
รวมสินทรัพย์	4,705.09	100.00	5,416.01	100.00	5,902.66	100.00

งบแสดงฐานะการเงิน	ปี 2560		ปี 2561		ปี 2562 งวด 6 เดือน	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น						
หนี้สินหมุนเวียน						
เงินเบิกเกินบัญชีและเงินกู้ยืมระยะสั้น	609.77	12.96	470.07	8.68	690.37	11.70
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้หมุนเวียนอื่น	99.63	2.12	172.72	3.19	239.25	4.05
หนี้ที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	179.35	3.81	346.09	6.39	745.31	12.63

งบแสดงฐานะการเงิน	ปี 2560		ปี 2561		ปี 2562 งวด 6 เดือน	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
เงินกู้ยืมระยะยาวที่กำหนดชำระภายในหนึ่งปี	204.53	4.35	127.72	2.36	144.63	2.45
เงินกู้ยืมระยะยาวที่จัดเป็นหนี้สินหมุนเวียน	397.35	8.45	-	0.00	-	0.00
หนี้สินตามสัญญาเช่าซื้อและสัญญาเช่าการเงินที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	1.55	0.03	41.92	0.77	35.22	0.60
เงินกู้ยืมระยะสั้นจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	0.00	100.00	1.85	25.00	0.42
เงินกู้ยืมระยะสั้นจากกิจการที่ไม่เกี่ยวข้องกัน	14.36	0.31	18.74	0.35	181.40	3.07
เงินรับล่วงหน้าจากลูกค้า	3.44	0.07	14.56	0.27	78.75	1.33
ภาษีเงินได้นิติบุคคลค้างจ่าย	-	0.00	3.34	0.06	1.39	0.02
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	11.93	0.25	28.44	0.53	33.38	0.57
รวมหนี้สินหมุนเวียน	1,521.91	32.35	1,323.60	24.44	2,174.69	36.84
หนี้สินไม่หมุนเวียน						
หุ้นกู้ - สุทธิจากส่วนที่กำหนดชำระภายในหนึ่งปี	-	0.00	398.62	7.36	-	0.00
เงินกู้ยืมระยะยาว - สุทธิจากส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	331.71	7.05	469.94	8.68	426.96	7.23
หนี้สินตามสัญญาเช่าซื้อและสัญญาเช่าการเงิน - สุทธิจากส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	0.99	0.02	241.31	4.46	227.15	3.85
สำรองผลประโยชน์ระยะยาวของพนักงาน	8.62	0.18	9.98	0.18	13.24	0.22
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	1.75	0.04	34.65	0.64	31.75	0.54
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	343.07	7.29	1,154.50	21.32	699.10	11.84
รวมหนี้สิน	1,864.99	39.64	2,478.11	45.76	2,873.79	48.69

งบแสดงฐานะการเงิน	ปี 2560		ปี 2561		ปี 2562 งวด 6 เดือน	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
ส่วนของผู้ถือหุ้น						
ทุนจดทะเบียน	756.34	16.07	756.34	13.96	756.34	12.81
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	644.16	13.69	655.53	12.10	687.87	11.65
ส่วนเกินมูลค่าหุ้น	2,131.06	45.29	2,175.79	40.17	2,305.12	39.05
ส่วนทุนจากการจ่ายโดยใช้หุ้นเป็นเกณฑ์	4.55	0.10	2.23	0.04	2.23	0.04
กำไร(ขาดทุน)สะสม						
จัดสรรแล้ว - ทุนสำรองตามกฎหมาย	11.68	0.25	16.94	0.31	17.42	0.30
ยังไม่ได้จัดสรร	33.37	0.71	77.00	1.42	7.59	0.13
รวมส่วนของบริษัทใหญ่	2,824.82	60.04	2,927.49	54.05	3,020.23	51.17
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	15.29	0.32	10.41	0.19	8.64	0.15
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	2,840.10	60.36	2,937.90	54.24	3,028.87	51.31
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	4,705.09	100.00	5,416.01	100.00	5,902.66	100.00

งบการเงินรวมของกลุ่ม BIGGAS ประจำปี 2559 – 2561 และงวด 6 เดือน มกราคม - มิถุนายน 2562 สามารถแสดงรายละเอียดได้ดังนี้

งบกำไรขาดทุนของกลุ่ม BIGGAS

งบกำไรขาดทุน	ปี 2560		ปี 2561		ปี 2562 งวด 6 เดือน	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
รายได้จากการขายและบริการ	322.01	100.00	1,961.42	100.00	1,093.79	100.00
ต้นทุนขายและบริการ	(295.51)	(91.77)	(1,798.05)	(91.67)	(1,003.50)	(91.75)
กำไรขั้นต้น	26.50	8.23	163.38	8.33	90.29	8.25
รายได้อื่น	3.71	1.15	11.77	0.60	1.27	0.12
กำไรก่อนค่าใช้จ่าย	30.21	9.38	175.15	8.93	91.57	8.37
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	(12.65)	(3.93)	(79.67)	(4.06)	(39.94)	(3.65)
ต้นทุนทางการเงิน	(1.02)	(0.32)	(14.15)	(0.72)	(21.97)	(2.01)
รวมค่าใช้จ่าย	(13.67)	(4.25)	(93.82)	(4.78)	(61.91)	(5.66)
กำไร (ขาดทุน) ก่อนภาษีเงินได้	16.54	5.14	81.33	4.15	29.66	2.71
ภาษีเงินได้	(2.81)	(0.87)	(12.97)	(0.66)	(5.53)	(0.51)
กำไร (ขาดทุน) สำหรับงวด	13.73	4.26	68.36	3.49	24.13	2.21

งบแสดงฐานะการเงินของกลุ่ม BIGGAS

งบแสดงฐานะการเงิน	ปี 2560		ปี 2561		ปี 2562 งวด 6 เดือน	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
สินทรัพย์						
สินทรัพย์หมุนเวียน						
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	404.85	22.08	269.73	10.71	58.06	1.82
เงินลงทุนชั่วคราว	-	0.00	15.60	0.62	15.74	0.49
ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้หมุนเวียนอื่น	263.34	14.36	230.68	9.16	252.00	7.88
เงินให้กู้ยืมระยะสั้นแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	60.00	3.27	6.30	0.25	0.84	0.03
สินค้าคงเหลือ (มีงานระหว่างทำของแพร์)	40.15	2.19	53.88	2.14	51.43	1.61
เงินฝากธนาคารที่มีภาระค้ำประกันที่มีอายุไม่เกินหนึ่งปี	50.00	2.73	-	0.00	-	0.00
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	14.43	0.79	21.68	0.86	26.41	0.83
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	832.78	45.43	597.87	23.73	404.47	12.65
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน						
เงินฝากธนาคารที่มีภาระค้ำประกัน	10.66	0.58	21.19	0.84	21.25	0.66
เงินให้กู้ยืมแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	0.00	-	0.00	7.58	0.24
เงินลงทุนในบริษัทร่วม	-	0.00	2.45	0.10	-	0.00
เงินลงทุนอื่น	-	0.00	-	0.00	2.45	0.08
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	158.54	8.65	766.03	30.41	825.82	25.83
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	0.18	0.01	1.35	0.05	1.28	0.04
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	0.26	0.01	3.07	0.12	3.93	0.12
ค่าความนิยม	773.61	42.20	784.78	31.15	784.78	24.55
เงินจ่ายล่วงหน้าค่าซื้อสินทรัพย์	-	0.00	324.41	12.88	1,098.73	34.36
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	57.22	3.12	18.23	0.72	46.97	1.47
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	1,000.46	54.57	1,921.50	76.27	2,792.78	87.35
รวมสินทรัพย์	1,833.24	100.00	2,519.37	100.00	3,197.25	100.00

งบแสดงฐานะการเงิน	ปี 2560		ปี 2561		ปี 2562 จวด 6 เดือน	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น						
หนี้สินหมุนเวียน						
เงินเบิกเกินบัญชีและเงินกู้ยืมระยะสั้น	0.04	0.00	25.85	1.03	148.89	4.66
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้หมุนเวียนอื่น	182.30	9.94	145.87	5.79	186.57	5.84
เงินกู้ยืมระยะยาวถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	0.73	0.04	32.32	1.28	32.32	1.01
หนี้สินตามสัญญาเช่าซื้อและสัญญาเช่าการเงินที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	4.14	0.23	4.93	0.20	6.65	0.21
เงินกู้ยืมระยะสั้นจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	0.00	-	0.00	679.50	21.25
เงินกู้ยืมระยะสั้นจากกิจการที่ไม่เกี่ยวข้องกัน	55.50	3.03	382.50	15.18	-	0.00
เงินรับล่วงหน้าจากลูกค้า	0.56	0.03	0.71	0.03	3.22	0.10
ภาษีเงินได้นิติบุคคลค้างจ่าย	1.65	0.09	32.57	1.29	32.07	1.00
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	4.94	0.27	12.75	0.51	7.13	0.22
หนี้สินที่เกี่ยวข้องกับสิทธิในการขายให้ผู้ถือหุ้นของผู้ถือหุ้นที่ไม่มีอำนาจควบคุมของบริษัทย่อย	-	0.00	-	0.00	388.99	12.17
รวมหนี้สินหมุนเวียน	249.88	13.63	637.50	25.30	1,485.34	46.46
หนี้สินไม่หมุนเวียน						
เงินกู้ยืมระยะยาว - สุทธิจากส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	1.86	0.10	59.90	2.38	43.74	1.37
สำรองผลประโยชน์ระยะยาวของพนักงาน	13.94	0.76	12.04	0.48	14.50	0.45
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	1.31	0.07	3.35	0.13	4.57	0.14
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	-	0.00	-	0.00	3.25	0.10
รวมหนี้สิน	17.10	0.93	75.29	2.99	66.06	2.07

งบแสดงฐานะการเงิน	ปี 2560		ปี 2561		ปี 2562 จวด 6 เดือน	
	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ	ล้านบาท	ร้อยละ
ส่วนของผู้ถือหุ้น						
ทุนจดทะเบียน	508.16	27.72	1,133.16	44.98	1,133.16	35.44
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	408.16	22.26	408.16	16.20	408.16	12.77
ส่วนเกินมูลค่าหุ้น	1,141.84	62.29	1,141.84	45.32	1,141.84	35.71
ส่วนเกินทุนจากการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทย่อย	-	0.00	164.01	6.51	-	0.00
กำไร(ขาดทุน)สะสม						
จัดสรรแล้ว - ทุนสำรองตามกฎหมาย	-	0.00	0.82	0.03	0.82	0.03
ยังไม่ได้จัดสรร	16.29	0.89	70.91	2.81	95.04	2.97
รวมส่วนของบริษัทใหญ่	1,566.29	85.44	1,785.73	70.88	1,645.85	51.48
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(0.03)	0.00	20.85	0.83	-	0.00
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	1,566.26	85.44	1,806.58	71.71	1,645.85	51.48
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	1,833.24	100.00	2,519.37	100.00	3,197.25	100.00

3.1 การประเมินราคากลุ่ม BIGGAS

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาถึงความเหมาะสมของมูลค่าสินทรัพย์ที่จะได้มา ซึ่งได้แก่ หุ้นสามัญของบริษัท บิ๊กแก๊ส เทคโนโลยี จำกัด ("BIGGAS") จำนวน 39,999,998 หุ้น คิดเป็นร้อยละ 49.00 ของจำนวนหุ้นที่ออกและจำหน่ายแล้วจากผู้ถือหุ้นเดิมของ BIGGAS โดยบริษัทฯ จะชำระค่าตอบแทนเป็นหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทฯ ทั้งนี้ BIGGAS ถือหุ้นใน 2 บริษัท ได้แก่ 1) บริษัท ไทย ไปป์ไลน์ เน็ตเวิร์ค จำกัด ("TPN") ร้อยละ 94.00¹ ซึ่งอยู่ระหว่างดำเนินโครงการระบบท่อขนส่งน้ำมันไปภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และ 2) บริษัท เจเอ็น เอ็นเนอร์จี้ คอร์ปอเรชั่น จำกัด ("JN") ร้อยละ 100 ซึ่งดำเนินธุรกิจสถานีบริการก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และก๊าซธรรมชาติ (NGV) (รวมเรียกว่า "กลุ่ม BIGGAS")

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาความเหมาะสมของราคาหุ้นสามัญของกลุ่ม BIGGAS ด้วยวิธีการต่างๆ จำนวน 5 วิธี ได้แก่

- 1) วิธีมูลค่าตามบัญชี (Book Value Approach)
- 2) วิธีปรับปรุงมูลค่าตามบัญชี (Adjusted Book Value Approach)
- 3) วิธีอัตราส่วนราคาต่อมูลค่าตามบัญชี (Price to Book Value Ratio Approach: P/BV Ratio)
- 4) วิธีอัตราส่วนราคาต่อกำไรต่อหุ้น (Price to Earnings Ratio Approach: P/E Ratio)
- 5) วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Approach)

อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่ได้ประเมินราคาหุ้น BIGGAS โดยวิธีมูลค่าหุ้นตามราคาตลาด เนื่องจาก BIGGAS ไม่ได้เป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ จึงไม่มีราคาตลาดอ้างอิงได้ จึงเหลือวิธีการประเมินราคาหุ้น BIGGAS เพียง 5 วิธี เท่านั้น

ในการพิจารณาความเหมาะสมของราคาหุ้นของ BIGGAS ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ข้อมูลที่ได้รับจากบริษัทฯ และกลุ่มบริษัท BIGGAS รวมถึงการสัมภาษณ์ผู้บริหาร รายงานการประเมินมูลค่าทรัพย์สินที่จัดทำโดยผู้ประเมินราคาทรัพย์สินอิสระ รวมทั้งข้อมูลที่เผยแพร่ต่อสาธารณะทั่วไป เช่น แบบแสดงรายการข้อมูลประจำปี (แบบ 56-1) งบการเงิน และข้อมูลจากตลาดหลักทรัพย์ฯ เป็นต้น

ทั้งนี้ ความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระตั้งอยู่บนสมมติฐานว่าข้อมูลและเอกสารที่ได้รับจากบริษัทฯ และ BIGGAS เป็นข้อมูลที่สมบูรณ์ ครบถ้วน และถูกต้อง รวมทั้งเป็นการพิจารณาจากสถานการณ์และข้อมูลที่สามารถรับรู้ได้ในปัจจุบัน ซึ่งหากมีการเปลี่ยนแปลงใดๆ อาจส่งผลกระทบต่ออย่างมีนัยสำคัญต่อการดำเนินธุรกิจ ประเมินการทางการเงินของ BIGGAS อาจส่งผลกระทบต่อความคิดเห็นของผู้ถือหุ้นในการพิจารณาความเหมาะสมของราคาหุ้น BIGGAS ได้

รายละเอียดการคำนวณมูลค่าหุ้นตามวิธีต่างๆ สามารถแสดงได้ดังนี้

¹BIGGAS ถือหุ้น TPN จำนวน 16,919,998 หุ้น ราคาตามมูลค่าหุ้นละ 100 บาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 จำนวนหุ้นชำระแล้วโดย BIGGAS เท่ากับ 1,451.50 ล้านบาท (ประกอบด้วย หุ้นจำนวน 12,419,998 หุ้น ชำระเต็มจำนวน และหุ้นจำนวน 4,500,000 หุ้น ชำระค่าหุ้นบางส่วน) ทั้งนี้ คิดเป็นสัดส่วนถือหุ้นใน TPN ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 เท่ากับร้อยละ 93.07 ของทุนชำระแล้วต่อมาในเดือนกรกฎาคมปี 2562 มีการชำระทุนเพิ่มเติมโดย BIGGAS ซึ่งเป็นทุนจดทะเบียนใหม่เท่ากับ 1,800.00 ล้านบาท ทำให้ BIGGAS มีสัดส่วนการถือหุ้นเป็นร้อยละ 94.00 (สัดส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยของ TPN เท่ากับร้อยละ 6.00)

1. วิธีมูลค่าทางบัญชี (Book Value Approach)

การประเมินมูลค่าหุ้นโดยวิธีนี้เป็นการประเมินจากมูลค่าตามบัญชีของสินทรัพย์สุทธิ หักด้วยหนี้สินรวมหรือเท่ากับส่วนของผู้ถือหุ้นของกิจการแล้วนำมาหารด้วยจำนวนหุ้น จะได้เป็นมูลค่าหุ้นตามบัญชี โดยอ้างอิงข้อมูลจากงบการเงินรวมฉบับผู้บริหาร ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 มีรายละเอียด ดังนี้

รายการ	ล้านบาท
ทุนที่ออกและชำระแล้ว -หุ้นสามัญ	408.16
ส่วนเกินมูลค่าหุ้น	1,141.84
กำไร (ขาดทุนสะสม)	
- จัดสรรแล้ว-สำรองตามกฎหมาย	0.81
- ยังไม่ได้จัดสรร	95.04
รวม ส่วนของบริษัทใหญ่	1,645.85
จำนวนหุ้นสามัญ (ล้านหุ้น)	81.63 ^{1/}
มูลค่าทางบัญชี (บาทต่อหุ้น)	20.16
สัดส่วนการเข้าลงทุนของบริษัทฯ	49.00%
มูลค่าตามบัญชีตามสัดส่วนการเข้าลงทุนของบริษัทฯ (ร้อยละ 49)	806.47

หมายเหตุ: 1/ทุนจดทะเบียนและชำระแล้ว ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 เท่ากับ 408.16 ล้านบาท คิดเป็น 81,632,000 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้ต่อหุ้น 5 บาท

การประเมินมูลค่าหุ้นด้วยวิธี สามารถสะท้อนเพียงฐานะทางการเงินของกิจการ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 เท่านั้น โดยไม่สามารถสะท้อนมูลค่าตลาดของสินทรัพย์ที่เป็นอยู่ในปัจจุบัน รวมทั้งไม่ได้สะท้อนถึงผลการดำเนินงานในอนาคตและความสามารถในการทำกำไรของกิจการในอนาคต จากการประเมินราคาหุ้นด้วยวิธีมูลค่าหุ้นตามบัญชีจะได้มูลค่าเท่ากับ 1,645.85 ล้านบาท หรือเท่ากับ 20.16 บาทต่อหุ้น และมีมูลค่ากิจการตามสัดส่วนการเข้าลงทุนของบริษัทฯ (ร้อยละ 49) เท่ากับ 806.47 ล้านบาท

2. วิธีปรับปรุงมูลค่าหุ้นตามบัญชี (Adjusted Book Value)

การประเมินมูลค่าหุ้นด้วยวิธีนี้เป็นการนำสินทรัพย์รวมของบริษัทฯหักด้วยหนี้สินทั้งหมด รวมทั้งภาระผูกพันและหนี้สินที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต (Commitments and Contingent Liabilities) ซึ่งปรากฏตามงบการเงินรวมฉบับผู้บริหาร ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 และปรับปรุงด้วยรายการต่างๆ ที่เกิดขึ้นภายหลังจากวันที่ปีงบประมาณการเงิน หรือรายการที่มีผลกระทบทำให้มูลค่าตามบัญชีสะท้อนมูลค่าที่แท้จริงมากขึ้น เช่น ส่วนเพิ่มหรือส่วนลดจากการประเมินราคาทรัพย์สินที่ไม่ได้บันทึกในงบการเงิน รายการบวกกลับหนี้สงสัยจะสูญหรือหนี้สูญที่ได้รับชำระคืน หนี้สินที่เกิดขึ้นในอนาคต มูลค่าใบอนุญาตประกอบธุรกิจ กู้ดวิลล์ (Goodwill) สิทธิบัตร (Patent) มูลค่าตราสินค้า (Brand Value) คดีความที่ค้างอยู่ เป็นต้น หลังจากนั้น จึงนำผลลัพธ์ที่คำนวณได้หารด้วยจำนวนหุ้นที่ชำระแล้วทั้งหมด

ในการประเมินมูลค่าหุ้นของบริษัทฯโดยวิธีนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ใช้มูลค่าตามบัญชีซึ่งปรากฏตามงบการเงินรวมฉบับผู้บริหาร ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 ที่สอบทานโดยผู้สอบบัญชีรับอนุญาตและปรับปรุงด้วยส่วนเพิ่มหรือส่วนลดของราคาประเมินใหม่ของสินทรัพย์ถาวรตามรายงานการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน ซึ่งเป็นผู้ประเมินราคาทรัพย์สินอิสระที่ได้รับความเห็นชอบจากสมาคมผู้ประเมินค่าทรัพย์สินแห่งประเทศไทย (“VAT”) และเป็นบริษัทประเมิน

มูลค่าทรัพย์สินในตลาดทุนและผู้ประเมินหลักที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงาน ก.ล.ต. โดยมีวัตถุประสงค์การจัดทำรายงานเพื่อประโยชน์สาธารณะ บริษัทได้แต่งตั้งผู้ประเมินราคาอิสระ คือ บริษัท พรสยามคอนซัลแทนท์ แอนด์ เซอร์วิส จำกัด (“ผู้ประเมินราคาอิสระ” หรือ PORNSIAM) ซึ่งได้จัดทำรายงานประเมินราคาสำหรับบริษัทและบริษัทในกลุ่ม ตามรายงานที่จัดทำระหว่างเดือนเมษายน – มิถุนายน 2562 (โปรดดูรายละเอียดเพิ่มเติมในเอกสารแนบที่ 2) เพื่อทำการประเมินราคาสินทรัพย์ที่สำคัญของแต่ละบริษัท ได้แก่ ที่ดิน อาคาร เครื่องจักรและอุปกรณ์ มีรายละเอียด ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

ชื่อบริษัท	ราคาตามบัญชี (30 มิถุนายน 2562)			ราคาประเมิน ^{2/}			ผลต่างรวม
	ที่ดินและอาคาร	เครื่องจักรและอุปกรณ์	รวม	ที่ดินและอาคาร	เครื่องจักรและอุปกรณ์	รวม	
BIGGAS	50.25	12.37	62.62	46.25	12.46	58.71	(3.91)
TPN	157.55	-	157.55	199.05	-	199.05	41.50
JN	194.42 ^{1/}	93.62	288.05	133.14	76.77	209.91	(78.14)
รวม	402.22	105.99	508.22	378.44	89.23	467.67	(40.55)

หมายเหตุ: 1/ มูลค่าตามบัญชีของที่ดินไม่รวมค่าสิทธิในการประกอบกิจการสถานีบริการ NGV ที่ JN บันทึกเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนของที่ดิน ซึ่งในเดือนเมษายน 2558 JN ได้ซื้อที่ดินพร้อมสิทธิในการประกอบกิจการสถานีบริการ NGV จากผู้ขาย ซึ่งไม่เป็นบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน

2/การประเมินราคาโดยวิธีของสินทรัพย์ประเภทต่างๆมีการใช้วิธีประเมินที่แตกต่างกัน คือ ที่ดิน ใช้วิธีเปรียบเทียบราคาตลาด สำหรับอาคาร เครื่องจักรและอุปกรณ์ ใช้วิธีต้นทุนทดแทนและหักค่าเสื่อมราคาตามสภาพการใช้งาน

นอกเหนือจากรายการประเมินสินทรัพย์ดังกล่าวแล้ว ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่พบการเปลี่ยนแปลงอย่างมีสาระสำคัญของสินทรัพย์หรือหนี้สินรายการอื่นๆ ดังนั้น ส่วนของผู้ถือหุ้นที่ปรับปรุงแล้ว ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 เป็นดังนี้

รายการ	ล้านบาท
ส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	1,645.85
บวก (หัก) ส่วนเพิ่มจากการปรับปรุงจากรายการอสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน	(40.55) ^{1/}
รวมส่วนปรับปรุงมูลค่าทางบัญชี	(40.55)^{1/}
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น ภายหลังการปรับปรุงรายการ	1,605.30
จำนวนหุ้นสามัญ	81.63 ^{2/}
มูลค่าทางบัญชี (บาทต่อหุ้น)	19.67
สัดส่วนการเข้าลงทุนของบริษัทฯ	49.00%
มูลค่าตามบัญชีตามสัดส่วนการเข้าลงทุนของบริษัทฯ (ร้อยละ 49)	786.60

หมายเหตุ: 1/ โปรดดูรายละเอียดในเอกสารแนบที่ 2 ของรายงานฉบับนี้

2/ มูลค่าหุ้นที่ตราไว้เท่ากับหุ้นละ 5 บาท

ดังนั้น ผลจากการเปรียบเทียบระหว่างราคาประเมินกับราคาตามบัญชี จะเกิดส่วนลดลงมูลค่า เท่ากับ 40.55 ล้านบาท และการประเมินมูลค่าหุ้นโดยวิธีปรับปรุงมูลค่าทางบัญชี จะได้มูลค่าเท่ากับ 1,605.30 ล้านบาทหรือเท่ากับ 19.67 บาทต่อหุ้น และมีมูลค่ากิจการตามสัดส่วนการเข้าลงทุนของบริษัทฯ (ร้อยละ 49) เท่ากับ 786.60 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม วิธีนี้ไม่ได้คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของกิจการในอนาคต ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่า การประเมินด้วยวิธีนี้อาจไม่สะท้อนราคาที่เหมาะสมของส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ได้

3. วิธีอัตราส่วนราคาต่อมูลค่าหุ้นตามบัญชี (Price to Book Value Ratio Approach: P/BV Ratio)

การประเมินราคาโดยวิธีนี้ เป็นการนำมูลค่าตามบัญชีของบริษัทฯ ตามงบการเงินรวมฉบับผู้บริหาร ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 (ไม่รวมรายการของ BIGGAS) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 20.16 บาทต่อหุ้น คูณกับค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average) ย้อนหลัง 7 วัน 30 วัน 60 วัน 90 วัน 120 วัน 180 วัน และ 360 วัน นับจากวันที่ 30 มิถุนายน 2562 ของอัตราส่วนราคาปิดต่อมูลค่าตามบัญชีเฉลี่ย (Average P/BV) ของบริษัทที่ใช้อ้างอิง ซึ่งเป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ จำนวน 4 บริษัท ในหมวดอุตสาหกรรมทรัพยากร ประกอบด้วย BAFS SCN SGP และ SKE รวมทั้งบริษัทที่จดทะเบียนอยู่ในตลาดเอ็ม เอ ไอ อีกจำนวน 1 บริษัทในหมวดอุตสาหกรรมทรัพยากร ประกอบด้วย PSTC โดยการพิจารณาเป็นไปเพื่อสะท้อนถึงมุมมองของผู้ลงทุนต่อธุรกิจที่บริษัทฯ ดำเนินการอยู่ในเชิงเปรียบเทียบอย่างครอบคลุม ซึ่งมีลักษณะการดำเนินธุรกิจใกล้เคียงกับการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ โดยมีรายละเอียดพอสังเขปดังต่อไปนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

ชื่อย่อ	ลักษณะธุรกิจ	มูลค่าตลาด	สินทรัพย์รวม	รายได้	กำไรสุทธิ
BAFS	ประกอบธุรกิจหลัก คือ ธุรกิจบริการน้ำมันอากาศยาน โดยลงทุนและดำเนินงานในท่าอากาศยานหลักของประเทศ ครอบคลุมตั้งแต่การบริการเติมน้ำมัน การจัดเก็บ การขนส่ง น้ำมันจากถังเก็บเข้าสู่ท่าอากาศยานผ่านระบบท่อส่งเชื้อเพลิงอากาศยานแรงดันสูง และธุรกิจการขนส่งน้ำมันทางท่อ ซึ่งอยู่ภายนอกท่าอากาศยาน และมีรายได้จากการให้เช่าสินทรัพย์และบริการสาธารณูปโภคที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจหลัก	23,427.98	16,290.37	3,806.60	1,050.59
SCN	ประกอบธุรกิจพลังงาน โดยเฉพาะธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับก๊าซธรรมชาติแบบครบวงจร ได้แก่ ธุรกิจสถานีบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ ธุรกิจก๊าซธรรมชาติอัดสำหรับอุตสาหกรรม ธุรกิจสถานีบริการก๊าซธรรมชาติหลักโดยเอกชน ธุรกิจปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติ ธุรกิจขนส่ง NGV ธุรกิจออกแบบ ผลิต ติดตั้ง รับเหมาและซ่อมบำรุงอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับก๊าซธรรมชาติ ธุรกิจติดตั้งระบบก๊าซในรถยนต์ ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน ธุรกิจจำหน่ายรถยนต์ และธุรกิจอื่นๆ	4,608.00	6,053.12	3,175.84	179.16
SGP	ธุรกิจหลัก คือ ธุรกิจค้าก๊าซปิโตรเลียมเหลวภายใต้เครื่องหมายการค้า "สยามแก๊ส" ผ่านโรงบรรจุก๊าซ LPG และสถานีบริการก๊าซ LPG	18,286.74	35,804.44	69,281.19	871.18
SKE	ธุรกิจสถานีก๊าซธรรมชาติหลักเอกชน (Private Mother Station: PMS) ให้บริการอัดก๊าซธรรมชาติ NGV ให้รถยนต์ส่งก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เพื่อขนส่งไปให้กับสถานีบริการ NGV นอกแนวท่อส่งก๊าซ หรือสถานีลูก (Daughter Station) รวมถึงดำเนินการปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐานที่กฎหมายกำหนดก่อนที่จะนำไปใช้ในส่วนอื่นๆ ต่อไป	995.10	1,491.89	297.07	58.78
PSTC	แบ่งการดำเนินธุรกิจออกเป็น 3 ธุรกิจหลักคือ 1) ธุรกิจออกแบบ จำหน่ายและติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดจัดการสภาพแวดล้อม 2) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน และ 3) ธุรกิจจำหน่ายและขนส่งผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเหลว (LPG) ภายใต้เครื่องหมายการค้า "BIGGAS" ครอบคลุมธุรกิจสถานีขายปลีกก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ซึ่งมีสถานีบริการก๊าซธรรมชาติแนวท่อ (Conventional Station) จำนวน 2 แห่ง บนถนนมิตรภาพ อำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี (เปิดดำเนินการเดือนพฤษภาคม 2559) และอำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น) และธุรกิจให้บริการขนส่งน้ำมันโดยระบบขนส่งทางท่อซึ่งอยู่ระหว่างพัฒนาโครงการท่อขนส่งน้ำมันไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	4402.34	6,763.94	2,986.65	84.64

หมายเหตุ: มูลค่าสินทรัพย์รวม รายได้ กำไรสุทธิ จากผลการดำเนินงานงวด 12 เดือน ณ 31 ธันวาคม 2561 และมูลค่าการตลาด ณ 9 เมษายน 2562

จากการประเมินราคาโดยวิธีนี้ได้อัตราส่วนราคาปิดต่อมูลค่าทางบัญชีของบริษัทฯ อยู่ระหว่าง 1.80-2.08 เท่า มีรายละเอียดตามตาราง ดังนี้

หน่วย : เท่า	ค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average) (วัน)						
	7	30	60	90	120	180	360
BAFS	3.33	3.28	3.39	3.40	3.39	3.39	3.58

หน่วย : เท่า	ค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average) (วัน)						
	7	30	60	90	120	180	360
SCN	1.57	1.56	1.63	1.69	1.74	1.87	1.91
SGP	1.81	1.74	1.79	1.77	1.75	1.72	1.93
SKE	1.07	1.03	1.05	1.05	1.03	1.08	1.23
PSTC	1.45	1.38	1.37	1.39	1.40	1.41	1.74
ค่าเฉลี่ย	1.85	1.80	1.85	1.86	1.86	1.89	2.08
ราคาหุ้น (บาทต่อหุ้น)	37.21	36.23	37.21	37.52	37.59	38.17	41.88
มูลค่าหุ้น (ล้านบาท)	3,037.30	2,957.26	3,037.36	3,062.88	3,068.47	3,116.22	3,418.87
ราคาหุ้นของ BIGGAS ตาม สัดส่วนการเข้าลงทุนของ บริษัทฯ ที่ร้อยละ 49 (ล้าน บาท)	1,488.28	1,449.06	1,488.31	1,500.81	1,503.55	1,526.95	1,675.24

ที่มา: ราคาหุ้นของบริษัทที่นำมาเปรียบเทียบ และงบการเงินของแต่ละบริษัทจาก SETSMART

ดังนั้น ผลจากการประเมินมูลค่าหุ้นวิธีอัตราส่วนราคาปิดต่อมูลค่าทางบัญชีจะได้มูลค่าเท่ากับ 2,957.26 – 3,418.87 ล้านบาทหรือเท่ากับ 36.23-41.88 บาทต่อหุ้น และมีมูลค่ากิจการของ BIGGAS ตามสัดส่วนการเข้าลงทุนของ บริษัทฯ (ร้อยละ 49) เท่ากับ 1,449.06 - 1,675.24 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม วิธีนี้ไม่ได้คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของกิจการในอนาคต ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่าการประเมินด้วยวิธีนี้อาจไม่สะท้อนราคาที่เป็นจริงของส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯได้

4. วิธีอัตราส่วนราคาต่อกำไรหุ้น (Price to Earnings Per Share Ratio Approach; P/E Ratio)

การประเมินมูลค่าของบริษัทฯ โดยวิธีนี้จะนำกำไรสุทธิของบริษัทฯย้อนหลัง 4 ไตรมาสมาคำนวณ สิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ เลือกใช้กำไรสุทธิที่มาจากผลการดำเนินงานตามงบการเงินรวมฉบับผู้บริหาร (จะได้มูลค่าเท่ากับ 49.81 ล้านบาท หรือคิดเป็นกำไรต่อหุ้นเท่ากับ 0.61 บาทต่อหุ้น คูณกับค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average) ย้อนหลัง 7 วัน 30 วัน 60 วัน 90 วัน 120 วัน 180 วันและ 360 วัน นับจากวันที่ 30 มิถุนายน 2562 ของ อัตราส่วนราคาปิดต่อกำไรต่อหุ้นเฉลี่ย (P/E) ของบริษัทที่ใช้อ้างอิง ซึ่งเป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ จำนวน 4 บริษัท ในหมวดอุตสาหกรรมทรัพยากร ประกอบด้วย BAFS SCN SGP และ SKE รวมทั้งบริษัทที่จดทะเบียนอยู่ในตลาด เอ็ม เอ ไอ อีกจำนวน 1 บริษัทในหมวดอุตสาหกรรมทรัพยากร ประกอบด้วย PSTC โดยเป็นกลุ่มเปรียบเทียบเช่นเดียวกับ คำนวณมูลค่าหุ้นวิธีที่ 3 โดยนำค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ของอัตราส่วนราคาปิดต่อกำไรต่อหุ้นเฉลี่ย ของบริษัทจดทะเบียนที่นำมา เปรียบเทียบ แสดงรายละเอียดตามตารางดังต่อไปนี้

หน่วย : เท่า	ค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average) (วัน)						
	7	30	60	90	120	180	360
BAFS	21.10	20.83	21.25	21.16	21.01	20.88	22.36
SCN	22.32	22.11	23.42	24.45	25.08	25.85	23.89
SGP	14.21	13.65	16.93	17.13	14.69	12.18	11.00
SKE	21.60	20.75	19.12	18.31	17.33	17.05	17.68
PSTC	47.09	44.73	47.52	50.22	53.57	55.74	100.07
ค่าเฉลี่ย	19.81	19.33	20.18	20.26	19.53	18.99	18.73
ราคาหุ้น (บาทต่อหุ้น)	12.09	11.80	12.31	12.36	11.91	11.59	11.43

หน่วย : เท่า	ค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average) (วัน)						
	7	30	60	90	120	180	360
มูลค่าหุ้น (ล้านบาท)	986.61	962.99	1,005.08	1,009.16	972.62	945.83	932.96
ราคาหุ้นของ BIGGAS ตาม สัดส่วนการเข้าลงทุนของ PSTC ที่ร้อยละ 49 (ล้าน บาท)	483.44	471.87	492.49	494.49	476.58	463.46	457.15

ที่มา: ราคาหุ้นของบริษัทที่นำมาเปรียบเทียบ และการเงินของบริษัทจาก SETSMART

หมายเหตุ: 1/ ไม่รวมค่าเฉลี่ย P/E ของ PSTC เนื่องจากมีค่าเบี่ยงเบน (Outlier) จากค่า P/E ของบริษัทจดทะเบียนที่ใช้อ้างอิงนั้นมาก โดย PSTC มีค่า P/E เท่ากับ 44.73 – 100.07 เท่า

ดังนั้น ผลจากการประเมินมูลค่าหุ้นวิธีอัตราส่วนราคาปิดต่อกำไรต่อหุ้นจะได้มูลค่าเท่ากับ 932.96 – 1,009.16 ล้านบาทหรือเท่ากับ 11.43 - 12.36 บาทต่อหุ้น และมีมูลค่ากิจการของ BIGGAS ตามสัดส่วนการเข้าลงทุนของบริษัทฯ (ร้อยละ 49) เท่ากับ 457.15 – 494.49 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม วิธีนี้ไม่ได้คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของกิจการในอนาคต ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่าการประเมินด้วยวิธีนี้อาจไม่สะท้อนราคาที่เหมาะสมของส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯได้

5. วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Approach)

BIGGAS มีบริษัทย่อย 2 บริษัท ได้แก่ (1) บริษัท ไทยไปป์ไลน์ เน็ตเวิร์ค จำกัด (“TPN”) ดำเนินธุรกิจขนส่งน้ำมันโดยระบบขนส่งทางท่อ ปัจจุบันอยู่ระหว่างก่อสร้างโครงการระบบขนส่งน้ำมันทางท่อและยังไม่มีรายได้จากการดำเนินธุรกิจ, (2) บริษัท เจเอ็น เอ็นเนอร์จี คอร์ปอเรชั่น จำกัด (“JN”) ดำเนินธุรกิจสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ รวมเรียก “กลุ่ม BIGGAS”

ดังนั้น ในการประเมินมูลค่าหุ้นของ BIGGAS ด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสดในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะพิจารณามูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของกลุ่ม BIGGAS แบบ Sum-of-the-Part โดยพิจารณามูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดจากการดำเนินธุรกิจของ BIGGAS, TPN และ JN แยกตามแต่ละธุรกิจ และที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดแนวทางการเพิ่มขึ้นของรายได้หรือค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่โดยอ้างอิงกับอัตราค่าเฉลี่ยการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภค (CPI) ในช่วง 20 ปีย้อนหลังของประเทศไทยซึ่งเท่ากับร้อยละ 2.03 ต่อปี โดยมีความเห็นว่าเป็นอัตราที่เหมาะสมและสามารถนำมาใช้ได้โดยทั่วไป เนื่องจาก CPI มีพื้นฐานการคำนวณมาจากค่าครองชีพ ค่าจ้างแรงงาน ค่าใช้จ่ายพลังงาน ซึ่งสามารถใช้เป็นแนวทางในการพยากรณ์ราคาสินค้าต่างๆ และการปรับราคาสัญญาต่างๆ รวมถึงเป็นมาตรฐานในการปรับค่าจ้าง ยกเว้นรายได้หรือค่าใช้จ่ายบางรายการที่อาจกำหนดอัตราเพิ่มที่แตกต่างไปซึ่งอาจจะเป็นการกำหนดตามที่ระบุในสัญญา หรือเหตุผลอื่น ซึ่งจะได้อธิบายในรายละเอียดต่อไป

ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาความเหมาะสมของการเข้าทำรายการในครั้งนี้ จากการศึกษาข้อมูลและเอกสารที่ได้รับจากกลุ่ม BIGGAS รวมทั้งข้อมูลที่เปิดเผยโดยทั่วไป เช่น แบบแสดงรายการข้อมูลประจำปี (แบบ 56-1) งบการเงินที่ตรวจสอบหรือสอบทานแล้ว ข้อมูลอุตสาหกรรมจากเว็บไซต์ต่างๆ เช่น เว็บไซต์ของกรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (www.doeb.go.th) ข้อมูลทางการเงินจากเว็บไซต์ต่างๆ และข้อมูลที่บริษัทฯ เปิดเผยแก่สาธารณะใน เว็บไซต์ของสำนักงาน ก.ล.ต. (www.sec.or.th) และเว็บไซต์ของตลาดหลักทรัพย์ฯ (www.set.or.th) เป็นต้น ทั้งนี้ ความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระตั้งอยู่บนสมมติฐานว่าข้อมูล และเอกสารสำคัญดังกล่าวเป็นข้อมูลที่สมบูรณ์

ครบถ้วน และถูกต้อง รวมทั้งเป็นการพิจารณาจากสถานการณ์ และข้อมูลที่สามารถรับรู้ได้ในปัจจุบัน หากมีการเปลี่ยนแปลงใดๆ อาจส่งผลกระทบต่ออย่างมีนัยสำคัญต่อบริษัทฯ การทำรายการในครั้งนี้ และการประเมินและวิเคราะห์ของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ รวมถึงการตัดสินใจของผู้ถือหุ้นได้

5.1 บริษัท บิ๊กแก๊ส เทคโนโลยี จำกัด ("BIGGAS")

การประเมินมูลค่าหุ้นตามวิธีนี้ เป็นวิธีที่คำนึงถึงผลการดำเนินงานของ BIGGAS ในอนาคต โดยการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของประมาณการกระแสเงินสดสุทธิด้วยอัตราส่วนลดที่เหมาะสม ซึ่งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้คำนวณหาอัตราต้นทุนทางการเงินถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) เพื่อใช้เป็นอัตราส่วนลดและคำนวณหากระแสเงินสดสุทธิในอนาคตจากประมาณการทางการเงินของ BIGGAS ในระยะเวลา 10 ปีข้างหน้า (ปี 2562 - 2571) เนื่องจาก เป็นระยะเวลาที่กระแสเงินสดของ BIGGAS ค่อนข้างคงที่และไม่มีการลงทุนหรือการเปลี่ยนแปลงอย่างมีสาระสำคัญ นอกจากนี้ ตั้งอยู่บนพื้นฐานว่าธุรกิจของ BIGGAS จะยังคงดำเนินต่อไปอย่างต่อเนื่อง (Going Concern Basis) ไม่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญเกิดขึ้น และเป็นไปภายใต้ภาวะเศรษฐกิจและสถานการณ์ในปัจจุบัน

สมมติฐานที่สำคัญในการประเมินมูลค่ากิจการของ BIGGAS สรุปได้ดังนี้

BIGGAS ดำเนินธุรกิจด้านวิศวกรรมพลังงานและจำหน่ายเชื้อเพลิงประเภทก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ก๊าซธรรมชาติ (NGV) และก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) รวมถึงธุรกิจอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น การก่อสร้างสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ งานซ่อมบำรุงสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ งานซ่อมบำรุงรถขนส่งก๊าซธรรมชาติ และงานติดตั้งระบบเชื้อเพลิงสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

1) ธุรกิจจำหน่ายก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)

ผู้จำหน่าย LPG ต้องมีใบอนุญาตค้ามาตรา 7 คือ ใบประกอบการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง (รวมถึงก๊าซ LPG) แห่งพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 โดย ณ ปัจจุบันมีบริษัทที่ได้รับใบอนุญาตให้เป็นผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 จำนวนรวม 22 ราย (ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน) ซึ่ง BIGGAS จัดทะเบียนผู้ค้าน้ำมันตามมาตรา 7 ในวันที่ 27 พฤษภาคม 2558 และมีคู่แข่งหลักในธุรกิจจำหน่าย LPG 5 ราย คือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน), บริษัท สยามแก๊ส แอนด์ ปิโตรเคมีคัลส์ จำกัด (มหาชน), บริษัท ยูนิคแก๊ส แอนด์ ปิโตรเคมีคัลส์ จำกัด (มหาชน), บริษัท เวิลด์แก๊ส (ประเทศไทย) จำกัด และบริษัท พี เอ พี แก๊ส แอนด์ ออยล์ จำกัด (แบบ 56-1 ปี 2561 ของ PSTC)

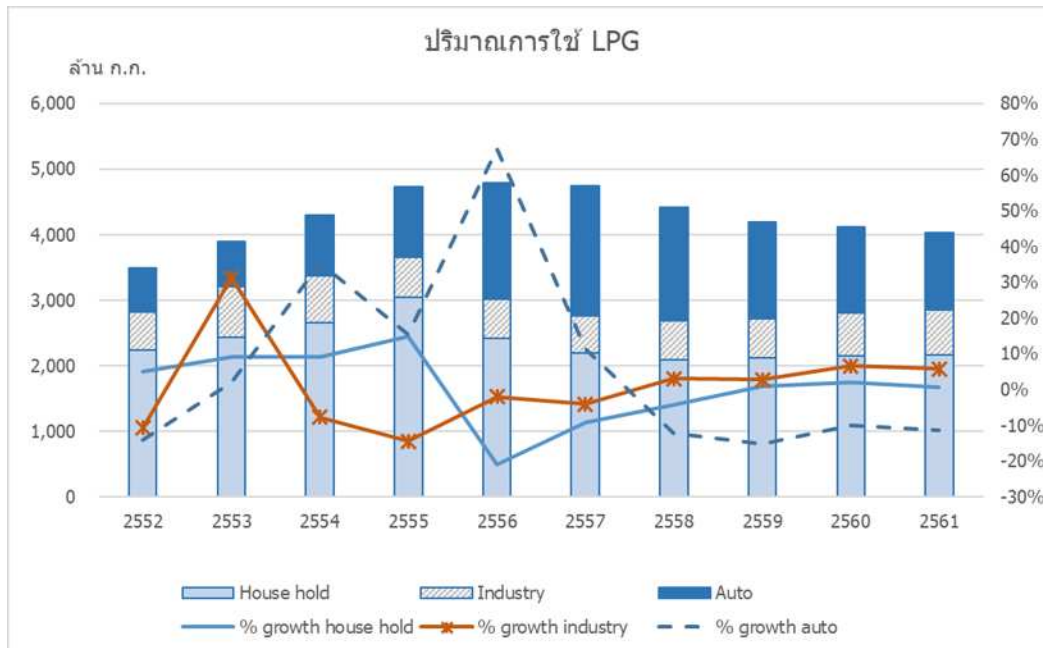
BIGGAS มีการจำหน่ายก๊าซ LPG ภายใต้เครื่องหมายการค้า "BIGGAS" ให้แก่ลูกค้าโดยสามารถแบ่งออกเป็นกลุ่มใหญ่ๆ ได้ดังนี้ 1) กลุ่มสถานีบริการก๊าซ (Auto) คือ สถานีบริการที่เปิดจำหน่ายก๊าซ LPG ให้แก่รถยนต์ประเภทที่ใช้ก๊าซ LPG เป็นเชื้อเพลิง 2) กลุ่มโรงงานอุตสาหกรรม (Industry) คือ โรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซ LPG เป็นเชื้อเพลิงเพื่อใช้พลังงานความร้อนในการผลิตสินค้าที่อุณหภูมิคงที่ และ 3) กลุ่มร้านค้าก๊าซ (Household) คือ ผู้ประกอบการที่รับถังบรรจุก๊าซ (Cylinder) ภายใต้เครื่องหมายการค้า "BIGGAS" เพื่อบรรจุก๊าซ LPG และจำหน่ายให้กับครัวเรือนหรือกลุ่มพาณิชย์ต่อไป

อุตสาหกรรม LPG

ปริมาณการใช้ก๊าซ LPG (ไม่รวมปิโตรเคมี) ในปี 2561 อยู่ที่ 4,022 ล้านกิโลกรัม ลดลงร้อยละ 2.38 จากปีก่อนหน้า ในส่วนของการใช้ LPG ในแต่ละสาขา แบ่งเป็น ครัวเรือนร้อยละ 54 สถานีบริการร้อยละ 29 และอุตสาหกรรมร้อยละ

ความต้องการใช้ LPG (ไม่รวมปิโตรเคมี) สูงสุดในปี 2556 อยู่ที่ 4,784 ล้านกิโลกรัม โดยในปี 2556 ความต้องการใช้ในภาคขนส่ง มีอัตราการเติบโตสูงถึงร้อยละ 67.27 จากปีก่อนหน้า ขณะที่ความต้องการใช้ในภาคครัวเรือน ลดลงร้อยละ 20.95 จากปีก่อนหน้า สาเหตุหลักมาจากการที่ทางภาครัฐมีการออกมาตรการควบคุมการลักลอบจำหน่ายก๊าซ LPG ผิดประเภท ส่งผลให้ผู้ประกอบการบางรายที่ดำเนินการผิดกฎหมาย เริ่มกลับมาจำหน่ายก๊าซถูกประเภทมากขึ้น

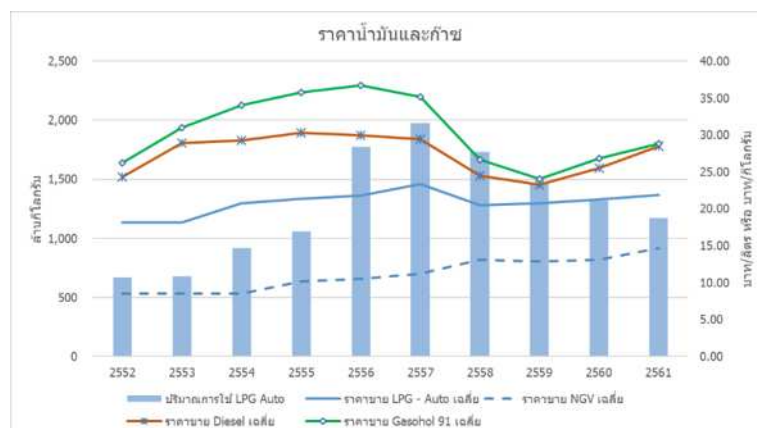
ปริมาณการใช้ LPG ในกลุ่มต่างๆ (ไม่รวมปิโตรเคมี)



ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ในปี 2558 – 2559 ราคาน้ำมันลดลงอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ปริมาณการใช้ LPG (ไม่รวมปิโตรเคมี) ลดลงร้อยละ 6.75 และร้อยละ 5.25 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ โดยลดลงส่วนใหญ่ในกลุ่มภาคขนส่ง ซึ่งลดลงถึงร้อยละ 12.29 และร้อยละ 15.30 ตามลำดับ ขณะที่ปริมาณการใช้ในกลุ่มอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น

ในปี 2560 – 2561 ปริมาณการใช้ LPG (ไม่รวมปิโตรเคมี) ลดลงเล็กน้อยร้อยละ 1.60 และร้อยละ 2.38 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ โดยยังคงลดลงส่วนใหญ่ในกลุ่มภาคขนส่ง ซึ่งลดลงถึงร้อยละ 10.04 และร้อยละ 11.28 ตามลำดับ ขณะที่ปริมาณการใช้ในกลุ่มอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.52 และร้อยละ 5.74 ตามลำดับ และปริมาณการใช้ภาคครัวเรือนเพิ่มขึ้นเล็กน้อยร้อยละ 1.91 และร้อยละ 0.63 ตามลำดับ



ที่มา: 1/ ข้อมูลราคาขายปลีกน้ำมัน Diesel และ Gasohol และก๊าซ NGV ในกรุงเทพฯและปริมณฑล จาก ปตท.

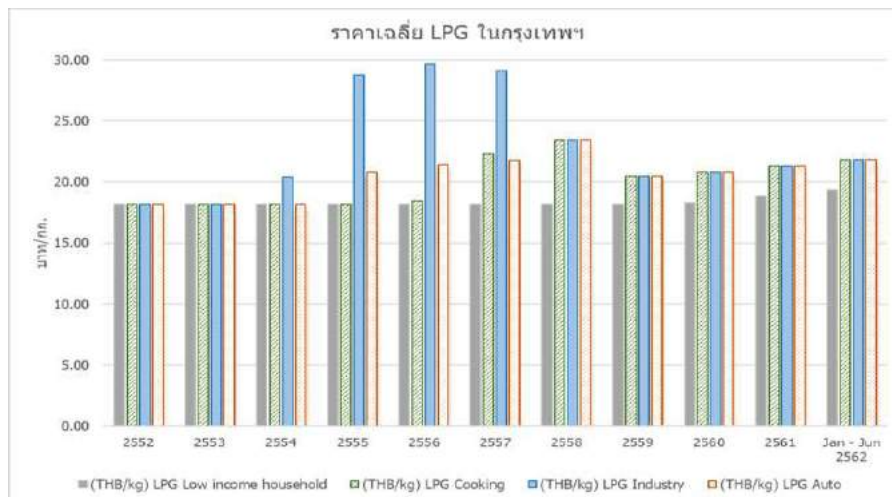
2/ ราคาขายปลีก LPG ในกรุงเทพฯ จาก สำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ราคาขายปลีกก๊าซ LPG

ในส่วนของการขายปลีก LPG ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2554 ภาครัฐได้มีนโยบายปรับโครงสร้างราคาพลังงานทั้งระบบโดยให้ทยอยลดอัตราค่าก๊าซ LPG ในแต่ละภาค เพื่อให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง

เมื่อวันที่ 3 กุมภาพันธ์ 2559 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ได้มีมติ "ยกเลิก" การชดเชยค่าขนส่งก๊าซ LPG ไปยังคลังภูมิภาคทั่วประเทศ โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 4 กุมภาพันธ์เป็นต้นไป ส่งผลให้ราคาจำหน่าย ณ โรงกลั่น และคลังเก็บก๊าซ LPG ทั้ง 5 แห่งของปตท. ที่กระจายอยู่ทั่วประเทศ มีราคาที่แตกต่างกันตามระยะทางของค่าขนส่งแต่ละที่

เมื่อวันที่ 5 กรกฎาคม 2560 ที่ประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เห็นชอบในหลักการแนวทางการเปิดเสรีธุรกิจก๊าซ LPG ทั้งระบบ โดยให้ยกเลิกการกำหนดราคาโรงแยกก๊าซธรรมชาติ โรงกลั่นน้ำมันและโรงอะโรเมติก ยกเลิกการกำหนดราคา ณ โรงกลั่นที่อ้างอิงราคานำเข้า (Import Parity) ซึ่งเป็นราคาซื้อตั้งต้นก๊าซ LPG พร้อมยกเลิกการกำหนดอัตราเงินส่งเข้าหรือชดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจากทุกส่วนของการผลิต รวมถึงยกเลิกการประกาศราคาขายส่ง ณ คลังก๊าซ ทั้งนี้ เพื่อให้ตลาดก๊าซ LPG มีการแข่งขันอย่างสมบูรณ์ ให้มีผลตั้งแต่วันที่ 1 สิงหาคม 2561 เป็นต้นไป



ที่มา: 1/ สำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

สำหรับสภาวะการแข่งขันของผู้ประกอบธุรกิจค้าก๊าซ LPG ในประเทศไทยเกือบทุกรายใช้ก๊าซภายในประเทศ มีเพียงปตท.และสยามแก๊ส ที่นำเข้าก๊าซจากต่างประเทศ ซึ่งก๊าซภายในประเทศและต่างประเทศมีคุณภาพอยู่ในระดับเดียวกัน ถึงบรรจุภัณฑ์ที่ใช้ได้รับการผลิตมาจากโรงงานซึ่งมีอยู่เพียงไม่กี่แห่งในประเทศไทยและมีมาตรฐานตามที่กำหนดเหมือนกัน จึงสรุปได้ว่า ผลผลิตภัณฑ์ของผู้ค้าตามมาตรา 7 ทุกรายไม่มีความแตกต่างกันอย่างมีนัยสำคัญ การแข่งขันของอุตสาหกรรมนี้มุ่งเน้นไปยังการแข่งขันทางด้านราคา ด้านกลยุทธ์ทางการตลาดและการให้บริการ

1.1) รายได้จากการขาย LPG

BIGGAS เริ่มมีรายได้จากการขาย LPG ในปี 2559 โดยในปี 2561 BIGGAS มีส่วนแบ่งการตลาดอยู่ในอันดับที่ 7 คิดเป็นร้อยละ 2.16 ของปริมาณการใช้ LPG (ไม่รวมปิโตรเคมี) เพิ่มขึ้นจากปี 2560 ซึ่งส่วนแบ่งการตลาดอยู่ที่ประมาณร้อยละ 1.53 ของปริมาณการใช้ LPG (ไม่รวมปิโตรเคมี)

จากผลการดำเนินงานที่ผ่านมาในปี 2559 – 2561 รายได้จากการขาย LPG เท่ากับ 563.47 ล้านบาท 1,125.73 ล้านบาท และ 1,605.05 ล้านบาท ตามลำดับ เพิ่มขึ้นร้อยละ 99.79 และร้อยละ 42.58 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ โดยรายได้ที่เพิ่มขึ้นส่วนใหญ่มาจากปริมาณขาย LPG ที่เพิ่มขึ้น และในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 รายได้จากการขาย LPG เท่ากับ 840.44 ล้านบาท และเมื่อวิเคราะห์ถึงปริมาณขาย LPG จะสรุปได้ดังนี้

ปริมาณขาย LPG รวม ในปี 2559 – 2561 เท่ากับ 32.69 ล้านกิโลกรัม 64.81 ล้านกิโลกรัม และเท่ากับ 90.26 ล้านกิโลกรัม ตามลำดับซึ่งเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ถึงแม้ภาพรวมของอุตสาหกรรมในปี 2560 – 2561 จะลดลงร้อยละ 1.60 และร้อยละ 2.38 ตามลำดับ และในช่วง 2 ไตรมาสแรกของ ปี 2562 เท่ากับ 46.38 ล้านกิโลกรัม ปริมาณขาย LPG แยกตามกลุ่มลูกค้าแบ่งเป็น

(1) ปริมาณขาย LPG ของกลุ่มสถานีบริการก๊าซ ในปี 2559 – 2561 เท่ากับ 31.91 ล้านกิโลกรัม 63.61 ล้านกิโลกรัม และ 84.75 ล้านกิโลกรัม ตามลำดับ เพิ่มขึ้นร้อยละ 99.36 และร้อยละ 33.23 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ และในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 เท่ากับ 42.68 ล้านกิโลกรัม

(2) ปริมาณขาย LPG ของกลุ่มอุตสาหกรรมรวม ในปี 2559 – 2561 เท่ากับ 0.01 ล้านกิโลกรัม 0.32 ล้านกิโลกรัม และ 4.68 ล้านกิโลกรัม ตามลำดับ ซึ่งมีการเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญเนื่องจาก BIGGAS เริ่มทำการตลาดและขยายฐานกลุ่มลูกค้า และในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 เท่ากับ 3.20 ล้านกิโลกรัม

(3) ปริมาณขาย LPG ของกลุ่มร้านค้าก๊าซ ในปี 2559 – 2561 เท่ากับ 0.77 ล้านกิโลกรัม 0.88 ล้านกิโลกรัม และ 0.82 ล้านกิโลกรัม ตามลำดับ เพิ่มขึ้นร้อยละ 13.80 และลดลงร้อยละ 5.90 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ และในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 เท่ากับ 0.49 ล้านกิโลกรัม

การประมาณการปริมาณความต้องการ LPG ของตลาดโดยรวม

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระอ้างอิงปริมาณความต้องการใช้ LPG ของตลาดโดยรวมในปี 2562 จากประมาณการของกรมธุรกิจพลังงาน โดยคาดว่าจะมีปริมาณความต้องการเท่ากับ 1,029.82 ล้านกิโลกรัม 668.84 ล้านกิโลกรัม และ 2,102.96 ล้านกิโลกรัม สำหรับกลุ่มสถานีบริการ กลุ่มอุตสาหกรรมและกลุ่มร้านค้าก๊าซ ตามลำดับ โดยจะใช้ปริมาณความต้องการใช้ LPG ดังกล่าวเป็นฐานในการประมาณการต่อไปในปี 2563-2571 มีรายละเอียดสรุปได้ดังนี้

- (1) กำหนดปริมาณความต้องการใช้ LPG ของกลุ่มสถานีบริการในปี 2563 ให้ลดลงร้อยละ 10 จากปีก่อนหน้า (ตามประมาณค่าเฉลี่ยการลดลงในปี 2559-2561) หลังจากนั้นกำหนดปริมาณให้ลดลงในอัตราครึ่งหนึ่งของปีก่อนหน้าในช่วงปี 2564-2566 และกำหนดให้คงที่จนถึงสิ้นสุดระยะเวลาประมาณการ ตามหลักความระมัดระวัง
- (2) กำหนดปริมาณความต้องการใช้ LPG ของกลุ่มอุตสาหกรรมในปี 2563 ให้เพิ่มขึ้นร้อยละ 5 จากปีก่อนหน้า (ตามประมาณค่าเฉลี่ยการเพิ่มขึ้นในปี 2559-2561) หลังจากนั้นกำหนดปริมาณให้ลดลงในอัตราครึ่งหนึ่งของปีก่อนหน้าในช่วงปี 2564-2567 และกำหนดให้คงที่จนถึงสิ้นสุดระยะเวลาประมาณการ ตามหลักความระมัดระวัง
- (3) กำหนดปริมาณความต้องการใช้ LPG กลุ่มร้านค้าก๊าซเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.1 ต่อปี ตลอดการประมาณการตามประมาณค่าเฉลี่ยการเพิ่มขึ้นในปี 2559 – 2561

โปรดดูรายละเอียดในตารางแสดงปริมาณการใช้ก๊าซของตลาด LPG ปริมาณการใช้ก๊าซของ BIGGAS และส่วนแบ่งการตลาดของ BIGGAS ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2559-2561 และปีประมาณการ 2562-2571 แยกตามประเภทกลุ่มลูกค้า

การประมาณการส่วนแบ่งการตลาดและปริมาณขายของ BIGGAS

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการส่วนแบ่งการตลาดของ BIGGAS ในปี 2562-2571 โดยมีสรุปได้ดังนี้

- (1) กำหนดส่วนแบ่งการตลาดในปี 2562 เท่ากับส่วนแบ่งการตลาดในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 เท่ากับ ร้อยละ 8.17 ร้อยละ 0.97 และร้อยละ 0.05 ของปริมาณความต้องการของตลาด LPG สำหรับกลุ่มสถานีบริการ กลุ่มอุตสาหกรรม และกลุ่มร้านค้าก๊าซ ตามลำดับ
- (2) ส่วนแบ่งการตลาดของกลุ่มสถานีบริการ จะเติบโตด้วยอัตราเท่ากับร้อยละ 0.54 ในปี 2563 อ้างอิงจากการเติบโตของส่วนแบ่งการตลาดในปี 2559-2561 จากนั้นกำหนดเติบโตในอัตราครึ่งหนึ่งของปีก่อนหน้าในช่วงปี 2564-2568 และกำหนดให้ส่วนแบ่งการตลาดคงที่จนถึงสิ้นสุดระยะเวลาประมาณการ ตามหลักความระมัดระวัง
- (3) ส่วนแบ่งการตลาดของกลุ่มอุตสาหกรรมจะเติบโตด้วยอัตราเท่ากับร้อยละ 0.14 ในปี 2563 อ้างอิงจากการเติบโตของส่วนแบ่งการตลาดในปี 2559-2561 จากนั้นกำหนดเติบโตในอัตราครึ่งหนึ่งของปีก่อนหน้าในช่วงปี 2564-2567 กำหนดให้ส่วนแบ่งการตลาดคงที่จนถึงสิ้นสุดระยะเวลาประมาณการ ตามหลักความระมัดระวัง
- (4) ส่วนแบ่งการตลาดของกลุ่มร้านค้าก๊าซจะคงที่เท่ากับสัดส่วนในปี 2562 เท่ากับร้อยละ 0.05 ตลอดการประมาณการ โดยอ้างอิงจากส่วนแบ่งการตลาดในปี 2559-2561 เนื่องจากส่วนแบ่งการตลาดในส่วนนี้ค่อนข้างคงที่

จากการประมาณการที่กล่าวไปข้างต้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการส่วนแบ่งการตลาดของ BIGGAS ตั้งแต่ปี 2562 – 2571 อยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ 8.17-9.24 สำหรับกลุ่มสถานีบริการ อยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ 0.97-1.25 สำหรับกลุ่มอุตสาหกรรม และคงที่ร้อยละ 0.05 สำหรับกลุ่มร้านค้าก๊าซ โดยมีรายละเอียดปริมาณขายที่เกิดขึ้นจริงในอดีต (2559-2561) และปีประมาณการ (2562-2571) แสดงตามตารางดังนี้

ตารางแสดงปริมาณการใช้ก๊าซของตลาด LPG และ BIGGAS ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2559-2561 และปีประมาณการ 2562-2571 แยกตามประเภทกลุ่มลูกค้า

ปี	ปริมาณความต้องการใช้ LPG (ล้านกิโลกรัม)				ปริมาณขาย LPG โดย BIGGAS ^{1/} (ล้านกิโลกรัม)			
	สถานีบริการ	อุตสาหกรรม	ร้านค้าก๊าซ	รวม	สถานีบริการ	อุตสาหกรรม	ร้านค้าก๊าซ	รวม
2559A	1,466.37	610.09	2,110.22	4,186.68	31.91	0.01	0.77	32.69
2560A	1,319.16	649.88	2,150.58	4,119.62	63.44	0.32	0.88	64.64
2561A	1,170.38	687.20	2,164.09	4,021.67	83.02	4.68	0.82	88.53
2562F	1,029.82	668.84	2,102.96	3,801.61	80.32	6.46	1	87.77
2563F	926.84	702.28	2,126.09	3,755.21	80.72	7.82	1.06	89.61
2564F	880.49	737.40	2,149.48	3,767.37	79.06	8.74	1.07	88.87
2565F	858.48	774.27	2,173.12	3,805.87	78.24	9.46	1.09	88.78
2566F	847.75	812.98	2,197.03	3,857.76	77.83	10.07	1.1	89.01
2567F	847.75	812.98	2,221.19	3,881.92	78.12	10.15	1.11	89.38
2568F	847.75	812.98	2,245.63	3,906.36	78.26	10.18	1.12	89.57
2569F	847.75	812.98	2,270.33	3,931.06	78.33	10.2	1.14	89.67
2570F	847.75	812.98	2,295.30	3,956.03	78.37	10.21	1.15	89.73
2571F	847.75	812.98	2,320.55	3,981.28	78.37	10.21	1.16	89.74

หมายเหตุ: 1/ ไม่รวมปริมาณขาย LPG ที่ BIGGAS ขายให้กับผู้ค้าน้ำมันมาตรา 7 รายอื่น

ปริมาณขาย LPG แก่ผู้ค้าน้ำมันมาตรา 7 รายอื่น

นอกจากลูกค้า 3 กลุ่มตามที่ได้กล่าวข้างต้น ยังมีลูกค้าที่เป็นผู้ค้าน้ำมันมาตรา 7 รายอื่นที่ซื้อไปเพื่อจำหน่ายให้กับลูกค้าของตนเองต่างหาก โดยในปี 2560 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 มีปริมาณเท่ากับ 0.18 ล้าน กิโลกรัม 1.73 ล้านกิโลกรัม และ 2.85 ล้านกิโลกรัม ตามลำดับ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดสมมติฐานปริมาณขายน้ำมันให้กับผู้ค้าน้ำมันมาตรา 7 รายอื่น เท่ากับ 5.70 ล้านกิโลกรัม ในปี 2562 อ้างอิงจากปริมาณขายในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี สำหรับปี 2563 – 2566 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดสมมติฐานปริมาณการขายมีอัตราเพิ่มขึ้น แต่ในอัตราที่ลดลงเช่นเดียวกับปริมาณการขาย LPG ส่วนอุตสาหกรรมและสถานีบริการน้ำมัน ซึ่งมีอัตราการลดลงจากร้อยละ 4.09 และกำหนดปริมาณขายคงที่ตั้งแต่ปี 2567 – 2571 ตามหลักความระมัดระวัง

ราคาขาย LPG

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดราคาขาย LPG ในปี 2562 เท่ากับค่าราคาเฉลี่ยในช่วง 2 ไตรมาสแรก โดยจะเท่ากับ 18.10 บาทต่อกิโลกรัมสำหรับกลุ่ม สถานีบริการ อุตสาหกรรม และผู้ค้าน้ำมันมาตรา 7 รายอื่น เนื่องจากเป็นกลุ่มที่ขายในราคาขายส่งที่ใกล้เคียงกันมาก และกำหนดราคา 19.79 บาทต่อกิโลกรัมสำหรับกลุ่มร้านค้าปลีก และกำหนดการเติบโตของราคาขาย LPG เท่ากับ 2.03 ต่อปี เท่ากับค่า CPI เฉลี่ยย้อนหลัง 20 ปี โดยมีความเห็นว่าเป็นอัตราการเติบโตที่เหมาะสมเนื่องจากเป็นอัตราที่ต่ำกว่าอัตราการเติบโตของราคาขาย LPG เฉลี่ยในเขตกรุงเทพในปี 2560 - ไตรมาส 2 ปี 2562 ซึ่งมีค่าเท่ากับร้อยละ 2.22 ต่อปี ซึ่งเป็นช่วงเวลาภายหลังการยกเลิกการชดเชยค่าขนส่งก๊าซ LPG ไปยังคลังภูมิภาคทั่วประเทศ

ตารางสรุปรายได้จากการขาย LPG ที่เกิดขึ้นจริงปี 2561 และปีประมาณการ 2562-2571

LPG	2561A	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F
ปริมาณขาย LPG (ล้าน กก.)											
- สถานีบริการ	83.02	80.32	80.72	79.06	78.24	77.83	78.12	78.26	78.33	78.37	78.37
- อุตสาหกรรม	4.68	6.46	7.82	8.74	9.46	10.07	10.15	10.18	10.20	10.21	10.21
- ร้านค้า	0.82	1.00	1.06	1.07	1.09	1.10	1.11	1.12	1.14	1.15	1.16
- ผู้ค้าน้ำมันมาตรา 7	1.73	5.70	5.47	5.43	5.48	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57
รวมปริมาณขาย	90.26	93.47	95.07	94.30	94.26	94.58	94.95	95.14	95.24	95.30	95.31
ราคาขายเฉลี่ย (บาท/กก.)											
- สถานีบริการ อุตสาหกรรม และผู้ค้าน้ำมันมาตรา 7 ^{1/}	17.76	18.10	18.46	18.84	19.22	19.61	20.01	20.42	20.83	21.25	21.68
- ร้านค้า	19.79	20.52	20.94	21.37	21.80	22.24	22.69	23.15	23.62	24.10	24.59
รายได้จากการขาย LPG (ล้านบาท)											
- สถานีบริการ	1,474.79	1,453.56	1,490.46	1,489.36	1,503.83	1,526.37	1,563.07	1,597.72	1,631.64	1,665.52	1,699.33
- อุตสาหกรรม	83.20	116.82	144.35	164.64	181.73	197.56	203.04	207.90	212.51	217.01	221.42
- ร้านค้า	16.31	20.42	22.26	22.96	23.69	24.43	25.20	26.00	26.82	27.66	28.54
- ผู้ค้าน้ำมันมาตรา 7	30.76	103.15	100.93	102.27	105.31	109.29	111.51	113.77	116.08	118.43	120.84
รวมรายได้จากการขาย LPG	1,605.05	1,693.95	1,758.00	1,779.24	1,814.56	1,857.66	1,902.82	1,945.39	1,987.04	2,028.63	2,070.12
อัตราการเพิ่มขึ้นของ รายได้จากการขาย LPG (ร้อยละ)		5.54	3.78	1.21	1.99	2.38	2.43	2.24	2.14	2.09	2.05

หมายเหตุ: 1/ ราคาขาย LPG ของกลุ่ม อุตสาหกรรม สถานีบริการ และผู้ค้าน้ำมันมาตรา 7 รายอื่นเป็นประมาณการด้วยราคาเดียวกัน (ราคาขายส่งเฉลี่ย)

1.2) ต้นทุนขาย LPG

ต้นทุนขาย LPG ประกอบด้วย ต้นทุนก๊าซ LPG, ค่าขนส่ง, ค่าบริการผ่านคลัง, ค่าขนส่งทางเรือ, ค่าเสียโอกาส LPG, ค่าใช้จ่ายพนักงาน, ค่าบริการติดตั้ง, ส่วนลดจ่าย และค่าใช้จ่ายอื่นๆ เป็นต้น

ต้นทุนขาย LPG ในปี 2559 - 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 เท่ากับ 680.29 ล้านบาท 1,114.63 ล้านบาท 1,533.79 ล้านบาท และ 807.29 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นร้อยละ 94.43 ร้อยละ 95.37 ร้อยละ 95.53 และร้อยละ 95.99 ของรายได้จากการขาย LPG ตามลำดับ โดย BIGGAS ทำสัญญาซื้อขาย LPG กับ ปตท. มีกำหนดอายุสัญญา 3 ปี และต่ออายุสัญญาได้โดยแจ้งล่วงหน้า 60 วัน ซึ่งที่ผ่านมา BIGGAS สามารถต่ออายุสัญญาได้โดยตลอด (โปรดดูรายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับสัญญาในเอกสารแนบ 3)

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานเกี่ยวกับต้นทุนขาย LPG สรุปได้ดังนี้

ต้นทุน LPG - สถานีบริการและอุตสาหกรรม

- ต้นทุนก๊าซ LPG - สถานีบริการและอุตสาหกรรม - สุทธิจากส่วนลด เท่ากับร้อยละ 91.06 ของรายได้จากการขาย LPG - สถานีบริการและอุตสาหกรรม ซึ่งเท่ากับค่าเฉลี่ยอัตราส่วนต้นทุนก๊าซ LPG ต่อรายได้จากการขาย LPG - สถานีบริการและอุตสาหกรรม ในช่วงปี 2560 - 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562
- ค่าบริการผ่านคลัง ค่าขนส่ง ค่าขนส่งทางเรือ และส่วนลดรวม เท่ากับร้อยละ 4.38 ของรายได้จากการขาย LPG - สถานีบริการและอุตสาหกรรม ซึ่งเท่ากับค่าเฉลี่ยอัตราส่วนค่าบริการผ่านคลัง ค่าขนส่ง ค่าขนส่งทางเรือ และส่วนลดรวม ต่อรายได้จากการขาย LPG - สถานีบริการและอุตสาหกรรม ในช่วงปี 2560 - 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562
- ค่าเสียโอกาส เท่ากับร้อยละ 0.15 ของต้นทุนก๊าซ LPG สุทธิ จากการฝากก๊าซ LPG โดยผู้รับฝากจะหักค่า Loss Allowance ออกจำนวนร้อยละ 0.15 ของปริมาณที่ฝาก
- ค่าใช้จ่ายพนักงานในปี 2562 เท่ากับ 2.83 ล้านบาท ประมาณการจากค่าใช้จ่ายพนักงานในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี นอกจากนี้ ในปี 2563 - 2571 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายพนักงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.00 ต่อปี ตามนโยบายของบริษัท
- ค่าบริการติดตั้ง เท่ากับร้อยละ 0.06 ของรายได้จากการขาย LPG - สถานีบริการและอุตสาหกรรม ซึ่งเท่ากับค่าเฉลี่ยอัตราส่วนค่าบริการติดตั้งต่อรายได้จากการขาย LPG - สถานีบริการและอุตสาหกรรม ในช่วงปี 2560 - 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562

ต้นทุน LPG - ร้านค้าก๊าซ

- ต้นทุนก๊าซ LPG - ร้านค้าก๊าซ ซึ่งเป็นต้นทุนที่รวมค่าบริการผ่านคลัง ค่าเรือ ค่าเสียโอกาส และค่าขนส่ง เท่ากับร้อยละ 88.76 ของรายได้จากการขาย LPG - ร้านค้าก๊าซ ซึ่งเท่ากับค่าเฉลี่ยต้นทุนก๊าซ LPG - ร้านค้าก๊าซต่อรายได้จากการขาย LPG - ร้านค้าก๊าซ ในปี 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 ซึ่งมีสัดส่วนที่ใกล้เคียงกันและสะท้อนต้นทุนในปัจจุบันของ BIGGAS (ทั้งนี้ สัดส่วนต้นทุนก๊าซ LPG - ร้านค้าก๊าซ จะต่ำกว่าต้นทุนรวมของ LPG - สถานีบริการและอุตสาหกรรม ส่วนใหญ่เนื่องจาก ราคาขาย LPG - ร้านค้าก๊าซ ส่วนใหญ่จะรวมค่าขนส่งไปยังร้านค้าก๊าซ ขณะที่ราคาขาย LPG - สถานีบริการและอุตสาหกรรม แล้วแต่กรณีตามความต้องการของลูกค้า)
- ค่าใช้จ่ายพนักงานในปี 2562 เท่ากับ 1.15 ล้านบาท ประมาณการจากค่าใช้จ่ายพนักงานในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี นอกจากนี้ ในปี 2563 - 2571 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายพนักงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.00 ต่อปี ตามนโยบายของบริษัท

- ค่าบริการติดตั้ง เท่ากับร้อยละ 5.39 ของรายได้จากการขาย LPG – ร้านค้าก๊าซ ซึ่งเท่ากับค่าเฉลี่ยอัตราส่วนค่าบริการติดตั้งต่อรายได้จากการขาย LPG – ร้านค้าก๊าซ ในช่วงปี 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562

สรุปประมาณการทางการเงิน เกี่ยวกับต้นทุนขาย LPG ที่เกิดขึ้นจริงปี 2561 และปีประมาณการ 2562-2571

(หน่วย: ล้านบาท)

LPG	2561A	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F
ต้นทุน LPG - สถานีบริการและอุตสาหกรรม	1,517.79	1,605.48	1,662.63	1,682.40	1,715.64	1,756.29	1,798.91	1,839.03	1,878.26	1,917.41	1,956.45
ต้นทุน LPG – ร้านค้าก๊าซ	15.52	19.21	21.02	21.70	22.41	23.14	23.90	24.68	25.48	26.32	27.18
ต้นทุนขายสินค้า	0.48	0.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวมต้นทุนขาย LPG	1,533.79	1,625.26	1,683.64	1,704.10	1,738.04	1,779.43	1,822.80	1,863.70	1,903.74	1,943.73	1,983.63
อัตราส่วนต้นทุนขาย LPG											
รวม ต่อรายได้จากการขาย LPG รวม (ร้อยละ)	95.53%	95.88%	95.77%	95.78%	95.78%	95.79%	95.79%	95.80%	95.81%	95.81%	95.82%

2) ธุรกิจบริการ

2.1) รายได้บริการ

รายได้จากธุรกิจบริการ ประกอบด้วย รายได้จากงานซ่อมบำรุงสถานีบริการก๊าซธรรมชาติรวมถึงรายได้ที่เกี่ยวข้อง และรายได้บริการอื่น

ในปี 2559 – 2561 มีรายได้บริการรวมจำนวน 91.44 ล้านบาท 58.67 ล้านบาท และ 147.86 ล้านบาท ตามลำดับ ลดลงร้อยละ 35.84 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 152.03 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ และช่วง 2 ไตรมาสแรก ปี 2562 มีรายได้บริการจำนวน 48.30 ล้านบาท สมมติฐานที่สำคัญเกี่ยวกับรายได้บริการ สรุปได้ดังนี้

(1) รายได้จากงานจ้างปฏิบัติการและบำรุงรักษาสถานีบริการก๊าซธรรมชาติกับปตท. รวมถึงรายได้ที่เกี่ยวข้อง

ก. รายได้จากงานจ้างปฏิบัติการและบำรุงรักษาสถานีบริการก๊าซธรรมชาติกับปตท.

เป็นรายได้จากงานการบริหาร จัดการ ควบคุมดูแลงานปฏิบัติการซ่อมบำรุงสถานีบริการก๊าซธรรมชาติในสถานที่ปตท.เป็นผู้ลงทุนทั้งในกรุงเทพ ปริมณฑล และภูมิภาค จำนวนรวม 163 สถานี เพื่อให้ ปตท. สามารถจำหน่ายก๊าซธรรมชาติได้อย่างต่อเนื่องและเป็นไปตามมาตรฐานและคุณภาพของปตท. โดยมีอายุสัญญา 3 ปี (โปรดดูรายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับสัญญาในเอกสารแนบ 3) ที่ผ่านมามีการต่ออายุมาแล้วหนึ่งครั้ง และ BIGGAS มีความมั่นใจว่าจะได้รับการต่ออายุสัญญาต่อเนื่อง เนื่องจาก ปตท. มีนโยบายที่จะจ้างบริษัทภายนอกมาช่วยบริหารสถานีที่ปตท.ลงทุนเอง และ BIGGAS มีความพร้อมในเรื่องผลงาน ประสบการณ์ บุคลากร และเครื่องมือและบุคลากรมากกว่า 100 คน ที่จะสามารถทำงานได้ตามมาตรฐานที่ปตท.ต้องการ รวมถึงการมีความสัมพันธ์ที่ดีกับทาง ปตท.มากกว่า 5 ปี

ในปี 2559 – 2561 รายได้จากงานซ่อมบำรุงสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ เท่ากับ 77.16 ล้านบาท 48.79 ล้านบาท และ 93.49 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 36.77 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 91.60 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ และช่วง 2 ไตรมาสแรก ปี 2562 รายได้จากงานซ่อมบำรุงสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ เท่ากับ 44.99 ล้านบาท โดยปกติรายได้ที่ได้รับจากปตท.จะอยู่ในวงเงินที่กำหนด แต่อาจจะมีการเปลี่ยนแปลงบ้างตามจำนวนอุปกรณ์เครื่องมือที่เปลี่ยนไปของแต่ละสถานีในภายหลัง เช่น จำนวนคอมเพรสเซอร์ ตู้จ่ายก๊าซ บีเอ็ม เป็นต้น ทั้งนี้ การให้บริการแก่ปตท.เป็นการร่วมกันทำงานในรูปแบบกิจการร่วมค้า (BIGGAS กับ บริษัท โพลีเทคโนโลยี จำกัด (“PLT”) เป็นบริษัทที่ไม่เกี่ยวข้องกัน) มีการตกลงส่วนแบ่งรายได้จากรายได้ที่ได้รับจากปตท.และมีแบ่งพื้นที่ความรับผิดชอบและขอบเขตงานที่แตกต่างกัน คือ

- ในปี 2559 - 2560 กิจการร่วมค้าได้รับงานจากปตท.สำหรับพื้นที่ในส่วนภูมิภาคเท่านั้น และมีการแบ่งสัดส่วนรายได้ระหว่าง BIGGAS: PLT คือ 30:70 ของรายได้ที่ได้รับจากปตท.
- ในปี 2561 เป็นต้นไปถึงปัจจุบัน กิจการร่วมค้าได้รับงานจากปตท.ทั้งในพื้นที่ภูมิภาค และกรุงเทพและปริมณฑล และมีการแบ่งสัดส่วนรายได้ระหว่าง BIGGAS: PLT คือ 50:50 ของรายได้ที่ได้รับจากปตท. โดย BIGGAS รับผิดชอบในส่วนของกรุงเทพและปริมณฑล และ PLT รับผิดชอบในส่วนของภูมิภาค ต่อมาเมื่อต้นปี 2562 ได้มีข้อตกลงระหว่าง BIGGAS และ PLT โดย BIGGAS จะจ้าง PLT เป็นผู้รับผิดชอบในการปฏิบัติงานแทนทั้งหมดเนื่องจาก BIGGAS มีข้อจำกัดด้านบุคลากร

ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดสมมติฐาน รายได้จากงานซ่อมบำรุงสถานีบริการก๊าซธรรมชาติในปี 2562 เท่ากับ 89.98 ล้านบาท ซึ่งประมาณการจากรายได้จากงานซ่อมบำรุงสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ ในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) และให้มีอัตราการเพิ่มของรายได้ในปี 2563 - 2571 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี โดยอัตราการเพิ่มขึ้นอ้างอิงค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง ซึ่งในการเจรจากับ ปตท. ที่ผ่านมามีการพิจารณาถึงการปรับค่าจ้างอ้างอิงกับ CPI เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เกิดขึ้นจริง

ข. รายได้บริการ calibrate

เป็นบริการเครื่องวัดปริมาณก๊าซที่จ่ายที่สถานีบริการก๊าซธรรมชาติและเป็นรายได้ที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการบริหารสถานีตามข้อ ก. เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐานการดำเนินงานที่กำหนดโดยปตท. โดยในปี 2559 - 2561 และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 เท่ากับ 0.06 ล้านบาท 0.39 ล้านบาท 0.00 ล้านบาท และ 1.00 ล้านบาท ตามลำดับ โดยในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ให้สมมติฐานรายได้บริการ calibrate ในปี 2561 เท่ากับ 2.01 ล้านบาท ซึ่งประมาณการจากรายได้บริการ calibrate ในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) และในปี 2563 - 2571 รายได้บริการ calibrate เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี โดยอัตราการเพิ่มขึ้นอ้างอิงค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง

ค. รายได้ค่าเช่ายานพาหนะ (รถกระบะ)

BIGGAS ทำสัญญาเช่ารถ 2 ปี และสามารถต่ออายุการเช่ารถได้ตามความต้องการใช้รถ โดยในปี 2559 - 2561 และในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 เท่ากับ 1.10 ล้านบาท 0.06 ล้านบาท 3.62 ล้านบาท และ 3.71 ล้านบาท ตามลำดับ โดย ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ให้สมมติฐานรายได้ค่าเช่ายานพาหนะ ในปี 2561 เท่ากับ 7.43 ล้านบาท ซึ่งประมาณการจากรายได้จากรายได้ค่าเช่ายานพาหนะ ในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) และในปี 2563 - 2571 รายได้ค่าเช่ายานพาหนะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี โดยอัตราการเพิ่มขึ้นอ้างอิงค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง

(2) รายได้บริการอื่น

รายได้บริการอื่นๆ เช่น รายได้บริการงานต่อใบอนุญาตถึงขนส่งก๊าซให้ ปตท. รายได้บริการตั้งเสาสัญญาณโทรศัพท์ รายได้จากการซ่อมแซมยานพาหนะ และรายได้จากการให้เช่ารถขุดดิน (Backhoe) พร้อมคนขับ โดยในปี 2559 - 2561 รายได้ส่วนนี้เท่ากับ 13.12 ล้านบาท 9.42 ล้านบาท และ 50.75 ล้านบาท ตามลำดับ โดยการเพิ่มส่วนใหญในปี 2561 เป็นรายได้จากการให้เช่ารถขุดดิน (Backhoe) และในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562

รายได้บริการอื่นๆ เท่ากับ 46.64 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่มาจากการให้บริการปรับพื้นที่ เป็นรายได้ค่าเช่ารถขุดดิน (Backhoe) เท่ากับ 41.84 ล้านบาท รายได้ดังกล่าวมาจากโครงการที่เกี่ยวข้องกับการวางท่อแก๊สของปตท. ในภาคตะวันออก ซึ่งมีอายุโครงการประมาณ 2-3 ปี และคาดว่าจะรวมถึงบริษัทน้ำมันอื่นๆที่มีโครงการในลักษณะคล้ายกัน นอกจากนี้ BIGGAS ยังอยู่ระหว่างการติดต่อกับปตท. และบริษัทในกลุ่มสำหรับการรับงานที่อยู่ในโครงการพัฒนาระเบียงเศรษฐกิจพิเศษภาคตะวันออก (EEC) เช่น โครงการมาบตาพุดเฟสที่ 3 โครงการถมทะเลบางส่วน โครงการขยายพื้นที่คลังน้ำมัน โครงการวางท่อน้ำมันจากมาบตาพุดไปสนามบินอู่ตะเภา เป็นต้น รวมถึงงานโครงการอสังหาริมทรัพย์ด้วย ซึ่ง BIGGAS คาดว่าจะมีงานโครงการอย่างต่อเนื่องตามที่ได้กล่าว และการที่ผู้บริหารมีความสัมพันธ์ที่ดีกับกลุ่มปตท. มาเป็นเวลามากกว่า 5 ปี มีเงื่อนไขทางการค้าที่สามารถแข่งขันกับคู่แข่งชั้นได้ BIGGAS จึงมีความมั่นใจว่าจะมีรายได้จากการให้บริการดังกล่าวอย่างต่อเนื่อง

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานรายได้บริการอื่นในปี 2562 เท่ากับ 83.69 ล้านบาท ซึ่งประมาณการจากรายได้จากการให้เช่ารถขุดดินเป็นส่วนใหญ่ในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) และในปี 2563 – 2571 รายได้จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี โดยอัตราการเพิ่มขึ้นอ้างอิงค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง

2.2) ต้นทุนการให้บริการ

ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 ต้นทุนการให้บริการ เท่ากับ 64.33 ล้านบาท 40.98 ล้านบาท 85.08 ล้านบาท และ 59.59 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 70.35 ร้อยละ 69.85 ร้อยละ 57.54 และร้อยละ 61.84 ของรายได้บริการ ตามลำดับ

สมมติฐานที่สำคัญเกี่ยวกับต้นทุนการให้บริการ สรุปได้ดังนี้

(1) ต้นทุนให้บริการงานจ้างปฏิบัติการและบำรุงรักษาสถานีบริการก๊าซธรรมชาติกับปตท.

ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 ต้นทุนการให้บริการ เท่ากับ 35.45 ล้านบาท 24.79 ล้านบาท 62.18 ล้านบาท และ 42.35 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 45.26 ร้อยละ 50.33 ร้อยละ 64.03 และร้อยละ 85.20 ของรายได้บริการตามลำดับ

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายในส่วนของ Subcontract เท่ากับร้อยละ 92.34 ของรายได้จากงานซ่อมบำรุงรักษาสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ โดยอ้างอิงจาก 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) และค่าใช้จ่ายวัสดุสิ้นเปลืองและอะไหล่ เท่ากับร้อยละ 0.20 ของรายได้จากงานซ่อมบำรุงรักษาสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ โดยอ้างอิงจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายดังกล่าวต่อรายได้จากงานซ่อมบำรุงรักษาสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ ในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 ซึ่งน่าจะสะท้อนโครงสร้างต้นทุนงานให้บริการในปัจจุบันที่สุด นอกจากนี้ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน ค่าใช้จ่ายพนักงานเท่ากับ 1.42 ล้านบาท ในปี 2562 โดยพิจารณาจากค่าใช้จ่ายพนักงานในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) และในปี 2563 – 2571 ให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายพนักงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.00 ต่อปี ตามนโยบายของ BIGGAS

(2) ต้นทุนงานบริการอื่นๆ

ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 ต้นทุนการให้บริการอื่นๆ เท่ากับ 18.22 ล้านบาท 10.51 ล้านบาท 15.53 ล้านบาท และ 14.37 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นร้อยละ 146.49 ร้อยละ 142.65 ร้อยละ 35.57 และร้อยละ 34.33 ของรายได้บริการอื่นๆ เนื่องจาก โครงสร้างรายได้บริการและต้นทุนงานบริการในปี 2561 และ ช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 ต่างจากปี 2559 – 2560 โดยงานบริการในปี 2559 – 2560 เป็นงานบริการทั่วไป เช่น งาน

ติดตั้งฐานระบบ 3G งานต่อใบอนุญาต และงานบริการขนย้าย เป็นต้น ขณะที่ในปี 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 รายได้บริการอื่นๆ ส่วนใหญ่มาจากการให้เช่ารถแบคโฮพร้อมคนขับ ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะพิจารณาโครงสร้างรายได้บริการและต้นทุนงานบริการในปี 2560 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 มาเป็นข้อมูลอ้างอิง ซึ่งรายได้บริการอื่นๆ ส่วนใหญ่เป็นรายได้จากการให้เช่ารถแบคโฮที่ BIGGAS ให้เช่าต่อลูกค้า

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน ต้นทุนงานโครงการเท่ากับร้อยละ 31.00 ของรายได้บริการอื่นๆ ซึ่งใกล้เคียงกับอัตราส่วนต้นทุนงานโครงการต่อรายได้บริการอื่นๆ ในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และค่าใช้จ่ายพนักงานเท่ากับร้อยละ 6.69 ของรายได้บริการอื่นๆ และค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอะไหล่ เท่ากับร้อยละ 0.61 ของรายได้บริการอื่นๆ โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยอัตราส่วนค่าใช้จ่ายพนักงานต่อรายได้บริการอื่นๆ และค่าเฉลี่ยอัตราส่วนค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอะไหล่ต่อรายได้บริการอื่นๆ ในปี 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562

(3) ค่าใช้จ่ายในการบริการอื่นๆ ประกอบด้วย ค่าปฏิบัติงานล่าช้า ค่าขนส่ง ค่าใช้จ่ายนำเข้า-ส่งออก ค่าวัสดุ ค่าเดินทาง และอื่นๆ เป็นต้น

ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 ค่าใช้จ่ายในการบริการอื่นๆ เท่ากับ 10.66 ล้านบาท 4.71 ล้านบาท 6.14 ล้านบาท และ 1.99 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นร้อยละ 11.66 ร้อยละ 8.04 ร้อยละ 4.16 และร้อยละ 2.06 ของรายได้บริการ

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน ค่าใช้จ่ายในการบริการอื่นๆ เท่ากับร้อยละ 3.10 ของรายได้บริการ โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยอัตราส่วนค่าใช้จ่ายในการบริการอื่นๆต่อรายได้บริการ ในปี 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562

สรุปรายได้และต้นทุนบริการที่เกิดขึ้นจริงปี 2561 และปีประมาณการ 2562 - 2571

(หน่วย: ล้านบาท)

บริการ	2561A	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F
รายได้จากการให้บริการบำรุงรักษาสถานี	93.49	89.98	91.81	93.67	95.57	97.51	99.49	101.51	103.57	105.67	107.82
รายได้บริการ Calibrate	0.00	2.01	2.05	2.09	2.13	2.18	2.22	2.27	2.31	2.36	2.41
รายได้ค่าเช่ายานพาหนะ	3.62	7.43	7.58	7.73	7.89	8.05	8.21	8.38	8.55	8.72	8.90
รายได้บริการอื่นๆ	50.75	83.69	88.49	87.12	88.89	90.69	92.53	94.41	96.33	98.28	100.28
รวมรายได้บริการ	147.86	187.90	186.82	190.61	194.48	198.43	202.46	206.57	210.76	215.04	219.40
ต้นทุนการให้บริการบำรุงรักษาสถานี	62.18	84.70	86.47	88.27	90.10	91.98	93.90	95.86	97.86	99.91	102.00
ต้นทุนงานบริการอื่นๆ	15.53	30.39	32.70	33.37	34.04	34.73	35.44	36.16	36.89	37.64	38.41
ค่าใช้จ่ายในการบริการอื่นๆ	6.14	4.83	5.79	5.91	6.03	6.15	6.28	6.40	6.53	6.67	6.80
ค่าเสื่อมราคา	1.22	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76	1.76
รวมต้นทุนบริการ	85.08	121.68	126.72	129.30	131.94	134.63	137.38	140.19	143.05	145.98	148.97
อัตรากำไรขั้นต้น – บริการ (ร้อยละ)	42.46%	35.24%	32.17%	32.16%	32.16%	32.15%	32.14%	32.14%	32.13%	32.11%	32.10%

3) ธุรกิจรับเหมาก่อสร้าง

3.1) รายได้รับเหมาก่อสร้าง

BIGGAS มีรายได้จากการธุรกิจรับเหมาก่อสร้างงานที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงาน โดยในปี 2559 – 2561 มีรายได้รับเหมาก่อสร้างจำนวน 46.44 ล้านบาท 48.31 ล้านบาท และ 16.73 ล้านบาท ตามลำดับ เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.01 และลดลงร้อยละ 65.37 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 มีรายได้รับเหมาก่อสร้างจำนวน 10.75 ล้านบาท

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน BIGGAS มีรายได้รับเหมาก่อสร้าง จำนวน 213.60 ล้านบาท จำนวน 811.43 ล้านบาท และ 455.71 ล้านบาท ในปี 2552-2564 ตามลำดับ โดยอ้างอิงจากข้อเสนอโครงการรับเหมาก่อสร้างคลังเก็บก๊าซ (NFCT MR Storage Terminal Project) มูลค่าโครงการประมาณ 1,420 ล้านบาท ทั้งนี้ BIGGAS ได้ลงนามในข้อตกลงเบื้องต้นกับลูกค้าแล้วในเดือนกรกฎาคม 2562 และเมื่อวันที่ 26 กรกฎาคม 2562 BIGGAS ได้รับเงินมัดจำค่าก่อสร้างร้อยละ 25 ของมูลค่าโครงการซึ่งเท่ากับ 355 ล้านบาท ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมพื้นที่ก่อสร้าง การวางแผนงานวิศวกรรม และจะเริ่มก่อสร้างในไตรมาสที่ 4 ปี 2562

นอกจากนี้ในปี 2564 – 2571 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน BIGGAS มีรายได้รับเหมาก่อสร้างจำนวน 50 ล้านบาทต่อปี อ้างอิงจากรายได้รับเหมาก่อสร้างในปี 2559 – 2560 ซึ่งมีรายได้ประมาณ 46 – 48 ล้านบาทต่อปี ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่ได้เลือกตัวอย่างจากปี 2561 เนื่องจากเป็นปีที่มีรายได้ต่ำกว่าปกติเมื่อเทียบกับผลงานที่ผ่านมา

3.2) ต้นทุนรับเหมาก่อสร้าง

ต้นทุนรับเหมาก่อสร้าง ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 เท่ากับ 30.22 ล้านบาท 41.60 ล้านบาท 6.26 ล้านบาท และ 7.56 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 65.06 ร้อยละ 86.11 ร้อยละ 37.41 และร้อยละ 70.30 ของรายได้รับเหมาก่อสร้าง ตามลำดับ

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานอัตราส่วนต้นทุนรับเหมาก่อสร้างเท่ากับร้อยละ 80 ของรายได้รับเหมาก่อสร้าง ตลอดระยะเวลาประมาณการ โดยอ้างอิงจากการประมาณการของ BIGGAS ในการประเมินต้นทุนการเสนอราคารับเหมาก่อสร้าง NFCT MR Storage Terminal Project โดยได้รับข้อเสนอด้านราคาจากผู้รับเหมารายหนึ่งแล้ว ทั้งนี้ อัตราส่วนต้นทุนรับเหมาก่อสร้างดังกล่าวสูงกว่าค่าเฉลี่ยอัตราส่วนต้นทุนรับเหมาก่อสร้างในปี 2559 – 2560 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 ซึ่งเท่ากับร้อยละ 64.72 ตามหลักความระมัดระวัง ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่ได้เลือกตัวอย่างจากปี 2561 เนื่องจากเป็นโครงการเฉพาะกรณีซึ่งมีอัตราต้นทุนต่ำกว่ากรณีปกติ

สรุปรายได้และต้นทุนรับเหมาก่อสร้างที่เกิดขึ้นจริงปี 2561 และปีประมาณการ 2562-2571

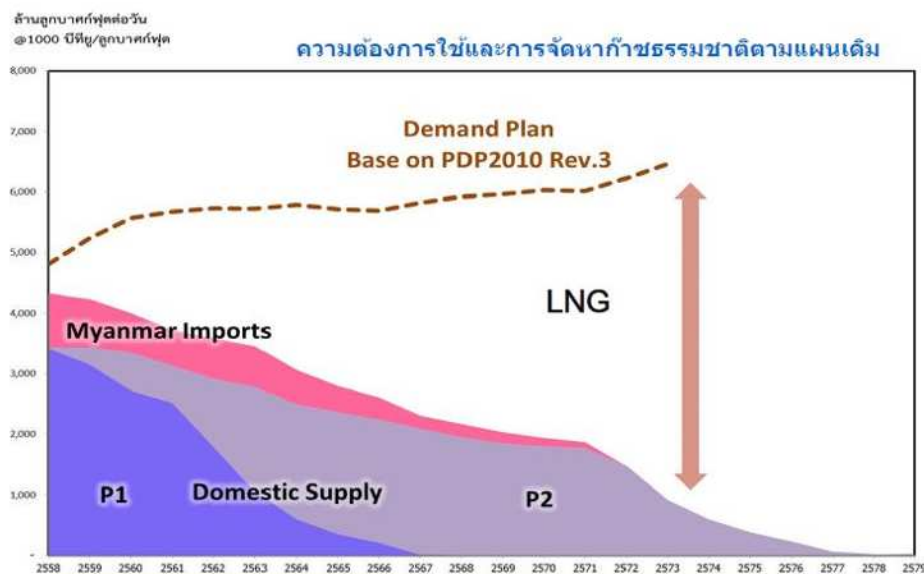
(หน่วย: ล้านบาท)

รับเหมาก่อสร้าง	2561A	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F
รายได้รับเหมาก่อสร้าง	16.73	213.60	811.43	455.71	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
ต้นทุนรับเหมาก่อสร้าง	(6.26)	(169.84)	(694.14)	(364.57)	(40.00)	(40.00)	(40.00)	(40.00)	(40.00)	(40.00)	(40.00)
กำไรขั้นต้น – รับเหมาก่อสร้าง	43.76	162.29	91.14	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
อัตรากำไรขั้นต้น – รับเหมาก่อสร้าง (ร้อยละ)	62.59	20.49	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00

4) ธุรกิจจำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)

ภาวะอุตสาหกรรม

เนื่องจากความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มสูงขึ้น ขณะที่ปริมาณการผลิตในประเทศไทยมีทิศทางลดลง ประเทศไทยจึงต้องพึ่งพาการนำเข้า LNG มากขึ้น และตามคาดการณ์ของแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555 – 2573 (PDP 2010) คาดการณ์การผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศจะเริ่มลดลงตั้งแต่ปี 2560 และโรงแยกก๊าซเริ่มรับก๊าซได้ต่ำกว่าร้อยละ 50 ของกำลังรับในปี 2572 และมีอัตราการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 19.9 ต่อปี และประเทศไทยจะต้องพึ่งพา LNG นำเข้าร้อยละ 100 ตั้งแต่ปี 2577 โดยประมาณการนำเข้า LNG จะมีมากถึง 40 ล้านตันต่อปีหรือประมาณ 2,080 ล้านล้านบีทียูต่อปี ตั้งแต่ปี 2573



ที่มา: แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555 – 2573 (PDP 2010) ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 และแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 – 2579 (Gas Plan 2015)

ดังนั้น กระทรวงพลังงานจึงได้จัดทำแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 – 2579 (Gas Plan 2015) จัดทำโดยกระทรวงพลังงาน โดยมีเป้าหมายเพื่อบริหารจัดการด้านการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ ตาม 4 แนวทาง คือ

1. ชะลอการเติบโตของการใช้ก๊าซธรรมชาติ
2. รักษาระดับการผลิตจากแหล่งในประเทศให้ยาวนานขึ้น
3. จัดหาและบริหารจัดการ LNG
4. พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้า LNG

จากการดำเนินการข้างต้นกระทรวงพลังงานคาดว่าแหล่งก๊าซในประเทศจะเริ่มลดลงในปี 2568 โรงแยกก๊าซเริ่มรับก๊าซได้ต่ำกว่าร้อยละ 50 ของกำลังรับในปี 2579 และมีอัตราการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 10 ต่อปี และประเทศไทยจะต้องพึ่งพา LNG นำเข้าร้อยละ 71 ในปี 2579 ปริมาณการนำเข้า LNG สูงสุดที่ 24 ล้านตันต่อปี (ประมาณ 1,248 ล้านล้านบีทียูต่อปี) ในระยะ 20 ปีข้างหน้า (ปัจจุบันปริมาณการนำเข้า LNG ประมาณ 2 ล้านตันต่อปี) โดยคาดว่าจะมูลค่าการนำเข้าจะสูงถึงประมาณ 400,000 ล้านบาทต่อปี

ก๊าซ LNG : ความหมาย คุณสมบัติ และการเปรียบเทียบกับน้ำมันประเภทอื่น

ก๊าซธรรมชาติเหลว (“LNG” ย่อมาจาก Liquefied Natural Gas) คือก๊าซธรรมชาติที่ถูกลดอุณหภูมิให้อยู่ที่ประมาณติดลบ 160 องศาเซลเซียส จนเนื้อก๊าซมีปริมาตรลดลงกว่า 600 เท่า และเปลี่ยนสภาพเป็นของเหลว ดังนั้นกระบวนการเก็บรักษาหรือการขนส่ง LNG จึงจำเป็นต้องใช้ถังชนิดพิเศษที่สามารถรักษาอุณหภูมิให้คงสถานะในรูปของเหลวดังกล่าวได้ มีประโยชน์อย่างยิ่งสำหรับการขนส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งที่อยู่ไกลเกินกว่าจะสร้างท่อก๊าซเพื่อขนส่งก๊าซมา จึงมีการส่งก๊าซมาในรูปของเหลว ก่อนนำมาเปลี่ยนสภาพเป็นก๊าซอีกครั้ง เมื่อถึงปลายทาง

LNG เป็นก๊าซธรรมชาติพลังงานสะอาด ในรูปที่เป็นของเหลว เป็นก๊าซที่ไม่มีกลิ่น ไม่มีสี ไม่มีพิษ ไม่มีฤทธิ์กัดกร่อน มีความปลอดภัยสูงในการใช้งาน เนื่องจาก เบากว่าอากาศจึงลอยขึ้นเมื่อเกิดการรั่ว และจะระเหยกลายเป็นไอแพร่กระจาย ในอากาศได้อย่างรวดเร็ว โดยไม่มีการตกค้างในน้ำหรือดิน LNG มีคุณสมบัติเป็นเชื้อเพลิงที่มีค่าความร้อนสูงเผาไหม้ได้สมบูรณ์ เกิดก๊าซเรือนกระจกต่ำและช่วยลดโลกร้อน สามารถขนส่งทางรถไปยังโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่นอกแนวท่อได้อย่างสะดวก และสามารถขนได้ในปริมาณมากอย่างมีประสิทธิภาพ LNG สามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมและใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (ในรูป NGV) โดยมีผู้จำหน่ายระดับโลกหลัก คือ ประเทศแอลจีเรีย ออสเตรเลีย บรูไน อินโดนีเซีย มาเลเซีย และกาตาร์



ที่มา : ปตท.

LNG ในประเทศไทยจะมาจากการนำเข้าจากต่างประเทศ จะแตกต่างจาก LPG ซึ่งเป็น ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (“LPG” ย่อมาจาก Liquefied Petroleum Gas) ที่มาจากกระบวนการแยกก๊าซและกลั่นน้ำมัน

LNG มีจุดเด่นคือ LNG เป็นเชื้อเพลิงที่มีค่าความร้อนสูง เผาไหม้ได้สมบูรณ์ เป็นพลังงานสะอาด มีความปลอดภัยสูงในการใช้งาน ทำให้เกิดก๊าซเรือนกระจกต่ำและช่วยลดโลกร้อน นอกจากนี้ LNG ยังมีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงปิโตรเลียมอื่น เช่น น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา เป็นต้น จากตารางด้านล่าง จะเห็นว่า LNG มีค่าพลังงานใกล้เคียงกับ LPG แต่ต่ำกว่า น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล แต่หากเทียบสัดส่วนราคาต่อหน่วยพลังงานแล้ว LNG มีราคาต่อหน่วยพลังงานที่ต่ำกว่าพลังงานประเภทอื่น เช่น ณ ราคาปัจจุบัน เพื่อให้ได้ค่าความร้อน 1 ล้านบีทียู มีต้นทุน 338.04 บาท ในกรณีที่ใช้ LNG, ขณะที่ต้นทุน 378.65 บาท ในกรณีที่ใช้ LPG และมีต้นทุนสูงถึง 664.25 บาท ในกรณีที่ใช้ดีเซล

(ที่มา: ฝ่ายตลาดค้าส่งก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน))

ตารางเปรียบเทียบคุณสมบัติของ LNG กับน้ำมันประเภทอื่น

ข้อเปรียบเทียบ	น้ำมันดีเซล	LPG	NGV	LNG
สถานะ	เป็นของเหลว	เป็นก๊าซและจะเก็บในรูปเหลว	เป็นก๊าซ	เป็นของเหลว
ลักษณะถังที่จัดเก็บ	ถังบรรจของเหลว	ถังความดันต่ำ	ถังความดันสูง	ถังฉนวน 2 ชั้น อุณหภูมิ ต่ำ ความดันต่ำ
น้ำหนัก	หนักกว่าอากาศ	หนักกว่าอากาศจึงเกิดการสะสมซึ่งเป็นอันตราย	เบากว่าอากาศ ไม่มีการสะสม เมื่อเกิดการรั่วไหล	ของเหลวที่ความดันบรรยากาศ อุณหภูมิ -160 องศาเซลเซียส
ขีดจำกัดการติดไฟ	0.6% - 7.5%	2.0% - 9.5%	5.0% - 15.0%	5.0% - 15.0%
อุณหภูมิติดไฟ	250 องศาเซลเซียส	481 องศาเซลเซียส	650 องศาเซลเซียส	650 องศาเซลเซียส
ค่าความร้อน	36,722 Btu/Liter	47,430 Btu/kg	35,947 Btu/kg	52,300 Btu/kg

ที่มา: เอกสารนำเสนอ “รู้จัก LNG : ความแตกต่างของผลิตภัณฑ์ LNG NGV และ LPG” โดย ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) วันที่ 11 มีนาคม 2559 และข้อมูลตาราง Conversion เชื้อเพลิง จากฝ่ายตลาดค้าส่งก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ธุรกิจ LNG ของ BIGGAS

เมื่อเดือน มีนาคม 2561 ปตท.ลงนามแต่งตั้ง BIGGAS เป็นตัวแทนจำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ให้กับกลุ่มลูกค้าโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งอยู่นอกแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ อายุสัญญา 10 ปี^{1/} นับตั้งแต่วันที่เริ่มซื้อ LNG เพื่อเป็นการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานให้กับภาคอุตสาหกรรมโดย LNG ที่ปตท. จะขายให้กับ BIGGAS มาจากการนำเข้าจากต่างประเทศ และในการขนส่ง BIGGAS จะใช้รถขนส่งก๊าซ LNG จากคลังของ PTT ไปยังถึงเก็บ LNG ของลูกค้า



โดยปตท. ได้มีการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เข้ามา เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านการจัดหาก๊าซ และสนองความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดย ปตท. มีสัญญาซื้อขาย LNG ระยะยาวรวมทั้งสิ้น 4 ฉบับ อีกทั้ง ปตท. มีการลงทุนคลังรับ LNG เพื่อให้บริการในการรับเรือ จัดเก็บ LNG และแปลงสภาพ LNG เป็นก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับการนำเข้า LNG ตั้งแต่ปี 2554 โดยในปี 2561 มีการขยายกำลังการผลิตโครงการ LNG Receiving Terminal แห่งที่ 1 จาก 10 ล้านตัน เป็น 11.5 ล้านตัน และอยู่ระหว่างก่อสร้าง LNG Receiving Terminal แห่งที่ 2 ซึ่งจะเพิ่มกำลังการผลิตเป็น 19 ล้านตัน จาก 11.5 ล้านตัน โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2565

หมายเหตุ: 1/ มีสิทธิขอต่ออายุสัญญาได้อีก 5 ปี โดยแจ้งปตท.ล่วงหน้าภายใน 1 ปี

กลยุทธ์การตลาดและกลุ่มลูกค้าเป้าหมายของ BIGGAS

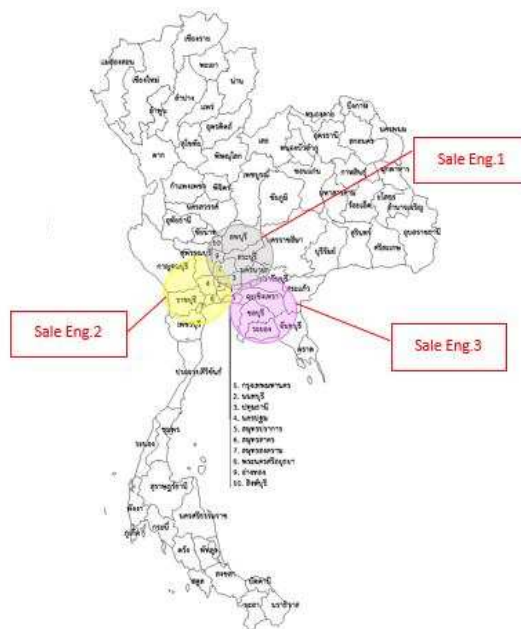
กลยุทธ์ทางการตลาดของ BIGGAS คือ การเสนอราคาที่แข่งขันได้กับพลังงานประเภทอื่น และการบริการที่ดี นอกจากนี้ BIGGAS ยังมีทางเลือกให้กับโรงงานอุตสาหกรรม โดย BIGGAS จะลงทุนสถานี LNG ณ โรงงานอุตสาหกรรม

ของลูกค้านี้เพื่อเป็นการลดภาระการลงทุนของลูกค้าทำให้ลูกค้าสนใจเปลี่ยนมาใช้ LNG มากขึ้น และทำสัญญาผูกพันระยะยาวส่วนใหญ่อยู่ระหว่าง 5 – 10 ปี

ในเบื้องต้น BIGGAS ได้ทำการวิเคราะห์ปริมาณการใช้พลังงานของโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่เป้าหมาย โดยมีลูกค้าเป้าหมายจำนวน 142 ราย ประมาณการใช้พลังงานถึงประมาณ 12.9 ล้านล้านบีทียูต่อปี โดยมีลูกค้าจำนวน 1 ราย ลงนามในสัญญา Gas Supply Agreement แล้ว ระยะเวลาสัญญา 5 ปี, ลูกค้าจำนวน 6 ราย อยู่ระหว่างแก้ไขสัญญาหรือรอลงนาม LOI หรือ MOU, ลูกค้าจำนวน 7 ราย อยู่ระหว่างรอผลการประมูล และลูกค้าจำนวน 9 ราย อยู่ระหว่างเตรียม TOR เพื่อประมูลราคา รวมประมาณการ LNG ที่จะใช้ 3.7 ล้านล้านบีทียูต่อปี (หากนับเฉพาะลูกค้าที่ลงนามในสัญญาแล้ว 1 รายและลูกค้าจำนวน 6 ราย อยู่ระหว่างแก้ไขสัญญาหรือรอลงนาม LOI หรือ MOU รวมประมาณการ LNG ที่จะใช้ 0.60 ล้านล้านบีทียูต่อปี)

BIGGAS เริ่มทำการตลาดจากกลุ่มลูกค้าประเภท LPG โดยกลุ่มเป้าหมาย คือ โรงงานอุตสาหกรรมในระยะ 400 กิโลเมตร จากมาบตาพุด จ.ระยอง กรุงเทพฯและปริมณฑล, ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก ครอบคลุมประมาณ 20 จังหวัด มีปริมาณการใช้พลังงานไม่ต่ำกว่า 100 ตัน/เดือน (ประมาณ 5,200 ล้านบีทียู/เดือน) โดยแบ่งทีมขายออกเป็น 3 กลุ่มตามพื้นที่ ดังนี้

กลุ่ม	พื้นที่	จังหวัด
Sale Eng. 1	กรุงเทพฯ – ตอนเหนือ	นนทบุรี, ปทุมธานี, อุทัย, สิงห์บุรี, นครนายก, สระบุรี, ลพบุรี, นครราชสีมา
Sale Eng. 2	กรุงเทพฯ – ผังตะวันตก	สมุทรปราการ (สำโรงใต้), สมุทรสาคร, สมุทรสงคราม, ราชบุรี, เพชรบุรี, กาญจนบุรี, สุพรรณบุรี
Sale Eng. 3	กรุงเทพฯ – ผังตะวันออก	กรุงเทพฯ, สมุทรปราการ (สำโรงเหนือ), ฉะเชิงเทรา, ชลบุรี, ระยอง, ปราจีนบุรี



กลุ่มลูกค้าเป้าหมายของ BIGGAS

- 1st priority: โรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ LPG เป็นพลังงาน (BIGGAS มีแผนการตลาดในการเสนอขาย LPG ให้กับโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานไม่มากนัก และเสนอขาย LNG โรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานมาก)
- 2nd priority: โรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้น้ำมันเตา (Fuel Oil)

- 3rd priority: พลังงานประเภทอื่นๆ

นอกจากนี้ BIGGAS แบ่งขนาดลูกค้าตามปริมาณ LNG ที่จะใช้ต่อเดือน เป็น (1) ลูกค้าขนาดเล็ก (น้อยกว่า 60 ตัน/เดือน) (2) ลูกค้าขนาดกลาง (60 - 150 ตัน/เดือน) (3) ลูกค้าขนาดใหญ่ (150 - 250 ตัน/เดือน) และ (4) ลูกค้าขนาดใหญ่มาก (มากกว่า 250 ตัน/เดือน)

4.1) รายได้จากการขาย LNG

BIGGAS เริ่มมีรายได้จากการขาย LNG ในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 โดยมีรายได้จากการขาย LNG เท่ากับ 14.44 ล้านบาท ปริมาณขายรวมประมาณ 37,660.26 ล้านบีทียู จากลูกค้าจำนวน 6 ราย มีราคาขายเฉลี่ยประมาณ 383.50 บาท/ล้านบีทียู

ปริมาณขาย LNG

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการปริมาณขายของ LNG โดยนำข้อมูลประมาณการปริมาณการขายรวมทั้งข้อมูลสนับสนุนที่ได้รับจากบริษัทฯ มาใช้พื้นฐานในการคำนวณปริมาณขายในอนาคต เนื่องจาก LNG เป็นธุรกิจใหม่ของบริษัทฯ

บริษัทฯ ได้ทำการวิเคราะห์ปริมาณการใช้พลังงานของโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่เป้าหมาย 400 กิโลเมตร โดยเข้าไปเสนอบริการแก่ลูกค้าเป้าหมายกลุ่มแรกจำนวน 142 ราย จากนั้นบริษัทฯ ได้ทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการใช้พลังงานที่เกิดขึ้นจริงของลูกค้าแต่ละรายและนำมาคำนวณเพื่อประมาณการความต้องการใช้ LNG ในแต่ละปี และคาดว่า จะมีลูกค้าเพิ่มขึ้นจาก 6 รายในปัจจุบันเป็นจำนวน 62 รายภายในระยะเวลา 5 ปีข้างหน้า (ปี 2566) ตามตารางด้านล่าง โดยกลยุทธ์หลักตามแผนงาน คือ การลงทุนสถานี LNG ณ โรงงานอุตสาหกรรมของลูกค้าและติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆเฉลี่ยประมาณ 4 ล้านบาทต่อรายซึ่งได้กำหนดเป็นเงินลงทุนไว้แล้วในหัวข้อ 8) ค่าใช้จ่ายลงทุน โดยมีรายละเอียดและข้อมูลสนับสนุนของการประมาณปริมาณขาย LNG รายปีของบริษัทฯ เป็นดังนี้

- (1) ปี 2562 แบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ

- 1) ปริมาณขายที่เกิดขึ้นจริงในช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 เท่ากับประมาณ 37,660 ล้านบีทียู โดยคิดเป็นประมาณร้อยละ 75.00 จากปริมาณขายที่บริษัทฯ คาดการณ์ไว้ ณ 30 มิถุนายน 2562 มีลูกค้าจำนวน 6 ราย
- 2) ปริมาณขายในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2562 คาดว่าจะขายได้เพิ่มขึ้นจากลูกค้ากลุ่มเดิมที่มีปริมาณการซื้อที่มากขึ้น

- (2) ปี 2563 บริษัทฯ คาดการณ์ปริมาณการขายจากกลุ่มลูกค้าที่แสดงความสนใจและตอบกลับมายังบริษัทฯ โดยมีลูกค้ารายใหม่ซึ่งอยู่ระหว่างรอผลการประมูลหรือรอเซ็น LOI อีก 3 ราย รวมเป็น 9 ราย (จากจำนวนลูกค้าเป้าหมาย 20 ราย)

- (3) ปี 2564 บริษัทฯ ยังคงพิจารณาการสั่งซื้อจากลูกค้าเดิม 9 รายที่คาดว่าจะมีปริมาณการสั่งซื้อต่อเนื่องจากปี 2563 และคาดว่าจะมีลูกค้ารายใหม่อีก 5 ราย (ซึ่งอยู่ระหว่างรอผลการประมูลหรือรอเซ็น LOI) รวมเป็น 14 ราย (จากจำนวนลูกค้าเป้าหมาย 31 ราย)

- (4) ปี 2565 – 2566 บริษัทฯ พิจารณาแผนการตลาดและเป้าหมายจากกลุ่มลูกค้าที่บริษัทฯ ยังไม่ได้เสนอบริการ นอกจากนี้ และกลุ่มเป้าหมายอันดับถัดไป เช่น ลูกค้าที่ใช้พลังงานประเภทอื่นๆ หรือในพื้นที่ห่างไกลซึ่งยังไม่ได้รวมอยู่ในกลุ่มที่บริษัทฯ จะเสนอบริการในตอนนี้อยู่

โดยสามารถสรุปได้ตามตารางดังนี้

ตารางที่ 1	หน่วย	1H2562A	2H2562F	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F
ประมาณการจากบริษัทฯ								
(1) ปริมาณ LNG จากลูกค้าที่ได้มีการเจรจา ^{1/}	MMBtu	50,417	158,010	208,407	2,526,115	6,713,700	9,634,919	11,776,615
จำนวนลูกค้าทั้งหมดที่มีการสำรวจ	ราย	6	6	6	40	78	121	142
(2) ปริมาณ LNG เป้าหมายที่คาดว่าจะขายได้	MMBtu	37,660	158,010	195,670	1,412,577	2,826,401	3,027,366	3,817,372
จำนวนลูกค้าเป้าหมายของบริษัทฯ	ราย	6	6	6	20	31	53	62
อัตราส่วนความสำเร็จของปริมาณ (2)/(1)	ร้อยละ	74.70	100.00	93.88	55.92	42.10	31.42	32.41

หมายเหตุ: 1/ BIGGAS ได้ประเมินปริมาณพลังงานที่ลูกค้าแต่ละรายจะใช้ และคิดเทียบเป็นปริมาณ LNG ที่จะใช้ ไปเป็นปริมาณ LNG ที่คาดว่าจะขายได้

การกำหนดอัตราส่วนของปริมาณเป้าหมายโดยที่ปรึกษาทางการเงิน

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดอัตราส่วนของปริมาณขาย LNG จากเป้าหมายที่บริษัทฯ คาดว่าจะขายได้ โดยจะพิจารณาจากความคืบหน้าของการทำการตลาดและการเจรจากับลูกค้าของบริษัทฯ รวมถึงข้อมูลสนับสนุน เช่น ลูกค้าที่เริ่มสั่งซื้อ LNG แล้ว ลูกค้าที่ลงนามในสัญญา LOI หรือ MOU เป็นต้น โดยมีการปรับปรุงสมมติฐานที่ BIGGAS กำหนดในตารางที่ 1 เป็นดังนี้

(1) ครึ่งปีหลัง 2562 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ปริมาณขาย LNG ของบริษัทฯ ในครึ่งหลังของปี 2562 เท่ากับร้อยละ 75 ของปริมาณที่ BIGGAS คาดว่าจะขายได้โดยอ้างอิงจากจากอัตราส่วนความสำเร็จที่เกิดขึ้นจริงในช่วงครึ่งแรกของปี 2562 ทั้งนี้ จากการตรวจสอบเอกสารการสั่งซื้อของลูกค้าในช่วงครึ่งหลังของปี BIGGAS มีข้อตกลงการซื้อขาย LNG กับลูกค้าแล้วประมาณ 116,000 ล้านปีทียู ซึ่งใกล้เคียงกับการประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระที่ 118,507 ล้านปีทียู ตามตารางด้านล่าง

(2) ปี 2563 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ปริมาณขาย LNG ของบริษัทฯ ในปี 2563 ลดลงเหลือเท่ากับร้อยละ 65 ของปริมาณที่ BIGGAS คาดว่าจะขายได้ โดยอ้างอิงจากปริมาณความต้องการใช้ LNG ของกลุ่มลูกค้าที่แสดงความสนใจและตอบกลับความคืบหน้ามายัง BIGGAS จำนวนทั้งสิ้น 9 รายจากทั้งหมด 20 ราย ทั้งนี้ จากการตรวจสอบเอกสารการสั่งซื้อของลูกค้าทั้ง 9 รายคาดว่าจะมีปริมาณการสั่งซื้อรวม 1,134,261 ล้านปีทียู

(3) ปี 2564-2566 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ปริมาณขาย LNG ของบริษัทฯ ในปี 2564-2566 ลดลงเหลือเท่ากับร้อยละ 50 ของปริมาณที่ BIGGAS คาดว่าจะขายได้ ตามหลักความระมัดระวังทั้งนี้ จากการตรวจสอบเอกสารการสั่งซื้อของลูกค้าทั้ง 14 รายในปี 2564 คาดว่าจะมีปริมาณการสั่งซื้อรวม 1,552,190 ล้านปีทียู

(4) ปี 2567-2571 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ปริมาณขาย LNG ในปี 2567-2571 คงที่ เท่ากับปริมาณขายที่ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการไว้ในปี 2566 ตามหลักความระมัดระวัง

ตารางสรุปประมาณการจำนวนลูกค้าจากบริษัทฯและที่ปรึกษาทางการเงิน

ตารางที่ 2	หน่วย	1H2562A	2H2562F	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F
ประมาณการจากบริษัทฯ								
(1) ปริมาณ LNG เป้าหมายที่คาดว่าจะขายได้	MMBtu	37,660	158,010	195,670	1,412,577	2,826,401	3,027,366	3,817,372
จำนวนลูกค้าเป้าหมายรวมของบริษัทฯ	ราย	6	6	6	20	31	53	62
ประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ								
อัตราส่วนของปริมาณเป้าหมายจาก (1)	ร้อยละ	100	75	-	65	50	50	50

ตารางที่ 2 ประมาณการจากบริษัทฯ	หน่วย	1H2562A	2H2562F	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F
ปริมาณ LNG ที่คาดว่าจะขายได้ คาดการณ์โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ	MMBtu	37,660	118,507	156,167	920,203	1,414,761	1,515,243	1,910,246 ^{1/}
จำนวนลูกค้าที่มีการเซ็นสัญญา / รอเซ็น LOI/ รอการประมูล	ราย	6	6	6	9	14	อยู่ในช่วงแผนการทำ ตลาดและการหาลูกค้า เพิ่มเติม	
ปริมาณ LNG	MMbtu	37,660	116,000	153,660	1,134,261	1,552,190		

หมายเหตุ: 1/ เท่ากับปริมาณที่คาดว่าจะขายได้ในปี 2567-2571

อย่างไรก็ดี เนื่องจากธุรกิจ LNG เป็นธุรกิจใหม่ของ BIGGAS ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้ทำการวิเคราะห์
ความไว (Sensitivity Analysis) ของปริมาณขาย LNG ไว้เพิ่มเติม ซึ่งจะได้กล่าวในรายละเอียดต่อไป

ราคาขาย LNG เฉลี่ย

ราคาขาย LNG จะประกอบด้วย รายได้ค่าสินค้า LNG รายได้ค่าขนส่ง และรายได้จากเงินลงทุนสถานี LNG โดย
ราคาขายเฉลี่ยในช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 เท่ากับ 383.50 บาท/ล้านบีทียู (MMBtu)

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน ราคาขาย LNG เฉลี่ย
พิจารณาจากต้นทุน LNG, ต้นทุนค่าขนส่ง และต้นทุนเฉลี่ยเงินลงทุนลงทุนสถานี LNG โดยคิด Margin ประมาณร้อยละ
5.00 ของต้นทุนซื้อ อ้างอิงจาก Margin ที่ระบุในสัญญา Gas Supply Agreement และร่างสัญญา Gas Supply
Agreement จำนวน 2 ฉบับ ซึ่งระบุ Margin ที่ร้อยละ 5.50 และร้อยละ 5.00 ตามลำดับ ซึ่งต่ำกว่า Margin ในช่วง 6 เดือน
แรกปี 2562 ซึ่งเท่ากับร้อยละ 7.88 ของต้นทุนซื้อ LNG

นอกจากรายได้จากการขาย LNG จะมีรายได้จากค่าขนส่ง และรายได้ผลตอบแทนจากเงินลงทุนในเครื่องจักร
และอุปกรณ์ที่ BIGGAS ลงทุนให้ลูกค้าไปก่อน (ซึ่ง BIGGAS จะรวมรายได้เหล่านี้ไปสูตรคำนวณราคาขาย LNG) โดยมี
สมมติฐานที่สำคัญดังนี้

- ค่าขนส่ง ซึ่ง BIGGAS มีแผนที่จะคิดค่าขนส่งจากลูกค้าบวก Margin ร้อยละ 10 ของต้นทุนค่าขนส่งจริง
- ค่าเสื่อมราคาทรัพย์สินที่ BIGGAS ลงทุนในโครงการ LNG เช่น Regasification facility, LNG Tank, หัวรถลาก และถัง
น้ำมันสำหรับขนส่ง โดยจะกระจายเข้าเป็นส่วนหนึ่งของราคา LNG
- รายได้ผลตอบแทนจากเงินลงทุนใน Customer LNG Station ที่ BIGGAS ลงทุนให้ลูกค้าไปก่อน โดยคิดผลตอบแทน
ประมาณร้อยละ 7.50 ตามนโยบายของ BIGGAS คิดเป็นผลตอบแทนเฉลี่ยที่ 14.19 บาท/ล้านบีทียู จากการคำนวณ
ประมาณการเงินลงทุนเฉลี่ยสำหรับลูกค้าแต่ละขนาดและประมาณการผลตอบแทนจากการลงทุนที่ต้องการ ซึ่งจัดทำ
โดย BIGGAS ตามแผนการตลาด

4.2) ต้นทุนขาย LNG

ต้นทุนขาย LNG ประกอบด้วย ต้นทุนซื้อสินค้า LNG, ค่าขนส่ง และค่าใช้จ่ายพนักงาน

ต้นทุนขาย LNG ในช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 เท่ากับ 15.25 ล้านบาท (ประกอบด้วย ต้นทุน LNG เท่ากับ
13.30 ล้านบาท, ค่าขนส่ง 0.78 ล้านบาท และค่าใช้จ่ายพนักงาน 1.16 ล้านบาท) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 105.59 ของ
รายได้จากการขาย LNG โดย BIGGAS มีผลการดำเนินการในส่วน LNG ขาดทุนเนื่องจาก เพิ่งเริ่มต้นทำการตลาด LNG

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานที่สำคัญเกี่ยวกับต้นทุนขาย LNG ดังนี้

- ต้นทุนซื้อสินค้า LNG ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานต้นทุนซื้อสินค้า LNG ในปี 2562 - 2566 เฉลี่ย 352 – 385 บาท/MMBtu โดยอ้างอิงจากประมาณการราคา LNG ของตลาดค้าส่ง LNG ประจำปี 2562 - 2566 ที่จัดทำโดย ปตท. นอกจากนี้ ในปี 2567 – 2574 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานต้นทุนสินค้า LNG ต่อหน่วยเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลังและเป็นอัตราเพิ่มที่สอดคล้องกับอัตราเพิ่มของราคาจำหน่ายของปตท. ในช่วงระหว่างปี 2562 – 2566 ซึ่งมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยใกล้เคียงกัน
- ค่าขนส่ง ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานต้นทุนค่าขนส่งในปี 2562 เท่ากับ 20.83 บาท/MMBtu ซึ่งเท่ากับต้นทุนค่าขนส่งต่อหน่วยในช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 และในปี 2563 – 2571 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานต้นทุนค่าขนส่งต่อหน่วยเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี โดยอัตราการเพิ่มขึ้นอ้างอิงค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง

สรุปประมาณการทางการเงิน เกี่ยวกับรายได้จากการขายและต้นทุนขาย LNG

(หน่วย: ล้านบาท)

LNG ^{1/}	หน่วย	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F
ปริมาณขาย LNG	MMBtu	156,167	920,203	1,414,761	1,515,243	1,910,246	1,910,246	1,910,246	1,910,246	1,910,246	1,910,246
รายได้จากการขาย LNG เฉลี่ยต่อหน่วย	บาท/ MMBtu	425.47	445.39	446.68	440.95	443.09	451.99	461.07	468.81	477.91	487.28
ต้นทุนขาย LNG เฉลี่ยต่อ หน่วย	บาท/ MMBtu	426.23	418.46	418.44	415.75	416.89	425.41	434.11	441.45	450.16	459.13
รายได้จากการขาย LNG	ล้านบาท	66.45	409.85	631.95	668.15	846.41	863.42	880.76	895.54	912.93	930.83
ต้นทุนขาย LNG	ล้านบาท	(66.56) ^{2/}	(385.07)	(592.00)	(629.96)	(796.36)	(812.64)	(829.25)	(843.29)	(859.92)	(877.05)
กำไรขั้นต้น LNG	ล้านบาท	(9.43)	24.78	39.95	38.19	50.05	50.78	51.51	52.26	53.01	53.78
อัตรากำไรขั้นต้น – LNG	ร้อยละ	-16.51%	6.05%	6.32%	5.72%	5.91%	5.88%	5.85%	5.84%	5.81%	5.78%

หมายเหตุ: 1/ ไม่มีการแสดงมูลค่าในปี 2561 เนื่องจาก บริษัทเพิ่งเริ่มมีรายได้ในปี 2562

2/ ต้นทุนขายส่วนใหญ่ คือ ต้นทุน LNG รวมถึง ค่าเสื่อมราคาที่เกิดจากการลงทุนช่วงแรกในการสร้างถึงเก็บ LNG, รถขนส่ง LNG

5) รายได้อื่น

รายได้อื่น ประกอบด้วย ดอกเบี้ยรับจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน และรายได้อื่น ๆ

ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 รายได้อื่น เท่ากับ 2.46 ล้านบาท 1.89 ล้านบาท 8.31 ล้านบาท และ 4.18 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นร้อยละ 0.29 ร้อยละ 0.15 ร้อยละ 0.47 และร้อยละ 0.43 ของรายได้จากการขายและบริการ ตามลำดับ ทั้งนี้ รายได้อื่นที่เพิ่มขึ้นในปี 2561 และในช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 มีสาเหตุหลักมาจากการดอกเบี้ยเงินให้กู้ยืมแก่บริษัทย่อย

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานรายได้อื่น ๆ เท่ากับ ร้อยละ 0.13 ของรายได้จากการขายและบริการ ซึ่งอ้างอิงจากอัตราส่วนรายได้อื่น ๆ ในปี 2560 – 2561 และในช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่ได้พิจารณารายได้ดอกเบี้ยรับจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน

6) ค่าใช้จ่ายในการขาย

ค่าใช้จ่ายในการขาย ประกอบด้วย ค่าคอมมิชชั่น ค่าโฆษณาและส่งเสริมการขาย และค่ารับรอง

ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 ค่าใช้จ่ายในการขาย เท่ากับ 15.43 ล้านบาท 15.45 ล้านบาท 17.60 ล้านบาท และ 9.39 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นร้อยละ 1.80 ร้อยละ 1.21 ร้อยละ 0.99 และร้อยละ 0.97 ของรายได้จากการขายและบริการ ตามลำดับ

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการขาย เท่ากับ ร้อยละ 1.00 ของรายได้จากการขายและบริการ ซึ่งใกล้เคียงกับอัตราส่วนค่าใช้จ่ายในการขายต่อรายได้จากการขายและบริการในปี 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 และน่าจะสะท้อนโครงสร้างต้นทุนในปัจจุบันของ BIGGAS

7) ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายพนักงาน ค่าสาธารณูปโภค ค่าใช้จ่ายสำนักงาน ค่าเช่าสำนักงาน ค่ารักษาความปลอดภัยและความสะอาด ค่าธรรมเนียมธนาคาร ค่าธรรมเนียมหนังสือค้ำประกัน ค่าสอบบัญชี ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา ค่าเดินทาง ค่าเสื่อมราคาทรัพย์สิน หนังสือสัญญา ขาดทุนจากการด้อยค่า และค่าใช้จ่ายอื่นๆ เป็นต้น

ในปี 2559 – 2561 ค่าใช้จ่ายในการบริหาร เท่ากับ 42.47 ล้านบาท 48.40 ล้านบาท และ 59.36 ล้านบาท ตามลำดับ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.97 และร้อยละ 22.64 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 ค่าใช้จ่ายในการบริหาร เท่ากับ 26.92 ล้านบาท โดยค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เพิ่มขึ้นในปี 2560 ส่วนใหญ่จาก การรับรู้ ขาดทุนจากการด้อยค่าทรัพย์สิน หนังสือสัญญา และรายจ่ายต้องห้ามทางภาษีอากร ขณะที่ในปี 2561 ค่าใช้จ่ายในการบริหาร เพิ่มขึ้นส่วนใหญ่จากค่าใช้จ่ายพนักงานเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีจำนวนผู้บริหารเพิ่มขึ้นและมีการปรับเงินเดือนของผู้บริหารเดิม และค่าเสื่อมราคาทรัพย์สินเพิ่มขึ้น

สมมติฐานที่สำคัญเกี่ยวกับค่าใช้จ่ายในการบริหาร ดังนี้

- ค่าใช้จ่ายพนักงาน ในปี 2560 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 เท่ากับ 16.13 ล้านบาท 12.24 ล้านบาท 22.59 ล้านบาท และ 13.21 ล้านบาท ตามลำดับ ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายพนักงานในปี 2562 เท่ากับ 13.21 ล้านบาท อ้างอิงจากค่าใช้จ่ายพนักงานในช่วง 6 เดือนแรกปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) และในปี 2563 – 2578 ให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายพนักงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 ต่อปี ตามประมาณการของ BIGGAS
- ค่าธรรมเนียมธนาคารและค่าธรรมเนียมหนังสือค้ำประกัน เท่ากับร้อยละ 0.23 ของรายได้จากการขายและบริการ ซึ่งเท่ากับ ค่าเฉลี่ยอัตราส่วนค่าธรรมเนียมค่าธรรมเนียมธนาคารและค่าธรรมเนียมหนังสือค้ำประกันต่อรายได้จากการขายและบริการ ในช่วงปี 2560 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562
- หนังสือสัญญา เท่ากับร้อยละ 0.15 ของรายได้จากการขายและบริการ ซึ่งเท่ากับ ค่าเฉลี่ยอัตราส่วนหนังสือสัญญาต่อรายได้จากการขายและบริการ ในช่วงปี 2560 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562
- ค่าใช้จ่ายอื่น เช่น ค่าสาธารณูปโภค ค่าใช้จ่ายสำนักงาน ค่าเช่าสำนักงาน ค่ารักษาความปลอดภัยและความสะอาด ค่าธรรมเนียมธนาคาร ค่าธรรมเนียมหนังสือค้ำประกัน ค่าสอบบัญชี ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา ค่าเดินทาง และค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในปี 2562 เท่ากับค่าใช้จ่ายดังกล่าวในช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) และในปี 2563 – 2578 ให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายดังกล่าวเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตามค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง

สรุปค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เกิดขึ้นจริงปี 2561 และปีประมาณการ 2562-2571

(หน่วย: ล้านบาท)

ค่าใช้จ่ายบริหาร	2561A	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F
ค่าใช้จ่ายพนักงาน	22.59	26.41	27.73	29.12	30.57	32.10	33.71	35.39	37.16	39.02	40.97
ค่าธรรมเนียมธนาคารและ ค่าธรรมเนียมหนังสือค้ำประกัน	4.46	4.62	7.61	5.99	6.16	6.67	6.82	6.96	7.10	7.24	7.38
หนังสือจะสูญ	3.12	2.78	4.90	3.85	3.96	4.29	4.38	4.48	4.57	4.66	4.75
ค่าเสื่อมราคาทรัพย์สิน	11.72	11.07	11.35	11.41	8.99	7.99	2.23	2.51	2.75	2.94	2.41
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	17.48	16.01	16.34	16.68	17.02	17.37	17.73	18.10	18.48	18.86	19.25
รวมค่าใช้จ่ายบริหาร	59.36	60.88	67.94	67.05	66.70	68.42	64.87	67.44	70.05	72.71	74.77
อัตราส่วนค่าใช้จ่าย บริหารต่อรายได้ขายและ บริการ (ร้อยละ)	3.35%	2.55%	2.01%	2.53%	2.45%	2.32%	2.15%	2.19%	2.23%	2.27%	2.29%

8) ค่าใช้จ่ายลงทุน (Capital Expenditure)

ค่าใช้จ่ายลงทุน ส่วนใหญ่เป็นค่าใช้จ่ายลงทุนในส่วนยานพาหนะ/รถบรรทุก และค่าซื้อถังก๊าซ LPG โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน ค่าใช้จ่ายลงทุนส่วนยานพาหนะร้อยละ 10 ของรายได้จากค่าเช่ารถบรรทุกหรือประมาณ 0.72 – 0.82 ล้านบาทต่อปี และค่าใช้จ่ายซื้อถังก๊าซ LPG เท่ากับ 0.69 – 1.40 ล้านบาทต่อปี ตามประมาณการของ BIGGAS โดยพิจารณาจากจำนวนถังแก๊ส LPG ที่มีอยู่ อายุการใช้งาน และประมาณการขายที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ให้สมมติฐาน ค่าใช้จ่ายลงทุนในทรัพย์สินอื่นๆ อีกประมาณ 1 ล้านบาทต่อปี และเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตลอดระยะเวลาประมาณการ

ในส่วนของธุรกิจ LNG ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดสมมติฐานว่ามี ค่าใช้จ่ายลงทุนในธุรกิจ LNG ในปี 2562 – 2566 เท่ากับ 43.20 – 80.86 ล้านบาทต่อปี ซึ่งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ทำการปรับปรุงปริมาณเงินลงทุนในธุรกิจ LNG ที่ประมาณการโดย BIGGAS เพื่อสะท้อนถึงปริมาณขาย LNG ที่ลดลงจากที่ BIGGAS ทำการประมาณไว้ ตามข้อสมมติฐานของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระที่กล่าวถึงก่อนหน้านี้ นอกจากนี้ ตั้งแต่ปี 2567 – 2571 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดสมมติฐานว่าไม่มีลูกค้ารายใหม่ที่ BIGGAS ต้องลงทุนในส่วนสถานี LNG ให้ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนจะเป็นในส่วนรถขนส่ง LNG เป็นหลัก ที่ประมาณ 3.45 ล้านบาทต่อปี

(หน่วย: ล้านบาท)

ค่าใช้จ่ายลงทุน	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F
ยานพาหนะและทรัพย์สินอื่นๆ	1.37	1.78	1.81	1.85	1.89	1.93	1.97	2.01	2.05	2.09
ถังก๊าซ	1.40	0.69	0.80	0.86	0.95	1.01	1.04	1.07	1.11	1.14
ธุรกิจ LNG	50.33	80.86	47.70	76.95	43.20	3.45	3.45	3.45	3.45	3.45
รวมค่าใช้จ่ายลงทุน	53.10	83.32	50.31	79.66	46.04	6.39	6.46	6.53	6.60	6.68

9) ดอกเบี้ยจ่าย

ดอกเบี้ยจ่ายจากเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงินและระยะสั้นจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน โดยมีอัตราดอกเบี้ยประมาณร้อยละ 5.50 - 7.12 ต่อปี

10) ภาษีเงินได้นิติบุคคล

กำหนดให้อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20 ตลอดระยะเวลาประมาณการ

11) อัตราการหมุนเวียนสินทรัพย์หมุนเวียนและหนี้สินหมุนเวียน

อัตราส่วนอัตราการหมุนเวียนสินทรัพย์หมุนเวียนและหนี้สินหมุนเวียนของ BIGGAS อ้างอิงจากข้อมูลในอดีตสรุปได้ดังนี้

ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น	เฉลี่ยประมาณ 74 วัน
สินค้าคงเหลือ	เฉลี่ยประมาณ 11 วัน
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น	เฉลี่ยประมาณ 32 วัน

โดยอาศัยข้อมูลและสมมติฐานที่กำหนดข้างต้น สรุปประมาณการทางการเงินของ BIGGAS ปี 2562 – 2571 ได้ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

BIGGAS	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F
งบกำไรขาดทุน										
รายได้จากการขาย LPG	1,695.08	1,758.00	1,779.24	1,814.56	1,857.66	1,902.82	1,945.39	1,987.04	2,028.63	2,070.12
ต้นทุนขาย LPG	(1,625.26)	(1,683.64)	(1,704.10)	(1,738.04)	(1,779.43)	(1,822.80)	(1,863.70)	(1,903.74)	(1,943.73)	(1,983.63)
กำไรขั้นต้น – LPG	69.82	74.36	75.13	76.51	78.22	80.02	81.68	83.30	84.90	86.49
รายได้จากการขาย LNG	57.13	409.85	631.95	668.15	846.41	863.42	880.76	895.54	912.93	930.83
ต้นทุนขาย LNG	(66.56)	(385.07)	(592.00)	(629.96)	(796.36)	(812.64)	(829.25)	(843.29)	(859.92)	(877.05)
กำไรขั้นต้น – LNG	(9.43)	24.78	39.95	38.19	50.05	50.78	51.51	52.26	53.01	53.78
รายได้บริการ	187.90	186.82	190.61	194.48	198.43	202.46	206.57	210.76	215.04	219.40
ต้นทุนบริการ	(121.68)	(126.72)	(129.30)	(131.94)	(134.63)	(137.38)	(140.19)	(143.05)	(145.98)	(148.97)
กำไรขั้นต้นบริการ	66.22	60.10	61.31	62.54	63.80	65.08	66.38	67.71	69.06	70.44
รายได้รับเหมาก่อสร้าง	213.60	811.43	455.71	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
ต้นทุนรับเหมาก่อสร้าง	(169.84)	(649.14)	(364.57)	(40.00)	(40.00)	(40.00)	(40.00)	(40.00)	(40.00)	(40.00)
กำไรขั้นต้น – รับเหมาก่อสร้าง	43.76	162.29	91.14	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
รวมรายได้จากการขายและบริการ	2,153.71	3,166.10	3,057.51	2,727.19	2,952.50	3,018.69	3,082.72	3,143.34	3,206.60	3,270.36
EBITDA	128.81	250.72	199.80	127.20	140.49	141.99	143.35	141.73	142.24	142.72
EBIT	110.59	226.82	172.40	96.84	107.98	114.76	115.33	115.89	116.38	117.50
กำไรสุทธิ	43.53	155.83	117.42	62.02	73.45	84.97	89.08	89.52	89.91	90.81
งบแสดงฐานะการเงิน										
สินทรัพย์รวม	2,834.92	3,033.32	2,923.31	2,957.48	2,934.80	2,874.92	2,967.82	3,061.10	3,154.78	3,249.35
หนี้สินรวม	1,092.68	1,135.24	907.81	879.96	783.82	638.97	642.81	646.57	650.33	654.09
ส่วนของผู้ถือหุ้น	1,742.25	1,898.08	2,015.50	2,077.52	2,150.98	2,235.94	2,325.02	2,414.54	2,504.45	2,595.26

12) อัตราการขยายตัวของกระแสเงินสดหลังจากช่วงระยะเวลาประมาณการ (Terminal Value Growth)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีความเห็นว่าธุรกิจของ BIGGAS จะมีการดำเนินธุรกิจอย่างต่อเนื่อง ถึงแม้ว่าจะมีธุรกิจที่มีอายุสัญญาครบกำหนดที่แตกต่างกัน แต่สัญญาที่ครบกำหนดอายุเคยมีประวัติการต่ออายุสัญญา เช่น สัญญาจ้างปฏิบัติการและบำรุงรักษาสถานี โดยการดำเนินธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับสัญญาดังกล่าว เช่น รายได้จาก Calibrate รายได้จากการให้เขายานพาหนะ เป็นงานที่ช่วยส่งเสริมและสนับสนุนให้ครอบคลุมต่องานบริการที่ได้รับจาก ปตท.ได้มากขึ้น สำหรับรายได้จากธุรกิจอื่นๆ เช่น บริการรถชุดดิน บริการรับเหมาก่อสร้าง BIGGAS ได้มีการจัดเตรียมทีมงานต่างๆรองรับการดำเนินธุรกิจในแต่ละด้านและมุ่งที่จะขยายงานที่มีอยู่ในปัจจุบันให้มากขึ้นกว่าเดิม เมื่อพิจารณาผลการดำเนินงานใน

อดีตโดยรวมแล้วถึงแม้ว่ารายได้บางประเภทจะมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงบ้างในแต่ละปี แต่ก็ยังมีความต่อเนื่องของการดำเนินธุรกิจ

นอกจากนี้ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้กำหนดให้อัตราการขยายตัวของกระแสเงินสดหลังจากช่วงระยะเวลาประมาณการ (Terminal Value Growth) เท่ากับร้อยละ 1.00 ต่อปี โดยคาดว่าธุรกิจจะมีการขยายตัวอย่างต่อเนื่องในอนาคต โดยมีสมมติฐานว่าเป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 50 ของอัตรา CPI เท่านั้น

13) อัตราส่วนลด (Discount Rate)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ต้นทุนทางการเงินถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) จากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนของหนี้ (K_D) และต้นทุนของทุน (K_E) ของกลุ่ม BIGGAS เป็นอัตราส่วนลดที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ BIGGAS โครงการฯ ดังนี้

WACC = $K_E * E / (D + E) + K_D * (1 - T) * D / (D + E)$	
K_E	= ต้นทุนของทุน หรืออัตราผลตอบแทนที่ผู้ถือหุ้นต้องการ (R_E)
K_D	= ต้นทุนของหนี้ หรืออัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของกลุ่ม BIGGAS
T	= อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล
E	= ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
D	= หนี้สินที่มีดอกเบี้ย

ต้นทุนของทุน (K_E) หรืออัตราผลตอบแทนที่ผู้ถือหุ้นต้องการ (R_E) คำนวณได้จาก Capital Asset Pricing Model (CAPM) ดังนี้

K_E (หรือ R_E)	= $R_f + \beta (R_m - R_f)$
---------------------	-----------------------------

โดยที่

Risk Free Rate (R_f) = อ้างอิงจากอัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลอายุ 20 ปี มีค่าเท่ากับร้อยละ 2.62 ต่อปี (ข้อมูล ณ วันที่ 28 มิถุนายน 2562) ซึ่งเป็นอัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลที่มีระยะเวลาคงเหลือกับประมาณการและอัตราผลตอบแทนอัตราผลตอบแทนรายปีถ่วงเฉลี่ยจากการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ซึ่งใช้ในการจัดทำประมาณการในครั้งนี้

Beta (β) = 0.74 เท่า โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ย Unlevered Beta ของบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ซึ่งอยู่ในหมวดพลังงานและสาธารณูปโภค กลุ่มอุตสาหกรรมทรัพยากร จำนวน 5 บริษัท² ซึ่งดำเนินธุรกิจเช่นเดียวกันกับกลุ่ม BIGGAS กล่าวคือ บริษัทที่ดำเนินธุรกิจ

² ประกอบด้วย บมจ. สยามแก๊ส แอนด์ ปิโตรเคมีคัลส์, บมจ. สแกน อินเตอร์, บมจ. เซเว่น ยูทิลิตี้ส์ แอนด์ พาวเวอร์, บมจ. เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี และ บมจ. บริการเชื้อเพลิงการบินกรุงเทพ ไม่รวม บมจ. สากล เอนเนอจี ซึ่งจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2560 และ บมจ. ดับบลิวพี เอนเนอจี ซึ่งหุ้นของบริษัทกลับมาซื้อขายเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2560 (ทั้ง 2 บริษัทมีการซื้อขายหลักทรัพย์น้อยกว่า 2 ปี)

นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ซึ่งอยู่ในหมวดพลังงานและสาธารณูปโภค กลุ่มอุตสาหกรรมทรัพยากร ที่ดำเนินธุรกิจโรงกลั่นปิโตรเลียม และ/หรือ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม อีก 9 บริษัท ได้แก่ บาง

สถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) และ/หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และ/หรือธุรกิจค้า
ก๊าซธรรมชาติ (NGV) และ/หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) (ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี จนถึงวันที่
28 มิถุนายน 2562) และปรับปรุงด้วยประมาณการอัตราส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้
ถือหุ้นในขนาดของกลุ่ม BIGGAS ในปี 2562 - 2571 (ระยะเวลาประมาณการ)

Market Risk (R_m) = อัตราผลตอบแทนรายเดือนถัวเฉลี่ยจากการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ เฉลี่ยย้อนหลัง 20 ปี
เท่ากับร้อยละ 11.70 ต่อปี

K_d = ประมาณการอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมที่ประมาณร้อยละ 5.40 จากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักอัตรา
ดอกเบี้ยเงินกู้ยืมของกลุ่ม BIGGAS ซึ่งเงินกู้ยืมส่วนใหญ่ของกลุ่ม BIGGAS ในอนาคตคือเงิน
กู้ยืมในส่วนของ TPN ซึ่งมีอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมประมาณร้อยละ 4.70 ต่อปี ขณะที่ BIGGAS
และ JN มีอัตราดอกเบี้ยประมาณร้อยละ 5.50 - 7.12 ต่อปี

T = ประมาณอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล ที่ร้อยละ 20 ต่อปี

Debt/Equity เป็นการคำนวณจากหนี้สินที่มีดอกเบี้ยหารด้วยส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีการเปลี่ยนแปลงไปตามโครงสร้างทางการเงิน
ในแต่ละปีและทำให้อัตราส่วนลดมีการแปรผันตามโครงสร้างดังกล่าว โดยสัดส่วนดังกล่าวของ BIGGAS อยู่ในช่วง 0.57-
1.60 เท่าตลอดช่วงประมาณการ

ดังนั้น อัตราส่วนลดหรือ WACC ที่คำนวณได้เท่ากับร้อยละ 7.36 - 7.57 ต่อปี

กระแสเงินสดของ BIGGAS สรุปได้ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

BIGGAS	2H2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F
EBIT	62.43	226.82	172.40	96.84	107.98	114.76	115.33	115.89	116.38	117.50
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	(20.15)	(45.36)	(34.48)	(19.37)	(21.60)	(22.95)	(23.07)	(23.18)	(23.28)	(23.50)
ค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่าย	11.82	23.89	27.39	30.36	32.51	27.24	28.01	25.84	25.86	25.22
เงินทุนหมุนเวียน	(39.56)	(99.79)	44.73	51.82	(9.58)	(8.06)	(7.66)	(7.49)	(7.52)	(7.53)
ค่าใช้จ่ายลงทุน	(53.10)	(83.32)	(50.31)	(79.66)	(46.04)	(6.39)	(6.46)	(6.53)	(6.60)	(6.68)
กระแสเงินสดของกิจการ	(38.55)	22.24	159.74	79.99	63.27	104.60	106.17	104.53	104.84	105.01
มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสด	(37.20)	19.97	133.36	62.08	45.66	70.21	66.31	60.76	56.74	52.94

BIGGAS	(ล้านบาท)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	530.82
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดหลังจากช่วงระยะเวลาประมาณการ (PV of Terminal Value)	840.65
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	1,371.47

จาก, เอสโซ่, ไออาร์พีซี, พีทีจี, ปตท., อาร์พีซี, สตาร์ ปิโตรเลียม, ชัสโก้, และไทยออยล์ พบว่าบริษัทเหล่านี้มีการดำเนินธุรกิจที่เกี่ยวข้องกันกับ
การจำหน่ายปิโตรเลียม ก๊าซธรรมชาติ (NGV) และ/หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (โดยเฉพาะกลุ่ม PTT) แต่บริษัทเหล่านี้เป็นบริษัทใหญ่ มีระดับ
ความเสี่ยงในการดำเนินธุรกิจในด้านอื่นๆ ที่มากกว่ากลุ่ม BIGGAS ซึ่งดำเนินธุรกิจซื้อขายไปซึ่งก๊าซธรรมชาติและก๊าซปิโตรเลียมเหลว และ
ธุรกิจท่อส่งก๊าซ จึงไม่ได้เลือกบริษัทข้างต้นมาใช้ในครั้งนี้

มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ BIGGAS เท่ากับ 1,371.47 ล้านบาท

ที่ปรึกษาทางการเงินได้ทำการวิเคราะห์ผลกระทบของมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ BIGGAS จากการเปลี่ยนแปลงในปริมาณการขาย LNG ซึ่งปัจจุบันยังเป็นธุรกิจใหม่ของ BIGGAS โดยที่ปรึกษาทางการเงินได้ทำการวิเคราะห์ในกรณีต่างๆ ดังนี้

1. ปริมาณขาย LNG ได้ตามเป้าหมายของ BIGGAS ในปี 2563 – 2566 (Best Case Scenario)
2. ปริมาณขาย LNG ได้ในสัดส่วนร้อยละ 50 – 75 ของปริมาณขาย LNG ตามเป้าหมายของ BIGGAS ในปี 2563 – 2566 ตามที่กล่าวถึงก่อนหน้านี้ (Base Case Scenario)
3. ปริมาณขาย LNG ในช่วงครึ่งหลังของปี 2562 และปี 2563 ขายได้ในสัดส่วนร้อยละ 50 ของปริมาณขาย LNG ตามเป้าหมายของ BIGGAS ในช่วงครึ่งหลังของปี 2562 และปี 2562 และในปี 2564 – 2566 ปริมาณขาย LNG ปีละประมาณปีละ 1 พันล้านล้านปีทิว (Worst Case Scenario)

สรุปปริมาณ LNG ในกรณีต่างๆ ดังนี้

BIGGAS	หน่วย	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F
Best Case Scenario	MMBtu	195,670	1,412,577	2,826,401	3,027,366	3,817,372
Base Case Scenario	MMBtu	156,167	920,203	1,414,761	1,515,243	1,910,246
Worst Case Scenario	MMBtu	116,665	707,848	1,000,236	1,000,060	1,000,205

นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ทำการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) ของมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ BIGGAS โดยปรับค่าของอัตราส่วนลด (Discount Rate) หรือ WACC จากเดิมเพิ่มขึ้นและลดลงร้อยละ 0.25 ต่อปี จากอัตราส่วนลดข้างต้น

โดยสรุปผลของการวิเคราะห์กรณีและการวิเคราะห์ความไวของมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ BIGGAS ได้ดังนี้

BIGGAS	Discount Rate (ร้อยละต่อปี)		
	WACC+0.25%	7.36% - 7.57%	WACC-0.25%
Best Case Scenario	1,789.46	1,873.26	1,964.07
Base Case Scenario	1,315.04	1,371.47	1,432.54
Worst Case Scenario	1,090.36	1,133.89	1,180.95

ผลจากการวิเคราะห์กรณีและการวิเคราะห์ความไวโดยการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนลด จะได้มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ BIGGAS เท่ากับ 1,090.36 – 1,964.07 ล้านบาท

อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเห็นว่ามูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ BIGGAS คือกรณีฐาน (Base Case Scenario) จากการวิเคราะห์ของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ตามที่กล่าวถึงที่มาและเหตุผลต่างๆ ในสมมติฐานข้างต้น ดังนั้น มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ BIGGAS จากวิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสด เท่ากับ 1,315.04 – 1,432.54 ล้านบาท

5.2 บริษัท ไทย ไปป์ไลน์ เน็ตเวิร์ค จำกัด (“TPN”)

TPN ดำเนินธุรกิจขนส่งน้ำมันโดยระบบขนส่งทางท่อโครงการขยายระบบการขนส่งน้ำมันทางท่อไปภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (เส้นทางสระบุรี – ขอนแก่น) (“โครงการ TPN”) เริ่มจากบริเวณคลังน้ำมัน บริษัท ท่อส่งปิโตรเลียมไทย จำกัด (Thappline) ที่อำเภอเสนาให้ จังหวัดสระบุรี และแยกขึ้นเส้นทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือผ่านจังหวัดสระบุรี ลพบุรี นครราชสีมา และชัยภูมิ ไปยังคลังน้ำมันขนาด 142 ล้านลิตร ที่อำเภอบ้านไผ่ จังหวัดขอนแก่น ระยะทางประมาณ 342 กิโลเมตร โดยปัจจุบันโครงการ TPN อยู่ระหว่างการก่อสร้าง มีความคืบหน้าของโครงการประมาณร้อยละ 6.33 ซึ่งใกล้เคียงกับความคืบหน้าตามแผนงานที่ร้อยละ 6.20 และคาดว่าจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ประมาณไตรมาสที่ 4 ปี 2564

การประเมินมูลค่าหุ้นตามวิธีนี้ เป็นวิธีที่คำนึงถึงผลการดำเนินงานของ TPN ในอนาคต โดยการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของประมาณการกระแสเงินสดสุทธิด้วยอัตราส่วนลดที่เหมาะสม ซึ่งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้คำนวณหาอัตราต้นทุนทางการเงินถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) เพื่อใช้เป็นอัตราส่วนลดและคำนวณหากระแสเงินสดสุทธิในอนาคตจากประมาณการทางการเงินของ TPN ในระยะเวลา 23 ปีข้างหน้า (ปี 2562 - 2584) นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานธุรกิจของ TPN จะยังคงดำเนินต่อไปอย่างต่อเนื่อง (Going Concern Basis) ไม่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญเกิดขึ้น และเป็นไปภายใต้ภาวะเศรษฐกิจและสถานการณ์ในปัจจุบัน

ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีแนวทางการกำหนดสมมติฐานโดยอ้างอิงจากเอกสารสัญญา ที่มีความคืบหน้าของการเจรจาต่อรองล่าสุดกับฝ่ายต่างๆที่เกี่ยวข้อง และมีการคำนวณค่าใช้จ่ายบางรายการที่ชัดเจนมากขึ้นโดยทีมงานของบริษัทหรือผู้เชี่ยวชาญอิสระ เมื่อเทียบกับช่วงเริ่มต้นของการลงทุนโครงการในปี 2561

รายละเอียดโครงการขยายระบบท่อขนส่งน้ำมันไปภาคตะวันออกเฉียงเหนือของ TPN สรุปได้ดังนี้

รายละเอียด	โครงการ TPN
แนววางท่อ	สระบุรี – ลพบุรี – นครราชสีมา – ชัยภูมิ – ขอนแก่น
ระยะทาง	342 กิโลเมตร
ขนาดท่อส่งน้ำมัน	ท่อเหล็กเหนียวพิเศษ ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 16 นิ้ว
ประเภทของน้ำมันส่งผ่านท่อ	น้ำมันพื้นฐานชนิด ดีเซล, แก๊สโซฮอล์ และเบนซิน
ความสามารถขนส่งน้ำมันสูงสุด (Delivery Capacity of Pipeline)	6,000 ล้านลิตร/ปี
ความจุของถังเก็บน้ำมัน	142 ล้านลิตร
พื้นที่คลังน้ำมัน	202 ไร่
มูลค่าโครงการฯ โดยประมาณ	9,403.68 ^{1/} ล้านบาท
ระยะเวลาเปิดให้บริการ	ไตรมาสที่ 4 ปี 2564
ร่างสัญญา Pipeline Connection Agreement กับ Thappline (คณะทำงานของ TPN และ Thappline ได้ตกลงในหลักการแล้วตามร่างสัญญา Pipeline Connection Agreement และสัญญาที่เกี่ยวข้อง โดย Thappline จะนำเสนอคณะกรรมการและผู้ถือหุ้นเพื่อพิจารณา และคาดว่าจะมีการลงนามในสัญญาประมาณปลายเดือนกันยายน 2562)	สัญญามีอายุ 20 ปี และสามารถต่ออายุได้อีกครั้งละ 10 ปี โดยคู่สัญญาแจ้งเป็นลายลักษณ์อักษรล่วงหน้า 12 เดือนก่อนวันครบกำหนดอายุสัญญา ทั้งนี้ สัญญาที่เกี่ยวข้องจะมีการขยายอายุไปถึงช่วงเวลาเช่นเดียวกับระยะเวลาของ Operating Service Agreement (โปรดดูรายละเอียดเพิ่มเติมในเอกสารแนบ 3)

หมายเหตุ: 1/ ประกอบด้วย ค่าที่ดินและต้นทุนทางตรงของโครงการฯ ประมาณ 9,200 ล้านบาท และค่าใช้จ่ายก่อนมีรายได้เชิงพาณิชย์ (Pre-Operating Expenses) จากการขนส่งน้ำมันทางท่อประมาณ 200 ล้านบาท (ไม่รวมต้นทุนทางการเงินระหว่างก่อสร้าง)

โครงการ TPN จะเชื่อมต่อกับระบบท่อของ Thapline³ ที่อำเภอเสนาห์ จังหวัดสระบุรี และไปสิ้นสุดที่อำเภอบ้านไผ่ จังหวัดขอนแก่น รวมระยะทาง 342 กิโลเมตร โดยโครงการ TPN จะมีเป้าหมายรองรับการจัดส่งน้ำมันไปยังพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบนและตอนกลางบางส่วน และเป็นเส้นทางเชื่อมสู่ประเทศลาว ทางเมืองเวียงจันทน์ สะหวันนะเขต และท่าแขก ในอนาคต

ดังนั้น โครงการขยายระบบท่อน้ำมันไปภาคตะวันออกเฉียงเหนือของ TPN จะสามารถรองรับน้ำมันที่ส่งผ่านระบบท่อของ Thapline ซึ่งส่งมาจากโรงกลั่นน้ำมันของเอสโซ่ โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ (TOP) โรงกลั่นน้ำมันพีทีทีจีซี (PTTGC) โรงกลั่นสตาร์ปิโตรเลียม (SPRC) คลังน้ำมัน ปตท. และคลังน้ำมันของบริษัท ชลบุรี เทอร์มินัล จำกัด เพื่อส่งน้ำมันไปยังปั๊มบริการน้ำมันและโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบนและตอนกลางบางส่วน รวมถึงส่งต่อไปยังประเทศลาว

สมมติฐานที่สำคัญในการประเมินมูลค่ากิจการของ TPN จากโครงการขยายระบบท่อน้ำมันไปภาคตะวันออกเฉียงเหนือ สรุปได้ดังนี้

1) รายได้ค่าบริการ

รายได้ส่วนใหญ่ของโครงการขยายระบบท่อน้ำมันไปภาคตะวันออกเฉียงเหนือมาจาก (1) การให้บริการขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงทางระบบท่อน้ำมัน ซึ่งจะวางแผนท่อน้ำมันในเขตทางหลวงและทางหลวงชนบท และ (2) รายได้ค่าบริการรับฝากน้ำมัน ที่คลังขอนแก่น

▪ รายได้ค่าบริการผ่านท่อ (Throughput Tariff)

โครงการมีเป้าหมายในขั้นแรกคือการรองรับการจัดส่งน้ำมันไปยังพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบนและตอนกลาง และประเทศลาวในอนาคต โดยปัจจุบัน TPN ได้รับจดหมายแสดงความสนใจ และ/หรือ จดหมายรับทราบ และ/หรือรายการการประชุม จากผู้ค้าน้ำมันในประเทศรายหลักๆ จำนวน 6 ราย (ประกอบด้วย PTTOR, ESSO, SHELL, CHEVRON, SUSCO และบางจาก) และบริษัทค้าน้ำมันในประเทศลาวจำนวน 2 ราย นอกจากนี้ เมื่อเดือนตุลาคม 2559 TPN ได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจการลงทุนและการใช้ท่อน้ำมันกับบริษัทน้ำมันแห่งหนึ่งในประเทศลาว

ก. ปริมาณน้ำมันผ่านท่อ

ตามบันทึกข้อตกลง (Memorandum of Understanding for Connection and Operation of Petroleum Pipeline Extension of North and Northeast Regions of Thailand) ลงวันที่ 23 พฤษภาคม 2560 และสัญญาประกอบบันทึกความเข้าใจ สำหรับการเชื่อมต่อและดำเนินการของโครงการขยายระบบท่อน้ำมันไปภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Supplemental Agreement to Memorandum of Understanding for Connection and Operation of Petroleum Pipeline Extension of North and Northeast Regions of Thailand) ระหว่าง Thapline กับ TPN ลงวันที่

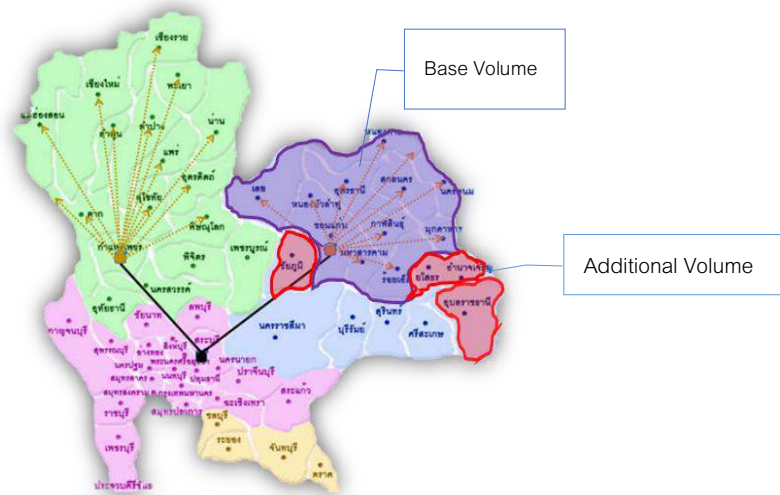
³ ท่อส่งน้ำมันศรีราชา-สระบุรี ของ Thapline มีความยาว 255 กิโลเมตร ออกแบบให้มีกำลังการขนส่งสูงสุด 26,000 ล้านลิตรต่อปี มีเส้นทางเริ่มต้นจากสถานีสูบน้ำมันต้นทางที่ศรีราชา จังหวัดชลบุรี โดยรับน้ำมันจากโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ คลังน้ำมัน ปตท. และคลังน้ำมันของบริษัท ชลบุรี เทอร์มินัล จำกัด เพื่อลำเลียงไปยังคลังปลายทางที่อำเภอลำลูกกา จังหวัดปทุมธานี และที่อำเภอเสนาห์ จังหวัดสระบุรี โดยมีท่อแยกไปที่คลังน้ำมันท่าอากาศยานดอนเมือง และ Thapline ได้ขยายระบบท่อส่งจากศรีราชา (ท่อส่งน้ำมันมาตาฟูด-ศรีราชา) ไปเชื่อมต่อยังโรงกลั่นน้ำมันพีทีทีจีซี (PTTGC) และโรงกลั่นสตาร์ปิโตรเลียม (SPRC) ที่นิคมอุตสาหกรรมมาตาฟูด มีความยาวท่อประมาณ 67 กิโลเมตร ออกแบบให้มีกำลังการขนส่งสูงสุด 10,600 ล้านลิตรต่อปี

22 พฤษภาคม 2562 ในการจัดสรรกำลังการผลิตน้ำมัน (Capacity) ของระบบท่อและคลังน้ำมัน TPN จะต้องให้สิทธิกับลูกค้าของ Thappline (Thappline Shipper) ก่อนลูกค้าอื่น (Non-Thappline Shipper) โดยเฉพาะลูกค้าของ Thappline ที่เป็นผู้ถือหุ้นของ Thappline⁴ (ปัจจุบัน TPN ได้รับจดหมายแสดงความสนใจ และ/หรือ จดหมายรับทราบ และ/หรือ รายการการประชุม จากผู้ถือหุ้นของ Thappline จำนวน 5 ราย ได้แก่ PTTOR, ESSO, SHELL, CHEVRON และ SUSCO)

ทั้งนี้ การคาดการณ์ปริมาณน้ำมันผ่านท่อของโครงการฯ แบ่งพิจารณาเป็น 3 กลุ่ม ดังนี้

- ปริมาณน้ำมันพื้นฐาน (Base Volume) เป็นปริมาณน้ำมันผ่านท่อเพื่อจัดจำหน่ายในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบน ประกอบด้วย จังหวัดขอนแก่น อุดรธานี เลย หนองคาย มหาสารคาม ร้อยเอ็ด กาฬสินธุ์ สกลนคร นครพนม มุกดาหาร บึงกาฬ และหนองบัวลำภู
- ปริมาณน้ำมันส่วนเพิ่ม (Additional Volume) เป็นปริมาณน้ำมันผ่านท่อเพื่อจัดจำหน่ายในจังหวัดอื่นๆ ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนกลางและตอนใต้บางส่วน ได้แก่ ชัยภูมิ ภูมิพล อำนาจเจริญ และอุบลราชธานี
- ปริมาณน้ำมันส่งออกไปยังประเทศลาว ทางเวียงจันทน์ สะหวันนะเขต และท่าแขก

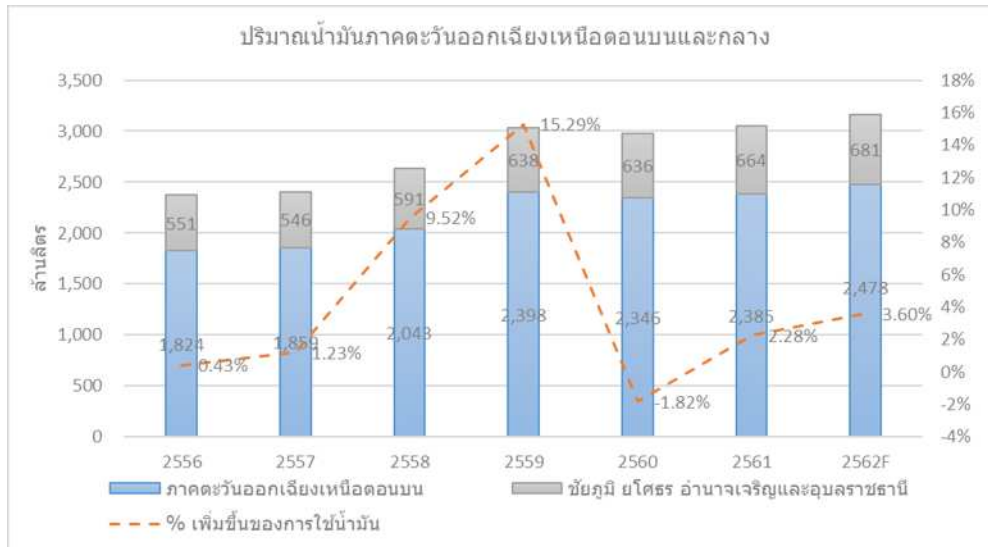
แผนภาพกลุ่มจังหวัดเป้าหมายในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย



ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระอ้างอิงถึงปริมาณจำหน่ายน้ำมันเบนซินและดีเซลรายจังหวัดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือในจังหวัดเป้าหมาย และข้อมูลปริมาณน้ำมันส่งออกไปยังประเทศลาวในอดีต โดยปริมาณการจำหน่ายน้ำมันไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบนและจังหวัดชัยภูมิ ภูมิพล อำนาจเจริญ และอุบลราชธานี รวม 3,049.44 ล้านลิตรต่อปี ในปี 2561 และมีการเพิ่มขึ้นเฉลี่ยสะสม (CAGR) ร้อยละ 5.12 ต่อปี ในช่วง 5 ปีย้อนหลัง (ปี 2556 – 2561) และปริมาณน้ำมันส่งออกไปยังประเทศลาว เท่ากับ 1,265.56 ล้านลิตร ในปี 2561 โดยเพิ่มขึ้นเฉลี่ยสะสม (CAGR) ร้อยละ 6.19 ต่อปี ในช่วง 5 ปีย้อนหลัง (ปี 2556 – 2561) อย่างไรก็ตาม ในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา การเพิ่มขึ้นของปริมาณน้ำมันส่งออกไปยังประเทศลาวมีอัตราที่ลดลง โดยมีอัตราการเพิ่มขึ้นเฉลี่ยสะสม (CAGR) ร้อยละ 0.73 ต่อปี (ปี 2558 – 2561)

⁴ ผู้ถือหุ้นของ Thappline ประกอบด้วย ปตท., เอสโซ่, เชฟรอน, เชลล์, ไทยออยล์, คูเวตปิโตรเลียม และซีจี ดีเซลเออร์ส (ที่มา: www.thappline.co.th)

**ปริมาณน้ำมันจำหน่ายไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบน
และจังหวัดชัยภูมิ ยโสธร อำนาจเจริญ และอุบลราชธานี**



ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน

หมายเหตุ: 1/เฉพาะน้ำมันพื้นฐานเบนซินและดีเซล
2/ประมาณปริมาณน้ำมันในปี 2562 จากปริมาณน้ำมันที่จำหน่ายในจังหวัดต่างๆ ในช่วงเดือนมกราคม - พฤษภาคม 2562 และคิดเป็นสัดส่วนของปริมาณการใช้น้ำมันในระยะเวลาเดียวกันของปี 2561

ปริมาณส่งออกน้ำมันไปประเทศลาว



ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน

หมายเหตุ: 1/ ประมาณปริมาณน้ำมันในปี 2562 จากปริมาณน้ำมันที่จำหน่ายในจังหวัดต่างๆ ในช่วงเดือนมกราคม - พฤษภาคม 2562 และคิดเป็นสัดส่วนของปริมาณการใช้น้ำมันในระยะเวลาเดียวกันของปี 2561

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ปริมาณการจำหน่ายน้ำมันไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบนและตอนกลางเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.00 ต่อปี ตามประมาณการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทยและตามหลักความระมัดระวัง ทั้งนี้ อัตราการเพิ่มขึ้นของปริมาณน้ำมันตามสมมติฐานของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ดังกล่าวจะต่ำกว่าค่าเฉลี่ยการเพิ่มขึ้นของปริมาณการจำหน่ายน้ำมันไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบนและ
ตอนกลาง ซึ่งมีการเพิ่มขึ้นเฉลี่ยสะสม (CAGR) ร้อยละ 5.12 ต่อปี ในช่วง 5 ปีย้อนหลัง (ปี 2556 – 2561) และปริมาณ
น้ำมันส่งออกไปยังประเทศลาวคงที่ตลอดระยะเวลาประมาณการ เนื่องจาก แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของปริมาณส่งออกไปยัง
ประเทศลาวในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา มีอัตราลดลง

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาส่วนแบ่งการตลาดและปริมาณน้ำมันผ่านท่อของโครงการ TPN ไปยังคลัง
น้ำมันขอนแก่น โดยมีสมมติฐานดังนี้

- ปริมาณน้ำมันพื้นฐาน (Base Volume): ปริมาณน้ำมันผ่านท่อของ TPN ไปยังคลังน้ำมันขอนแก่น ประกอบด้วย (1)
ปริมาณน้ำมันดีเซลและเบนซินทั้งหมดที่ผู้ถือหุ้นของ Thappline (Thappline Shareholders) จำหน่ายไปยังเขตภาค
ตะวันออกเฉียงเหนือตอนบน และ (2) ปริมาณน้ำมันที่ขายโดยผู้ค้าน้ำมันรายอื่นที่ไม่ใช่ผู้ถือหุ้นของ Thappline
(Non-Thappline Shareholders) ประมาณร้อยละ 50 ของปริมาณน้ำมันที่ลูกค้ารายอื่นที่ไม่ใช่ผู้ถือหุ้นของ
Thappline จำหน่ายไปยังเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบน ได้แก่ ปริมาณน้ำมันที่บริษัท พีทีจี เอ็นเนอยี จำกัด
(มหาชน) (“พีทีจี” หรือ “PTG”) จำหน่ายไปยังเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบน ซึ่งเป็นไปตามความคืบหน้าล่าสุด
ของการเจรจากับคู่ค้า และจากลูกค้ารายอื่นบางส่วน เช่น บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) (“บางจาก”) ซึ่ง
TPN ได้รับจดหมายแสดงความสนใจที่จะใช้บริการขนส่งน้ำมันทางท่อแล้ว
- ปริมาณน้ำมันส่วนเพิ่ม (Additional Volume) คือปริมาณน้ำมันผ่านท่อของ TPN ไปยังคลังน้ำมันขอนแก่นโดย
ผู้ถือหุ้นของ Thappline จำหน่ายไปยัง ชัยภูมิ ยโสธร อำนาจเจริญ และอุบลราชธานี โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้
กำหนดให้ปริมาณน้ำมันส่วนเพิ่มเท่ากับปริมาณน้ำมันผ่านท่อที่จำหน่ายในจังหวัดชัยภูมิ และ ยโสธร โดยปตท. ซึ่ง
เป็นไปตามความคืบหน้าล่าสุดของการเจรจากับคู่ค้า แต่ไม่รวมปริมาณน้ำมันจำหน่ายโดย ปตท. ไปยังจังหวัด
อำนาจเจริญ และอุบลราชธานี เนื่องจาก ปัจจุบัน ปตท. ขนส่งน้ำมันไปยังจังหวัดอำนาจเจริญ และอุบลราชธานี ด้วย
รถไฟ
- อย่างไรก็ตาม ในอนาคต ปตท. อาจจะเปลี่ยนมาใช้ระบบท่อของ TPN สำหรับการขนส่งน้ำมันไปยังจังหวัด
อำนาจเจริญ และอุบลราชธานี ทั้งนี้ ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินยังไม่ได้
พิจารณาถึงปริมาณน้ำมันที่จำหน่ายไปยังจังหวัดชัยภูมิ ยโสธร อำนาจเจริญ และอุบลราชธานี โดยผู้ค้าน้ำมันรายอื่น
ที่ไม่ใช่ผู้ถือหุ้นของ Thappline (Non-Thappline Shareholders)
- ปริมาณน้ำมันส่งออกไปยังประเทศลาว กำหนดให้ปริมาณน้ำมันผ่านท่อของ TPN ไปยังคลังน้ำมันขอนแก่น และส่ง
ต่อไปยังประเทศลาว เท่ากับร้อยละ 50 ของปริมาณน้ำมันส่งออกไปยังประเทศลาว หรือประมาณ 620 ล้านลิตรต่อปี
คงที่ตลอดอายุประมาณการ โดยการขนส่งน้ำมันทางท่อไปยังคลังขอนแก่นสามารถลดระยะเวลาการขนส่งด้วย
รถบรรทุกลงไปได้ โดยระยะทางขนส่งด้วยรถบรรทุกจากคลังขอนแก่นไปยังประเทศลาวอยู่ที่ 250 - 400 กิโลเมตร
(โปรดดูแผนภาพด้านล่าง) ซึ่งปัจจุบัน TPN ได้รับจดหมายตอบรับแสดงความสนใจจากบริษัทน้ำมันในประเทศลาว
จำนวน 2 ราย และ TPN ได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจการลงทุนและการใช้ท่อส่งน้ำมันกับบริษัทน้ำมันลาวแห่งหนึ่ง
นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณามูลค่าการค้าชายแดนไทย – สปป.ลาว ในช่วงปี 2560 – 2561 และ
ไตรมาสที่ 1 ปี 2562 พบมูลค่าการค้าผ่านด่าน 4 ด่าน ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ประกอบด้วย หนองคาย มุกดาหาร
นครพนม และบึงกาฬ) คิดเป็นสัดส่วนถึงประมาณร้อยละ 69 – 71 ของมูลค่าการค้าชายแดนไทย – สปป.ลาว (ที่มา:
ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร กรมการค้าต่างประเทศ โดยความร่วมมือจากกรมศุลกากร)

Oil Transportation Model to LAOS

— ท่อส่งน้ำมัน
- - - ขนส่งโดยรถบรรทุกน้ำมัน



ที่มา: TPN

ข. อัตราค่าบริการผ่านท่อ (Pipeline Tariff)

อัตราค่าบริการผ่านท่อจากสระบุรีไปยังปลายทางจังหวัดขอนแก่น กำหนดให้อัตราค่าบริการผ่านท่อ อยู่ในช่วง 0.255 – 0.365 บาทต่อลิตร โดยอ้างอิงจากข้อเสนอบริการให้กับกลุ่ม ปตท. มีแนวทางการกำหนดเป็นอัตราที่ต่างกันขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำมันที่มีการขนส่งทางท่อ และจากการประมาณการของ TPN จะเป็นราคาที่สามารแข่งขันกับการขนส่งโดยวิธีอื่นๆ ของลูกค้าได้ นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดสมมติฐานให้อัตราค่าบริการผ่านท่อเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 ต่อปี ซึ่งการปรับราคาอัตราค่าบริการมีสูตรการคำนวณตามที่ตกลงกันในสัญญากับผู้ค้าน้ำมันที่ใช้บริการผ่านท่อของ TPN โดยสูตรการคำนวณสำหรับการปรับขึ้นของอัตราค่าบริการคือ

$$P_{Qn+1} = P_{Qn} * [1 + (CPI_{Qn-1} - CPI_{Qn-2}) / CPI_{Qn-2}]$$

P_{Qn+1} = อัตราค่าบริการสำหรับไตรมาสถัดไป

P_{Qn} = อัตราค่าบริการสำหรับไตรมาสปัจจุบัน

CPI_{Qn-1} = อัตราเงินเฟ้อไตรมาสไตรมาสก่อน

CPI_{Qn-2} = อัตราเงินเฟ้อสองไตรมาสก่อน

ซึ่งการปรับอัตราค่าบริการจะอ้างอิงกับการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคที่มีการประกาศในแต่ละไตรมาส (ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้อัตราการเพิ่มขึ้นที่ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยอัตราค่าเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง ซึ่งเท่ากับร้อยละ 2.03 ต่อปี เพื่อให้เป็นไปตามประมาณการของ TPN และตามหลักความระมัดระวัง)

■ รายได้ค่าบริการใช้คลังน้ำมัน (Gantry / Handling Charge)

รายได้ค่าบริการใช้คลังน้ำมันที่ TPN จะเก็บจากผู้ใช้บริการที่คลังขอนแก่น โดย TPN ประเมินอัตราค่าบริการใช้คลัง เท่ากับ 0.10 – 0.15 บาทต่อลิตรในปีแรก โดยอ้างอิงจากข้อเสนอบริการให้กับกลุ่ม ปตท. และจากการประมาณการของ TPN โดยพิจารณาจากราคาค่าบริการที่ลูกค้าจ่ายอยู่เดิม นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ให้สมมติฐานอัตราค่าบริการใช้คลังน้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 ต่อปี (ยกเว้น อัตราโปรโมชันที่เสนอให้กับกลุ่ม ปตท. ที่จะเป็นอัตราคงที่ในช่วง 10 ปี

แรก หลังจากนั้นจะมีการปรับราคาขึ้นในปีที่ 11 คือปี 2574) ซึ่งการปรับราคาอัตราค่าบริการจะมีสูตรการคำนวณตามที่ตกลงกันในสัญญากับผู้ค้าน้ำดื่มที่ใช้บริการผ่านท่อของ TPN โดยสูตรการคำนวณสำหรับการปรับขึ้นของอัตราค่าบริการคือ

$$P_{Qn+1} = P_{Qn} * [1 + (CPI_{Qn-1} - CPI_{Qn-2}) / CPI_{Qn-2}]$$

P_{Qn+1} = อัตราค่าบริการสำหรับไตรมาสถัดไป

P_{Qn} = อัตราค่าบริการสำหรับไตรมาสปัจจุบัน

CPI_{Qn-1} = อัตราเงินเฟ้อไตรมาสไตรมาสก่อน

CPI_{Qn-2} = อัตราเงินเฟ้อสองไตรมาสก่อน

ซึ่งการปรับอัตราค่าบริการจะอ้างอิงกับการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภค (ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้อัตราการเพิ่มขึ้นที่ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยอัตราค่าเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง ซึ่งเท่ากับร้อยละ 2.03 ต่อปี เพื่อให้เป็นไปตามประมาณการของ TPN และตามหลักความระมัดระวัง)

สรุปประมาณการทางการเงิน เกี่ยวกับรายได้ค่าบริการขนส่งน้ำมันผ่านระบบท่อของ TPN จากโครงการขยายระบบการขนส่งน้ำมันทางท่อไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F
กำลังการขนส่งน้ำมัน (ล้านลิตร)	1,500	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
การใช้กำลังการขนส่งน้ำมัน	52.35%	53.19%	54.05%	54.92%	55.81%	56.72%	57.65%	58.60%	59.56%	60.55%	61.55%
ปริมาณน้ำมันผ่านท่อ TPN (ล้านลิตร)											
Base Volume ^{1/}	561.64	2,291.48	2,337.31	2,384.05	2,431.74	2,480.37	2,529.98	2,580.58	2,632.19	2,684.83	2,738.53
Additional Volume ^{2/}	68.74	280.45	286.06	291.78	297.62	303.57	309.64	315.84	322.15	328.60	335.17
ส่งออกไปยังประเทศลาว ^{5/}	154.88	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51
รวมปริมาณน้ำมันผ่านท่อ	785.25	3,191.44	3,242.88	3,295.35	3,348.87	3,403.45	3,459.13	3,515.93	3,573.85	3,632.94	3,693.21
อัตราค่าบริการผ่านท่อ (Pipeline Tariff) (บาท/ลิตร)	0.34	0.34	0.34	0.34	0.35	0.35	0.35	0.36	0.36	0.36	0.37
อัตราค่าบริการใช้คลังเฉลี่ย (Gantry Tariff) (บาท/ลิตร)	0.1254	0.1260	0.1267	0.1274	0.1280	0.1287	0.1294	0.1301	0.1308	0.1315	0.1577

	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	
กำลังการขนส่งน้ำมัน (ล้านลิตร)	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	
การใช้กำลังการขนส่งน้ำมัน	62.58%	63.62%	64.69%	65.78%	66.89%	68.02%	69.17%	70.35%	71.55%	72.77%	
ปริมาณน้ำมันผ่านท่อ TPN (ล้านลิตร)											
Base Volume ^{1/}	2,793.30	2,849.17	2,906.15	2,964.27	3,023.56	3,084.03	3,145.71	3,208.62	3,272.80	3,338.25	
Additional Volume ^{2/}	341.87	348.71	355.68	362.80	370.05	377.45	385.00	392.70	400.56	408.57	
ส่งออกไปยังประเทศลาว ^{5/}	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51	619.51	
รวมปริมาณน้ำมันผ่านท่อ	3,754.68	3,817.39	3,881.34	3,946.58	4,013.12	4,080.99	4,150.22	4,220.84	4,292.87	4,366.33	
อัตราค่าบริการผ่านท่อ (Pipeline Tariff) (บาท/ลิตร)	0.37	0.37	0.37	0.38	0.38	0.38	0.39	0.39	0.39	0.40	
อัตราค่าบริการใช้คลังเฉลี่ย (Gantry Tariff) (บาท/ลิตร)	0.1592	0.1608	0.1624	0.1640	0.1656	0.1672	0.1689	0.1705	0.1722	0.1739	

หมายเหตุ: 1/ ปริมาณน้ำมันพื้นฐาน (Base Volume) คือปริมาณน้ำมันเบนซินและดีเซลจัดจำหน่ายในจังหวัดขอนแก่น อุดรธานี เลย หนองคาย มหาสารคาม ร้อยเอ็ด กาฬสินธุ์ สกลนคร นครพนม มุกดาหาร บึงกาฬ และหนองบัวลำภู

2/ ปริมาณน้ำมันส่วนเพิ่ม (Additional Volume) คือปริมาณน้ำมันจำหน่ายในจังหวัดอื่นๆ ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนกลางและตอนใต้บางส่วน ได้แก่ ชัยภูมิ ยโสธร อำนาจเจริญ และอุบลราชธานี ยกเว้นปริมาณน้ำมันจำหน่ายโดย ปตท. ไปยังจังหวัดอุบลราชธานีและอำนาจเจริญ

(หน่วย: ล้านบาท)

รายได้ – TPN	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F
รายได้บริการผ่านท่อ	267.28	1,088.28	1,109.05	1,136.23	1,164.16	1,192.87	1,222.38	1,252.72	1,283.91	1,315.97	1,348.94
รายได้ค่าบริการใช้คลัง	98.45	402.24	410.88	419.73	428.80	438.09	447.60	457.35	467.34	477.57	582.34
รวมรายได้ค่าบริการผ่านท่อและการใช้คลัง	365.73	1,490.52	1,519.93	1,555.96	1,592.96	1,630.95	1,669.98	1,710.07	1,751.25	1,793.54	1,931.28
อัตราการเพิ่มขึ้นของรายได้ค่าบริการ (ร้อยละ)	n.a.	307.55%	1.97%	2.37%	2.38%	2.39%	2.39%	2.40%	2.41%	2.42%	7.68% ^{1/}

(หน่วย: ล้านบาท)

รายได้ – TPN	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	
รายได้บริการผ่านท่อ	1,382.83	1,417.68	1,453.52	1,490.36	1,528.25	1,567.21	1,607.27	1,648.47	1,690.85	1,734.43	
รายได้ค่าบริการใช้คลัง	597.86	613.82	630.24	647.14	664.52	682.41	700.82	719.76	739.25	759.31	
รวมรายได้ค่าบริการผ่านท่อและการใช้คลัง	1,980.69	2,031.50	2,083.76	2,137.50	2,192.77	2,249.62	2,308.09	2,368.24	2,430.10	2,493.74	
อัตราการเพิ่มขึ้นของรายได้ค่าบริการ (ร้อยละ)	2.56%	2.57%	2.57%	2.58%	2.59%	2.59%	2.60%	2.61%	2.61%	2.62%	

หมายเหตุ: 1/ รายได้ค่าบริการผ่านท่อและการใช้คลัง เพิ่มขึ้นมากกว่าปีอื่นๆ เนื่องจาก การปรับราคาค่าบริการใช้คลังในส่วนของ PTTOR ภายหลังหมดโปรโมชั่น 10 ปี อ้างอิงจากข้อเสนอบริการให้กับกลุ่ม ปตท

2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (Operating Expenses)

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ได้แก่ ค่าเช่าที่วางแนวท่อ ค่าสาธารณูปโภค ค่าใช้จ่ายพนักงาน ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา ค่าเบี้ยประกัน และค่าใช้จ่ายอื่นๆ เป็นต้น

- ค่าไฟฟ้า สำหรับ Phase 1 (ใช้ปั๊ม 1 ตัว) อัตราค่าไฟฟ้าระบบท่อส่งน้ำมันเท่ากับ 0.023 บาท/ลิตร และอัตราค่าไฟฟ้าระบบจ่ายน้ำมัน/คลังน้ำมันเท่ากับ 0.012 บาท/ลิตร และกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตลอดระยะเวลาประมาณการ ค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง และสำหรับ Phase 2 (ใช้ปั๊ม 2 ตัว โดยจะเปลี่ยนไปใช้ Phase 2 เมื่อปริมาณน้ำมันผ่านท่อถึงประมาณ 4,900 ล้านลิตรต่อปี) โดยมีอัตราค่าไฟฟ้าระบบท่อส่งน้ำมันเท่ากับ 0.042 บาท/ลิตร และอัตราค่าไฟฟ้าระบบจ่ายน้ำมัน/คลังน้ำมันเท่ากับ 0.014 บาท/ลิตร และกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตลอดระยะเวลาประมาณการ ทั้งนี้ TPN ออกแบบให้ท่อส่งน้ำมันของโครงการมีขนาด 16 นิ้ว อัตราต้นทุนค่าสาธารณูปโภคเป็นไปตามประมาณการของฝ่ายวิศวกรรมของ TPN โดยประมาณการจากอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับกิจการขนาดใหญ่ ณ ปัจจุบันและประมาณการปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบท่อส่งน้ำมันและระบบจ่ายน้ำมัน/คลังน้ำมันของ TPN
- ค่าใช้จ่ายพนักงาน ประกอบด้วย เงินเดือน โบนัส ค่าล่วงเวลา และผลประโยชน์พนักงานอื่นๆ โดย TPN ได้ประมาณจำนวนพนักงานประมาณ 93 คน (โดยประมาณการจ่ายฝ่ายบริหารและฝ่ายวิศวกรรมของ TPN ด้วยความร่วมมือของ Thappline) และกำหนดอัตราเพิ่มของวาระร้อยละ 5.00 ต่อปีตามนโยบายของบริษัทฯ โดยคิดเป็นค่าใช้จ่ายพนักงานเฉลี่ยต่อพนักงาน 1 คน ประมาณ 0.50 ล้านบาทต่อปี
- ค่าเบี้ยประกันภัย ประกอบด้วย ประกันภัยแบบ All Risk, Business Interruption และประกันภัยบุคคลที่สาม โดย TPN ประมาณค่าเบี้ยประกันในส่วนของทรัพย์สินที่ประมาณร้อยละ 0.20 ของมูลค่าทรัพย์สิน (ไม่รวมที่ดิน) และค่าเบี้ยประกันในส่วนของหนี้สินที่ประมาณร้อยละ 0.90 ของวงเงินเอาประกัน โดย TPN ประมาณการจากข้อมูลของบริษัทที่อยู่ในธุรกิจเดียวกัน
- ค่าเช่าที่วางแนวท่อ เป็นค่าเช่าที่ดินเพื่อวางแนวท่อขนส่งน้ำมันในเขตทางหลวง โดย TPN จะทำการเช่าที่ดินกับกรมทางหลวงและกรมทางหลวงชนบท เพื่อวางแนวท่อขนส่งน้ำมันในเขตทางหลวงและทางหลวงชนบท อัตราค่าเช่ารายปีเท่ากับร้อยละ 5 ของมูลค่าที่ดิน และเพิ่มขึ้นร้อยละ 15 ทุก 5 ปี (อ้างอิงจากคำสั่งกรมทางหลวง เลขที่ คค 0611/157/2544 เรื่อง หลักเกณฑ์การพิจารณากำหนดเงินค่าเช่าสำหรับการวางท่อในเขตทางหลวง) แนววางท่อขนาด 16 นิ้ว ระยะทางรวมประมาณ 342.8 กิโลเมตร จากคลังน้ำมัน Thappline ที่สระบุรี ผ่านลพบุรี นครราชสีมา และชัยภูมิ ไปสิ้นสุดคลังน้ำมันปลายทางที่จังหวัดขอนแก่น โดยประมาณพื้นที่เช่าทั้งหมด 160,200 ตารางเมตร) โดยคำนวณจากความยาวและขนาดของท่อ นอกจากนี้ TPN ประมาณค่าเช่าปีแรกเท่ากับ 64.2 บาท/ตารางเมตร (จากราคาประเมินที่ดินเฉลี่ยประมาณ 1,200 บาท/ตารางเมตร หรือประมาณ 4,800 บาท/ตารางวา อ้างอิงจากราคาประเมินทุนทรัพย์ที่ดิน รอบบัญชีปี 2559 – 2562 โดยกรมธนารักษ์)
- ค่าใช้จ่ายที่ต้องจ่ายให้กับ Thappline ประกอบด้วย
 - (1) ค่าเช่าพื้นที่คลังน้ำมันสระบุรี พื้นที่เช่าประมาณ 6,536 ตารางเมตร ที่อัตราค่าเช่าพื้นที่ 0.98 ล้านบาทต่อปี และเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 ต่อปี เริ่มต้นปีที่ 6 ของสัญญาเช่าที่ดินระหว่าง TPN และ Thappline ลงวันที่ 2 ตุลาคม 2561 และวันที่ 16 พฤษภาคม 2562
 - (2) ค่าบริหารจัดการ (Administrative Service Fee) เป็นค่าจ้างในการปฏิบัติการระบบท่อส่วนขยาย (Pipeline Scheduling, Pipeline Oil Accounting, and SCADA Control) โดยประกอบด้วย เงินเดือนและสวัสดิการพนักงานที่ประมาณ 0.80 บาทต่อเดือน และเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.00 ต่อปี (ตามประมาณการอัตราการขึ้นเงินเดือน

ของ Thappline) และค่าบริหารจัดการ เท่ากับร้อยละ 15.00 ของเงินเดือนและสวัสดิการพนักงาน ตามเงื่อนไขใน
ร่างสัญญา Operating Service Agreement กับ Thappline ลงวันที่ 2 ตุลาคม 2561

(3) Transshipment fee เพื่อเป็นค่าชดเชยการย้ายจุดจ่ายน้ำมัน และค่าธรรมเนียมอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบท่อส่ง
น้ำมันของ Thappline รวมเท่ากับ 0.027 บาทต่อลิตร ของปริมาณน้ำมันขายในประเทศ และเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.10
ต่อปี ตามที่ระบุในข้อเสนอกับ Thappline (อ้างอิงอัตราค่าธรรมเนียม Transshipment fee ตามร่างสัญญา
Operating Service Agreement ลงวันที่ 2 ตุลาคม 2561)

- ค่าบำรุงรักษาและเปลี่ยนแทนอะไหล่และวัสดุสิ้นเปลืองประจำปีประมาณ 1.50 ล้านบาทต่อเดือน รวม 18.00 ล้าน
บาทต่อปี และเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตลอดระยะเวลาประมาณการ (ไม่รวมค่าซ่อมแซม บำรุงรักษา และเปลี่ยน
แทน ครั้งใหม่ทุกๆ 5 ปี ซึ่งจะรวมอยู่ในงบลงทุน) โดยอัตราการเพิ่มขึ้นอ้างอิงค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนี
ราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง นอกจากนี้ TPN ประมาณการจากการเปรียบเทียบกับงบประมาณซ่อมบำรุง
ประจำปีของ Thappline
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการอื่นๆ ประมาณ 1.2 ล้านบาทต่อเดือนและเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตลอดระยะเวลา
ประมาณการ) ตามค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง หรือประมาณร้อยละ
0.96 ของรายได้ค่าบริการ

3) ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายพนักงาน ค่าสาธารณูปโภคสำนักงาน ค่าเดินทาง ค่าสินทนการ
ค่าเครื่องเขียนแบบพิมพ์ และค่าใช้จ่ายอื่นๆ เป็นต้น โดยมีสมมติฐานที่สำคัญ ดังนี้

- ค่าใช้จ่ายพนักงาน ประกอบด้วย เงินเดือน โบนัส ค่าล่วงเวลา และผลประโยชน์พนักงานอื่น ๆ โดย TPN ได้ประมาณ
จำนวนพนักงานฝ่ายบริหาร 24 คน และกำหนดอัตราเพิ่มของราคาร้อยละ 5.00 ต่อปีตามนโยบายของบริษัทฯ โดยคิด
เป็นค่าใช้จ่ายพนักงานเฉลี่ยต่อพนักงาน 1 คน ประมาณ 0.94 ล้านบาทต่อปี ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระพิจารณา
แล้วเห็นว่าอยู่ในอัตราที่เหมาะสม และค่อนข้างสูงอยู่แล้ว
- ค่าใช้จ่ายในการบริหารอื่นๆ ประกอบด้วย ค่าสาธารณูปโภคสำนักงาน ค่าเดินทาง ค่าสินทนการ ค่าเครื่องเขียนแบบ
พิมพ์ และค่าใช้จ่ายอื่นๆ ประมาณ 4.2 ล้านบาทต่อปี และเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตลอดระยะเวลาประมาณการ
โดยอัตราการเพิ่มขึ้นอ้างอิงค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง

สรุปประมาณการทางการเงิน เกี่ยวกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของ TPN

(หน่วย: ล้านบาท)

ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F
ค่าไฟฟ้า	28.95	120.03	124.44	129.03	133.79	138.73	143.87	149.20	154.74	160.50	166.48
ค่าใช้จ่ายพนักงาน	51.62	54.20	56.91	59.75	62.74	65.88	69.17	72.63	76.26	80.07	84.08
ค่าเบี้ยประกัน	10.40	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60
ค่าเช่าที่วางท่อ	11.83	11.83	11.83	11.83	11.83	13.60	13.60	13.60	13.60	13.60	15.64
ค่าเช่าที่ดินน้ำมันสระบุรี	11.76	11.76	11.76	11.88	12.00	12.12	12.24	12.36	12.49	12.61	12.74
ค่าจ้างปฏิบัติการระบบท่อส่ง	2.76	11.59	12.17	12.78	13.42	14.09	14.79	15.53	16.31	17.13	17.98
Transshipment fee	17.07	70.39	72.59	74.86	77.19	79.60	82.09	84.65	87.29	90.02	92.83
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา	4.50	18.37	18.74	19.12	19.51	19.90	20.31	20.72	21.14	21.57	22.01
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	3.53	14.30	14.59	14.88	15.19	15.50	15.81	16.13	16.46	16.79	17.14
ค่าเสื่อมราคาและจัดจำหน่าย	74.66	309.85	309.74	309.74	309.74	320.86	320.86	320.86	320.86	320.86	350.04
รวมค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	217.06	663.91	674.37	685.46	697.00	721.88	734.34	747.29	760.75	774.75	820.53
% ค่าใช้จ่ายต่อรายได้บริการ	59.35%	44.54%	44.37%	44.05%	43.76%	44.26%	43.97%	43.70%	43.44%	43.20%	42.49%
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	
ค่าไฟฟ้า	172.69	179.14	185.84	192.81	200.05	207.56	215.37	223.49	231.92	240.69	
ค่าใช้จ่ายพนักงาน	88.28	92.69	97.33	102.19	107.30	112.67	118.30	124.22	130.43	136.95	
ค่าเบี้ยประกัน	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	41.60	
ค่าเช่าที่วางท่อ	15.64	15.64	15.64	15.64	17.99	17.99	17.99	17.99	17.99	20.68	
ค่าเช่าที่ดินน้ำมันสระบุรี	12.87	13.00	13.13	13.26	13.39	13.52	13.66	13.80	13.93	14.07	
ค่าจ้างปฏิบัติการระบบท่อส่ง	18.88	19.83	20.82	21.86	22.95	24.10	25.30	26.57	27.90	29.29	
Transshipment fee	95.73	98.72	101.80	104.98	108.26	111.63	115.12	118.71	122.42	126.24	
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา	22.45	22.91	23.37	23.85	24.33	24.83	25.33	25.84	26.37	26.90	
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	17.48	17.84	18.20	18.57	18.95	19.34	19.73	20.13	20.54	20.96	
ค่าเสื่อมราคาและจัดจำหน่าย	371.31	371.31	371.31	371.31	381.46	381.46	381.46	381.46	381.46	411.61	
รวมค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	856.93	872.67	889.04	906.06	936.27	954.69	973.86	993.80	1,014.55	1,069.00	
% ค่าใช้จ่ายต่อรายได้บริการ	43.26%	42.96%	42.67%	42.39%	42.70%	42.44%	42.19%	41.96%	41.75%	42.87%	

สรุปประมาณการทางการเงิน เกี่ยวกับค่าใช้จ่ายในการบริหารของ TPN

(หน่วย: ล้านบาท)

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F
ค่าใช้จ่ายพนักงาน	5.95	24.99	26.24	27.55	28.93	30.37	31.89	33.49	35.16	36.92	38.77
ค่าใช้จ่ายบริหารอื่น ๆ	3.17	4.95	5.04	5.13	5.22	5.31	5.40	5.50	5.59	5.69	5.79
รวมค่าใช้จ่ายในการบริหาร	9.12	29.94	31.28	32.68	34.14	35.68	37.29	38.98	40.76	42.61	44.56
% ค่าใช้จ่ายในการบริหารต่อรายได้บริการ	2.49%	2.01%	2.06%	2.10%	2.14%	2.19%	2.23%	2.28%	2.33%	2.38%	2.31%

(หน่วย: ล้านบาท)

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	
ค่าใช้จ่ายพนักงาน	40.70	42.74	44.88	47.12	49.48	51.95	54.55	57.27	60.14	63.15	
ค่าใช้จ่ายบริหารอื่น ๆ	5.90	6.00	6.11	6.22	6.33	6.45	6.56	6.68	6.80	6.93	
รวมค่าใช้จ่ายในการบริหาร	46.60	48.74	50.99	53.34	55.81	58.40	61.11	63.96	66.94	70.07	
% ค่าใช้จ่ายในการบริหารต่อรายได้บริการ	2.35%	2.40%	2.45%	2.50%	2.55%	2.60%	2.65%	2.70%	2.75%	2.81%	

4) ต้นทุนโครงการ

โครงการขายระบบท่อขนส่งน้ำมันไปภาคตะวันออกเฉียงเหนือ มีมูลค่าเงินลงทุนทั้งหมด 9,403.68 ล้านบาท ประกอบด้วย ต้นทุนทางตรงของโครงการ เท่ากับ 9,201.10 ล้านบาท โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- ค่าที่ดินและปรับปรุงที่ดิน ประมาณ 159.1 ล้านบาท
ที่ดินวางท่อขนส่งน้ำมัน ระยะทางทั้งสิ้น 1.6 กิโลเมตร: TPN ซื้อที่ดินเนื้อที่รวม 18 ไร่ 1 งาน 23 ตารางวา มูลค่ารวม 15 ล้านบาท
ที่ดินสำหรับสถานีควบคุมน้ำมัน (Block Valve): TPN ซื้อที่ดินเนื้อที่รวมประมาณ 10 ไร่ 2 ตารางวา มูลค่ารวม 28.1 ล้านบาท
ที่ดินคลังน้ำมันขอนแก่น: TPN ซื้อที่ดิน เนื้อที่รวม 202 ไร่ 1 งาน 91.2 ตารางวา ที่อำเภอบ้านไผ่ จังหวัดขอนแก่น มูลค่ารวม 116 ล้านบาท
- ค่าว่าจ้างที่ปรึกษาประมาณ 192 ล้านบาท ได้แก่ ค่าที่ปรึกษาด้านงานวิศวกรรมและบริหารโครงการ (PMC) ค่าจ้างดังกล่าวเป็นราคาที่เสนอโดยผู้ให้บริการ และจะชำระเป็นงวดๆ ตามที่กำหนดในสัญญา รวมถึง (1) ค่าที่ปรึกษางานศึกษาความเหมาะสมด้านวิศวกรรม (Engineering Study), (2) ค่าที่ปรึกษาและบริหารงานส่วนงานโครงการ, (3) ค่าที่ปรึกษาและจัดทำรายงานวิเคราะห์สิ่งแวดล้อม (EIA), และ (4) ค่าที่ปรึกษาด้านความรับผิดชอบต่อสังคมขององค์กร (CSR) ที่ TPN ได้เข้าทำสัญญาก่อนจะมีสถานะเป็นบริษัทย่อยของบริษัทฯ
- ค่าก่อสร้างระบบท่อส่งน้ำมันและคลังน้ำมันประมาณ 8,850 ล้านบาท การก่อสร้างจะเป็นลักษณะออกแบบพร้อมก่อสร้างเบ็ดเสร็จ (Turnkey) ค่าก่อสร้างประมาณการโดยค่าที่ปรึกษาในการดำเนินการศึกษาความเหมาะสมด้านวิศวกรรม (Engineering Study) ที่มีประสิทธิภาพ เงื่อนไขการชำระเงินค่าก่อสร้างโดยทั่วไปจะชำระเป็นงวดตามความสำเร็จของงาน อย่างไรก็ตาม ปัจจุบัน อยู่ระหว่างการคัดเลือกผู้รับเหมาสำหรับโครงการฯ

นอกจากต้นทุนทางตรงของโครงการแล้ว ยังมีค่าใช้จ่ายก่อนดำเนินการให้บริการขนส่งน้ำมันผ่านท่อของโครงการฯ เช่น ค่าบุคลากร ค่าใช้จ่ายสำนักงาน ค่าเดินทาง และค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ดโครงการฯ และค่าเผื่อเหลือเผื่อขาด โดย TPN ประมาณต้นทุนทางอ้อมก่อนเริ่มมีรายได้เชิงพาณิชย์จากการขนส่งน้ำมันผ่านท่อของโครงการฯ ประมาณ 202.58 ล้านบาท

สรุปต้นทุนโครงการฯ และระยะเวลาใช้เงินตามประมาณการ สรุปได้ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

กระแสเงินสดจ่าย – ต้นทุนโครงการ TPN	ประมาณการต้นทุน	ช่วงเวลาในการชำระเงิน					
		2560A	2561A	2562F	2563F	2564F	2565F
ค่าที่ดิน	159.10 ^{1/}	11.60	147.50	-	-	-	-
ค่าก่อสร้างระบบท่อส่งน้ำมันและคลังน้ำมัน	8,850.00 ^{2/}	-	-	1,546.78	3,146.91	2,097.57	2,058.75 ^{3/}
ค่าว่าจ้างที่ปรึกษาและบริหารโครงการ	192.00 ^{4/}	48.04	34.16	42.60	33.60	33.60	-
รวมต้นทุนทางตรงของโครงการฯ	9,201.10	59.64	160.43	1,610.61	3,180.51	2,131.17	2,058.75
ค่าบุคลากร และค่าใช้จ่ายอื่นๆ	202.58	19.59	46.09	42.54	56.72	37.64	-
รวมต้นทุนโครงการฯ	9,403.68	79.23	206.51	1,653.16	3,237.23	2,168.81	2,058.75

หมายเหตุ: 1/ ที่ดินคลังน้ำมัน 25 โฉนด พื้นที่รวม 202-1-91.2 ไร่ ที่อำเภอบ้านไผ่ จังหวัดขอนแก่น มูลค่ารวม 116 ล้านบาท วางมัดจำในช่วงปี 2560 และ โอนกรรมสิทธิ์แล้วในวันที่ 9 พฤษภาคม 2561 ที่ดินวางท่อขนส่งน้ำมัน เนื้อที่รวม 18 ไร่ 1 งาน 23 ตารางวา มูลค่ารวม 15 ล้านบาท และที่ดินสำหรับสถานีควบคุมน้ำมัน (Block Valve) เนื้อที่รวมประมาณ 10 ไร่ 2 ตารางวา มูลค่ารวม 28.1 ล้านบาท อยู่ระหว่างดำเนินการ คาดว่าจะสามารถโอนกรรมสิทธิ์ได้ภายในปี 2561

- 2/ มูลค่าตามสัญญา Engineering, Procurement and Construction Contract Agreement และสัญญา Imported Goods Procurement Contract ระหว่าง TPN และ China Petroleum Pipeline Bureau (Thailand) Co., Ltd. ลงวันที่ 27 กุมภาพันธ์ 2562 โดยมูลค่างานส่วนหนึ่งเป็นเงินบาท และอีกส่วนเป็นเงินดอลลาร์สหรัฐ
- 3/ ตามงวดการชำระเงินของสัญญา EPC และสัญญา Procurement การจ่ายเงินงวดสุดท้ายประมาณร้อยละ 25 ภายใน 180 วันภายหลังจากที่ตกลงยอมรับผลงาน (Certificate of Initial Acceptance) (ทั้งนี้ กำหนดการส่งมอบงานภายใน 31 สิงหาคม 2564)
- 4/ ค่าที่ปรึกษาส่วนใหญ่ คือค่าจ้างที่ปรึกษาบริหารโครงการ (PMC) โดยค่าที่ปรึกษาที่ชำระไปแล้วบางส่วน ได้แก่ ค่าที่ปรึกษางานศึกษาความเหมาะสมด้านวิศวกรรม (Engineering Study) ค่าที่ปรึกษาและจัดทำรายงานวิเคราะห์สิ่งแวดล้อม (EIA) และค่าที่ปรึกษาด้านความรับผิดชอบต่อสังคมขององค์กร (CSR)

5) ค่าใช้จ่ายลงทุน (Capital Expenditure)

การลงทุนโครงการฯ เป็นการลงทุนที่ต้องใช้เงินลงทุนขั้นแรกเป็นจำนวนมาก (Capital Intensive) ขณะที่ค่าใช้จ่ายลงทุนระหว่างปีภายหลังจากเริ่มโครงการไปแล้วไม่มากนัก

นอกเหนือจากการบำรุงรักษาและเปลี่ยนแทนอะไหล่และวัสดุสิ้นเปลืองประจำปีแล้ว (รวมอยู่ในค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาครั้งใหญ่จะเกิดขึ้นทุก 5 ปี และ 10 ปี หลังจากเริ่มให้บริการ ประกอบด้วย

- การซ่อมแซมปั๊มและวาล์ว
- การซ่อมแซมท่อส่งน้ำมัน
- การตรวจสอบระบบท่อ (Pipeline Inspection by Using Intelligent Pigs)
- ตรวจสอบและทำความสะอาดถังน้ำมัน
- การซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ของระบบและส่วนประกอบอื่น ๆ และ
- การเปลี่ยนแทนปั๊มหลัก และส่วนประกอบอื่น ๆ ของคลังน้ำมัน เป็นต้น

ทั้งนี้ TPN ได้รับข้อเสนอบริการในการซ่อมแซมและบำรุงรักษาจากบริษัท ไทยเอสเอชไอ คอร์ปอเรชั่น จำกัด (“TSHI”) สำหรับค่าใช้จ่ายในการซ่อมแซมบำรุงรักษาตลอดการใช้งาน ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

	ปีที่ 5	ปีที่ 10	ปีที่ 11	ปีที่ 15	ปีที่ 20	ปีที่ 21-80 ^{1/}
Booster Pump Station	-	-	425.41	-	-	-
การซ่อมแซมและบำรุงรักษา	55.60	101.50	-	152.25	203.00	17.00
การเปลี่ยนแทน	-	200.00	-	-	400.00	38.00
รวมค่าใช้จ่ายลงทุน	55.60	301.50	425.41	152.25	603.00	55.00

หมายเหตุ: 1/ ประมาณการค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา รวมถึงการเปลี่ยนแทนอุปกรณ์ มูลค่า 55 ล้านบาทต่อปี จะนำไปหักออกจากกระแสเงินสดสุทธิสุดท้ายก่อนนำไปคำนวณเป็นมูลค่าสุดท้ายของโครงการ

บริษัท ไทยเอสเอชไอ คอร์ปอเรชั่น จำกัด จัดตั้งเมื่อปี 2549 โดยบริษัทให้คำปรึกษาและให้บริการทางด้าน วิศวกรรม การบริหารจัดการโครงการการผลิต (fabrication project management) และการให้บริการที่เกี่ยวข้องในด้านอุตสาหกรรมท่อและแก๊ส (oil and gas) โดยมีผู้บริหารที่มีประสบการณ์ในด้านการก่อสร้างที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจน้ำมันและแก๊สในภูมิภาคเอเชียมากกว่า 35 ปี บริษัทมีการให้บริการแก่ลูกค้า เช่น โครงการ PTT Expansion ร่วมกับบริษัท PTT ที่จังหวัดภูเก็ต โดยจัดหาและติดตั้งแท่งค้ำน้ำมันน้ำหนักรวม 422 ตัน, โครงการ Surin Oil Depot ร่วมกับบริษัท PTG Energy ที่จังหวัดสุรินทร์ โดยให้คำปรึกษาและออกแบบในด้านวิศวกรรมสำหรับโครงการดังกล่าว เป็นต้น (ที่มา : <https://www.shi-thai.com/TM.html>)

โปรดดูรายละเอียดเพิ่มเติมในเอกสารแนบ 3 ข้อมูลสรุปสัญญาทางธุรกิจ

6) ดอกเบี้ยจ่าย

ปัจจุบัน TPN ได้ขอเสนอเงินกู้ยืมจากกลุ่มธนาคาร (ประกอบด้วย 3 ธนาคาร เป็นธนาคารในต่างประเทศ 2 แห่ง และธนาคารในประเทศ 1 แห่ง) วงเงินรวม 231.48 ล้านดอลลาร์สหรัฐ อัตราดอกเบี้ยประมาณร้อยละ 4.70 ต่อปี ระยะเวลา 15 ปี โดยมีระยะเวลาปลอดการชำระเงินต้น (Grace Period) 3 ปี

7) ภาษีเงินได้นิติบุคคล

TPN มีแผนที่จะขอรับการส่งเสริมการลงทุนจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment of Thailand: BOI) สำหรับโครงการขยายระบบการขนส่งน้ำมันทางท่อไปภาคตะวันออกเฉียงเหนือในครั้งนี้ โดยคาดว่าจะได้รับสิทธิประโยชน์ตามประเภทกิจการ กลุ่ม B2 คือ ได้รับยกเว้นอากรเครื่องจักร ยกเว้นอากรวัตถุดิบผลิตเพื่อส่งออก แต่ไม่ได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล ดังนั้น ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ กำหนดให้อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20 ตลอดระยะเวลาประมาณการ

8) อัตราการหมุนเวียนสินทรัพย์หมุนเวียนและหนี้สินหมุนเวียน

ประมาณการอัตราส่วนอัตราการหมุนเวียนสินทรัพย์หมุนเวียนและหนี้สินหมุนเวียนของโครงการ TPN ตามนโยบายของ TPN สรุปได้ดังนี้

ลูกหนี้การค้า	เฉลี่ยประมาณ 30 วัน
อะไหล่และวัสดุสิ้นเปลืองหรือสินค้าคงเหลือ	เฉลี่ยประมาณ 90 วัน
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น	เฉลี่ยประมาณ 30 วัน

9) อัตราการขยายตัวของกระแสเงินสดหลังจากช่วงระยะเวลาประมาณการ (Terminal Value Growth)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีความเห็นว่า ร่างสัญญาล่าสุดระหว่าง TPN และ Thappline สามารถต่ออายุเวลาของสัญญาได้ครั้งละ 10 ปีโดยคู่สัญญาทำหนังสือแจ้งให้ทราบล่วงหน้า 12 เดือนเท่านั้น จึงมีการกำหนดให้มีมูลค่าสุดท้ายของโครงการ (Terminal Value) และกำหนดให้อัตราการขยายตัวของกระแสเงินสดหลังจากช่วงระยะเวลาประมาณการ (Terminal Value Growth) เท่ากับร้อยละ 1.00 ต่อปี โดยมีสมมติฐานว่าเป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นจากอัตราค่าบริการเป็นหลักแต่คิดเพียงร้อยละ 50 ของอัตรา CPI เท่านั้น และมีประมาณการค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา รวมถึงการเปลี่ยนแทน มูลค่า 55 ล้านบาทต่อปี ซึ่งจะนำไปหักออกจากกระแสเงินสดสุทธิปีสุดท้ายก่อนนำไปคำนวณเป็นมูลค่าสุดท้ายของโครงการ

10) อัตราส่วนลด (Discount Rate)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ต้นทุนทางการเงินถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) จากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนของหนี้ (K_d) และต้นทุนของทุน (K_e) ของกลุ่ม BIGGAS เป็นอัตราส่วนลดที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ TPN ดังนี้

$WACC = K_e * E / (D + E) + K_d * (1 - T) * D / (D + E)$	
K_e	= ต้นทุนของทุน หรืออัตราผลตอบแทนที่ผู้ถือหุ้นต้องการ (R_e)
K_d	= ต้นทุนของหนี้ หรืออัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของกลุ่ม BIGGAS
T	= อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล

E = ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

D = หนี้สินที่มีดอกเบี้ย

ต้นทุนของทุน (K_e) หรืออัตราผลตอบแทนที่ผู้ถือหุ้นต้องการ (R_e) คำนวณได้จาก Capital Asset Pricing Model (CAPM) ดังนี้

$$K_e \text{ (หรือ } R_e) = R_f + \beta (R_m - R_f)$$

โดยที่

Risk Free Rate (R_f) = อ้างอิงจากอัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลอายุ 20 ปี มีค่าเท่ากับร้อยละ 2.62 ต่อปี (ข้อมูล ณ วันที่ 28 มิถุนายน 2562) ซึ่งเป็นอัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลที่มีระยะเวลาสอดคล้องกับประมาณการและอัตราผลตอบแทนรายปีถัวเฉลี่ยจากการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ซึ่งใช้ในการจัดทำประมาณการในครั้งนี้

Beta (β) = 0.74 เท่า โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ย Unlevered Beta ของบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ซึ่งอยู่ในหมวดพลังงานและสาธารณูปโภค กลุ่มอุตสาหกรรมทรัพยากร จำนวน 5 บริษัท⁵ ซึ่งดำเนินธุรกิจเช่นเดียวกันกับกลุ่ม BIGGAS กล่าวคือ บริษัทที่ดำเนินธุรกิจสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) และ/หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และ/หรือธุรกิจค้าก๊าซธรรมชาติ (NGV) และ/หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) (ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี จนถึงวันที่ 28 มิถุนายน 2562) และปรับปรุงด้วยประมาณการอัตราส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นในขนาดของกลุ่ม BIGGAS ในปี 2562 – 2584 (ระยะเวลาประมาณการ)

Market Risk (R_m) = อัตราผลตอบแทนรายเดือนถัวเฉลี่ยจากการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ เฉลี่ยย้อนหลัง 20 ปี เท่ากับร้อยละ 11.70 ต่อปี

K_d = ประมาณการอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมที่ประมาณร้อยละ 5.40 จากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมของกลุ่ม BIGGAS ซึ่งเงินกู้ยืมส่วนใหญ่ของกลุ่ม BIGGAS ในอนาคตคือเงินกู้ยืมในส่วนของ TPN ซึ่งมีอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมประมาณร้อยละ 4.70 ต่อปี ขณะที่ BIGGAS และ JN มีอัตราดอกเบี้ยประมาณร้อยละ 5.50 – 7.12 ต่อปี

T = ประมาณอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล ที่ร้อยละ 20 ต่อปี

⁵ ประกอบด้วย บมจ. สยามแก๊ส แอนด์ ปีโตรเคมีคัลส์, บมจ. สแกน อินเตอร์, บมจ. เซเว่น ยูทิลิตี้ส์ แอนด์ พาวเวอร์, บมจ. เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี และ บมจ. บริการเชื้อเพลิงการบินกรุงเทพ ไม่รวม บมจ. สากล เอนเนอจี ซึ่งจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2560 และ บมจ. ดับบลิวพี เอนเนอจี ซึ่งหุ้นของบริษัทกลับมาซื้อขายเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2560 (ทั้ง 2 บริษัทมีการซื้อขายหลักทรัพย์น้อยกว่า 2 ปี)

นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาในกลุ่มบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ซึ่งอยู่ในหมวดพลังงานและสาธารณูปโภค กลุ่มอุตสาหกรรมทรัพยากร ที่ดำเนินธุรกิจโรงกลั่นปิโตรเลียม และ/หรือ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม อีก 9 บริษัท ได้แก่ บางจาก, เอสโซ่, ไออาร์พีซี, พีทีจี, ปตท., อาร์พีซี, สตาร์ ปิโตรเลียม, ชสโก้, และไทยออยล์ พบว่าบริษัทเหล่านี้มีการดำเนินธุรกิจที่เกี่ยวข้องกันกับการจำหน่ายปิโตรเลียม ก๊าซธรรมชาติ (NGV) และ/หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (โดยเฉพาะกลุ่ม PTT) แต่บริษัทเหล่านี้เป็นบริษัทใหญ่ มีระดับความเสี่ยงในการดำเนินธุรกิจในด้านอื่นๆ ที่มากกว่ากลุ่ม BIGGAS ซึ่งดำเนินธุรกิจซื้อขายไปซึ่งก๊าซธรรมชาติและก๊าซปิโตรเลียมเหลว และธุรกิจท่อส่งก๊าซ จึงไม่ได้เลือกบริษัทข้างต้นมาใช้ในการครั้งนี้

Debt/Equity เป็นการคำนวณจากหนี้สินที่มีดอกเบี้ยหารด้วยส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีการเปลี่ยนไปตามโครงสร้างทางการเงินในแต่ละปีและทำให้อัตราส่วนลดมีการแปรผันตามโครงสร้างดังกล่าว โดยสัดส่วนดังกล่าวของ TPN อยู่ในช่วงระหว่าง 0.02-1.60 เท่าตลอดช่วงประมาณการ

ดังนั้น อัตราส่วนลดหรือ WACC ที่คำนวณได้เท่ากับร้อยละ 7.08 – 7.57 ต่อปี

โดยอาศัยข้อมูลและสมมติฐานที่กำหนดข้างต้น สรุปประมาณการทางการเงินของ TPN ปี 2564 – 2584 ได้ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

TPN	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F
งบกำไรขาดทุน											
รายได้จากการให้บริการ	365.73	1,490.52	1,519.93	1,555.96	1,592.96	1,630.95	1,669.98	1,710.07	1,751.25	1,793.54	1,931.28
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	(217.06)	(663.91)	(674.37)	(685.46)	(697.00)	(721.88)	(734.34)	(747.29)	(760.75)	(774.75)	(820.53)
กำไรขั้นต้น	148.67	826.61	845.57	870.49	895.96	909.08	935.64	962.78	990.49	1,018.79	1,110.76
EBITDA	214.94	1,107.23	1,124.74	1,148.27	1,172.26	1,194.96	1,219.92	1,245.37	1,271.31	1,297.75	1,416.95
EBIT	139.55	796.66	814.29	837.82	861.81	873.39	898.35	923.80	949.74	976.18	1,066.20
กำไรสุทธิ	66.42	397.46	378.54	409.65	445.99	475.48	517.46	561.88	609.00	659.60	764.89
งบแสดงฐานะการเงิน											
สินทรัพย์รวม	8,121.56	10,237.10	10,359.65	10,369.98	10,304.68	10,221.05	10,131.27	10,021.94	9,895.76	9,724.21	9,562.14
หนี้สินรวม	5,707.72	7,425.81	7,169.82	6,770.50	6,259.21	5,700.09	5,092.86	4,421.64	3,686.46	2,855.31	1,928.35
ส่วนของผู้ถือหุ้น	2,413.83	2,811.29	3,189.83	3,599.47	4,045.47	4,520.95	5,038.42	5,600.30	6,209.30	6,868.90	7,633.80

(หน่วย: ล้านบาท)

TPN	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F
งบกำไรขาดทุน										
รายได้จากการให้บริการ	1,980.69	2,031.50	2,083.76	2,137.50	2,192.77	2,249.62	2,308.09	2,368.24	2,430.10	2,493.74
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	(856.93)	(872.67)	(889.04)	(906.06)	(936.27)	(954.69)	(973.86)	(993.80)	(1,014.55)	(1,069.00)
กำไรขั้นต้น	1,123.76	1,158.83	1,194.72	1,231.43	1,256.50	1,294.93	1,334.23	1,374.43	1,415.55	1,424.74
EBITDA	1,449.18	1,482.11	1,515.75	1,550.11	1,582.86	1,618.70	1,655.29	1,692.65	1,730.78	1,766.99
EBIT	1,077.16	1,110.09	1,143.73	1,178.09	1,200.69	1,236.53	1,273.12	1,310.48	1,348.60	1,354.67
กำไรสุทธิ	810.78	872.46	914.98	942.47	960.55	989.22	1,018.50	1,048.38	1,078.88	1,083.73
งบแสดงฐานะการเงิน										
สินทรัพย์รวม	9,319.58	9,368.66	10,284.62	11,228.10	12,189.89	13,180.20	14,199.81	15,249.36	16,329.45	17,414.65
หนี้สินรวม	875.00	51.62	52.60	53.60	54.84	55.93	57.05	58.21	59.41	60.89
ส่วนของผู้ถือหุ้น	8,444.58	9,317.04	10,232.02	11,174.49	12,135.05	13,124.27	14,142.77	15,191.15	16,270.03	17,353.76

กระแสเงินสดของ TPN สรุปได้ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

TPN	2H.62F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F
EBIT	(2.02)	(25.01)	139.55	796.66	814.29	837.82	861.81	873.39	898.35	923.80	949.74	976.18
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	0.00	0.00	(22.57)	(159.33)	(162.86)	(167.56)	(172.36)	(174.68)	(179.67)	(184.76)	(189.95)	(195.24)
ค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่าย	0.38	0.75	75.39	310.56	310.45	310.45	310.45	321.57	321.57	321.57	321.57	321.57
เงินทุนหมุนเวียน	0.00	0.00	(22.91)	(76.71)	(1.81)	(2.32)	(2.38)	(2.29)	(2.49)	(2.55)	(2.62)	(2.68)
ค่าใช้จ่ายลงทุน	(616.81)	(3,237.23)	(1,790.33)	(2,058.75)	0.00	0.00	(55.60)	0.00	0.00	0.00	0.00	(301.50)
กระแสเงินสดของกิจการ	(618.46)	(3,261.48)	(1,620.87)	(1,187.56)	960.08	978.39	941.93	1,018.00	1,037.76	1,058.05	1,078.74	798.33
มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสด	(596.83)	(2,928.10)	(1,353.16)	(921.65)	692.86	656.75	588.27	591.76	561.63	533.36	506.70	349.57

(หน่วย: ล้านบาท)

TPN	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F
EBIT	1,066.20	1,077.16	1,110.09	1,143.73	1,178.09	1,200.69	1,236.53	1,273.12	1,310.48	1,348.60	1,354.67
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	(213.24)	(215.43)	(222.02)	(228.75)	(235.62)	(240.14)	(247.31)	(254.62)	(262.10)	(269.72)	(270.93)
ค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่าย	350.75	372.02	372.02	372.02	372.02	382.17	382.17	382.17	382.17	382.17	412.32
เงินทุนหมุนเวียน	(10.33)	(1.46)	(3.29)	(3.38)	(3.46)	(3.36)	(3.65)	(3.74)	(3.84)	(3.94)	(3.82)
ค่าใช้จ่ายลงทุน	(425.41)	0.00	0.00	0.00	(152.25)	0.00	0.00	0.00	0.00	(603.00)	(55.00)
กระแสเงินสดของกิจการ	767.97	1,232.29	1,256.80	1,283.63	1,158.78	1,339.36	1,367.75	1,396.93	1,426.71	854.11	1,437.23
มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสด	313.63	469.67	447.26	426.52	359.51	388.03	370.02	352.89	336.55	188.14	295.66

TPN	(หน่วย: ล้านบาท)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	2,629.05
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดหลังจากช่วงระยะเวลาประมาณการ (PV of Terminal Value)	4,911.41
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	7,540.46

จากการประเมินด้วยวิธีนี้ มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ TPN เท่ากับ 7,540.46 ล้านบาท

นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ทำการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) ของมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ TPN โดยปรับค่าของอัตราส่วนลด (Discount Rate) หรือ WACC จากเดิมเพิ่มขึ้นและลดลงร้อยละ 0.25 ต่อปีจากอัตราส่วนลดข้างต้น และกรณีที่ Terminal Value ไม่มีอัตราเพิ่ม โดยสรุปผลของการวิเคราะห์ความไวของมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ TPN ได้ดังนี้

TPN	Discount Rate (ร้อยละต่อปี)		
	WACC+0.25%	7.08% - 7.57%	WACC-0.25%
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด กรณีพื้นฐาน กรณี Terminal Value มีอัตราเพิ่ม 1.00%	6,899.70	7,540.46	8,241.53
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด กรณี Terminal Value ไม่มีอัตราเพิ่ม	6,250.69	6,805.00	7,405.56

ผลจากการวิเคราะห์ความไวโดยการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนลด จะได้มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ TPN เท่ากับ 6,250.69 – 8,241.53 ล้านบาท

อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเห็นว่ามูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ TPN คือกรณีพื้นฐาน (Base Case Scenario) จากการวิเคราะห์ของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ตามที่กล่าวถึงที่มาและเหตุผลต่างๆ ในสมมติฐานข้างต้น ดังนั้น มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ TPN จากวิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสด เท่ากับ 6,899.70 – 8,241.53 ล้านบาท

5.3 บริษัท เจเอ็น เอ็นเนอร์จี้ คอร์ปอเรชั่น จำกัด (“JN”)

การประเมินมูลค่าหุ้นตามวิธีนี้ เป็นวิธีที่คำนึงถึงผลการดำเนินงานของ JN ในอนาคต โดยการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของประมาณการกระแสเงินสดสุทธิด้วยอัตราส่วนลดที่เหมาะสม ซึ่งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้คำนวณหาอัตราต้นทุนทางการเงินถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) เพื่อใช้เป็นอัตราส่วนลดและคำนวณหากระแสเงินสดสุทธิในอนาคตจากประมาณการทางการเงินของ JN ในระยะเวลา 17 ปีข้างหน้า (ปี 2562 – 2578) เพื่อให้สอดคล้องกับระยะเวลาตามสัญญาจัดตั้งสถานีบริการและซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ระหว่าง บมจ. ปตท. (“ปตท.” หรือ “PTT”) กับ JN ลงวันที่ 26 มิถุนายน 2558 โดยสัญญามีระยะเวลา 20 ปี นับตั้งแต่วันที่ระบุในสัญญา และภายใต้สมมติฐานไม่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญเกิดขึ้น และเป็นไปภายใต้ภาวะเศรษฐกิจและสถานการณ์ในปัจจุบัน

สมมติฐานที่สำคัญในการจัดทำประมาณการทางการเงินของ JN สรุปได้ดังนี้

JN ดำเนินธุรกิจสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) โดยปัจจุบันมีสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) 2 แห่งที่อำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี เปิดดำเนินการในเดือน พฤษภาคม 2559 และ อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น เปิดดำเนินการในเดือน มีนาคม 2561 รวมถึงการรับจ้างบริหารสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ จำนวน 1 แห่ง จาก ปตท. ได้แก่ สถานีบริการ NGV ปตท. ไอยราก๊าซ จ.ฉะเชิงเทรา

ธุรกิจสถานีขายปลีกก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) แนวโน้มอุตสาหกรรมของการใช้ NGV ในภาคการขนส่งทางบก พบว่าในช่วงปี 2561 ยังคงปรับตัวลดลง เนื่องจากผู้ขับรถบางส่วนเปลี่ยนกลับไปใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงในช่วงที่ราคาขายปลีกน้ำมันในประเทศอยู่ในระดับที่ไม่สูงมาก ประกอบกับผลจากการทยอยปรับราคาขายปลีก NGV ขึ้น ตามนโยบายปรับโครงสร้างราคาเชื้อเพลิงให้สะท้อนต้นทุนของรัฐบาล ซึ่งปัจจัยเหล่านี้ส่งผลให้ปริมาณรถที่ใช้เชื้อเพลิง NGV มีจำนวนลดลง แต่อย่างไรก็ตาม ลูกค้าที่ใช้บริการสถานีบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ของ JN กลับมีจำนวนมากขึ้น เนื่องจากสถานีบริการทั้ง 2 แห่งเป็นสถานีบริการประเภทแนวท่อ (Conventional Station) ซึ่งสถานีอื่นที่อยู่บริเวณใกล้เคียงเป็นสถานีประเภทต้องใช้อุปกรณ์ (Daughter Station) พบว่ามีปัญหาก๊าซขาดส่งเป็นประจำ ทำให้ลูกค้าเปลี่ยนมาใช้สถานีบริการของ JN ซึ่งเป็นสถานีประเภทแนวท่อเป็นจำนวนมากขึ้น

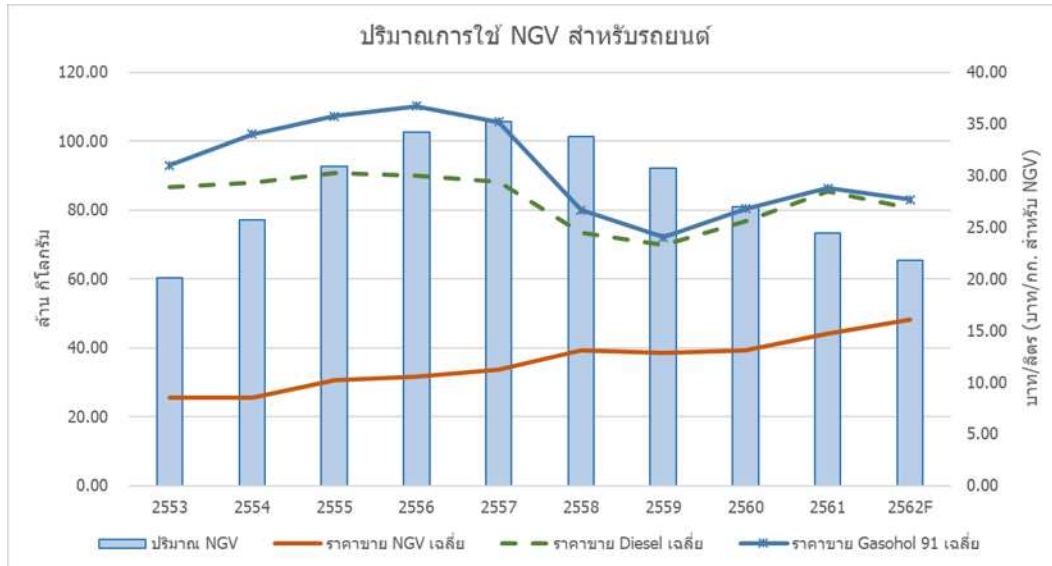
ภาวะอุตสาหกรรม

ที่ผ่านมาการที่รัฐให้การส่งเสริมการใช้ NGV เพื่อเป็นทางเลือก เนื่องจากราคาน้ำมันอยู่ในระดับสูง โดย NGV ถูกตรึงราคาเอาไว้ในระดับ 8.50 – 10.50 บาทต่อกิโลกรัม โดยในปี 2557 มีการปรับราคาขายปลีก NGV เป็น 11.50 – 12.50 บาทต่อกิโลกรัม แต่ยังคงตรึงราคาสำหรับรถสาธารณะที่ใช้ NGV ที่ราคา 8.50 – 9.50 บาทต่อกิโลกรัม ทำให้ปริมาณการใช้ NGV ในปี 2557 ยังคงเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ ในปี 2558 มีการปรับราคาขายปลีก NGV เพิ่มขึ้นอีกครั้ง และในปี 2559 มีการประกาศลดตัว NGV สำหรับยานยนต์ เพื่อสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง แต่ยังให้ ปตท. ดูแลระดับราคาในช่วง 6 เดือนแรก และให้ ปตท. พิจารณาปรับราคาขายปลีก NGV แบบค่อยเป็นค่อยไป โดยในช่วงปี 2558 – 2561 ราคาขายปลีก NGV มีสัดส่วนประมาณร้อยละ 50 – 55 ของราคาขายปลีกดีเซล

แนวโน้มอุตสาหกรรมของการใช้ NGV ในภาคการขนส่งทางบกในช่วงปี 2561 ยังคงปรับตัวลดลง เนื่องจากผู้ขับรถบางส่วนเปลี่ยนกลับไปใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงในช่วงที่ราคาขายปลีกน้ำมันในประเทศอยู่ในระดับที่ไม่สูงมาก ประกอบกับผลจากการทยอยปรับราคาขายปลีก NGV ขึ้น ตามนโยบายปรับโครงสร้างราคาเชื้อเพลิงให้สะท้อนต้นทุนของรัฐบาล ซึ่งปัจจัยเหล่านี้ส่งผลให้ปริมาณรถที่ใช้เชื้อเพลิง NGV มีจำนวนลดลง

ในปี 2562 มีการปรับลดตัวราคา NGV ทำให้ราคา NGV ปรับตัวเพิ่มขึ้น ขณะที่ราคาดีเซลปรับตัวลดลง โดยราคา NGV เฉลี่ยคิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 60 ของราคาดีเซล ประกอบกับจำนวนสถานีบริการ NGV ที่ยังมีไม่มากนัก ทำให้ผู้ใช้รถยนต์บางส่วนหันไปใช้น้ำมันแทน

แผนภาพ: ปริมาณการใช้ NGV สำหรับรถยนต์

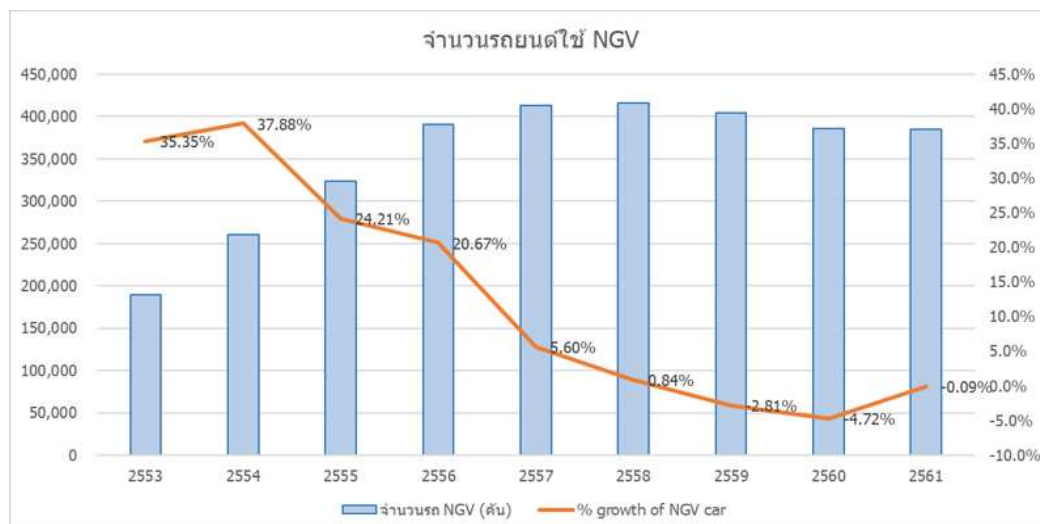


- ที่มา: 1/ ข้อมูลราคาขายปลีกน้ำมัน Diesel และ Gasohol และก๊าซ NGV ในกรุงเทพฯและปริมณฑล จาก ปตท.
2/ ข้อมูลปริมาณการใช้ NGV สำหรับรถยนต์ จากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ในส่วนของจำนวนรถยนต์ที่ใช้ NGV ในปี 2561 มีอยู่จำนวน 385,039 คัน (ประกอบด้วย รถ NGV และเบนซิน 325,393 คัน, รถ NGV และดีเซล 2,670 คัน และรถ NGV 56,976 คัน) ลดลงร้อยละ 0.09 จากปีก่อนหน้า เนื่องจาก จำนวนรถ NGV ส่วนใหญ่เป็นรถ NGV และเบนซิน ดังนั้น หากราคาน้ำมันเบนซินลดลงรถยนต์กลุ่มดังกล่าวอาจเลือกใช้น้ำมันเบนซินแทน

นอกจากนี้ ในส่วนของสถานีบริการ NGV ปัจจุบันมีอยู่ประมาณ 450 – 500 แห่ง (ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน) ขณะที่จำนวนสถานีบริการน้ำมัน ในปี 2561 มีอยู่ 28,338 แห่ง (ประกอบด้วย สถานีบริการน้ำมันผู้ค้าน้ำมันรายใหญ่ จำนวน 6,575 แห่ง และสถานีบริการเล็กที่ผู้ประกอบการดำเนินการเอง จำนวน 21,763 แห่ง)

แผนภาพ: ปริมาณรถยนต์ใช้ NGV



ที่มา: 1/ แบบ 56-1 ปี 2561 ของบริษัท สแกน อินเตอร์ จำกัด (มหาชน)

2/ กรมการขนส่งทางบก กองแผนงาน กลุ่มสถิติการขนส่ง (Transport Statistic Sub-Division, Planning Division, Department of Land Transportation)

อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเห็นว่าหากการกำหนดราคาขายปลีก NGV ที่เหมาะสมแข่งขันได้ และมีจำนวนสถานีบริการ NGV ที่มากพอ การใช้ NGV ก็เป็นทางเลือกให้กับผู้ใช้รถยนต์ได้ดี เนื่องจาก เป็นเชื้อเพลิงที่ปลอดภัยกว่า และทำลายสิ่งแวดล้อมน้อยกว่าการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง

ประมาณการทางการเงินของ JN

1) รายได้จากการขายและบริการ

รายได้หลักของ JN มาจาก

■ รายได้จากการขาย NGV

JN มีสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) 2 แห่งที่อำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี เปิดดำเนินการในเดือน พฤษภาคม 2559 และ อำเภอป่าพอง จังหวัดขอนแก่น เปิดดำเนินการในเดือน มีนาคม 2561 ทั้งสองสถานีบริการเป็นสถานีบริการแนวท่อ มีกำลังการผลิตรวมไม่น้อยกว่า 60 ตันต่อวันต่อสถานี และสามารถจำหน่ายก๊าซให้แก่ลูกค้าได้ตลอดเวลาโดยไม่ต้องรอรถขนส่งแก๊ส ทำให้ลูกค้ามีความมั่นใจในการเข้าใช้บริการ

ในปี 2559 – 2561 รายได้จากการขาย NGV เท่ากับ 33.44 ล้านบาท 131.76 ล้านบาท และ 210.03 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 282.56 และร้อยละ 59.41 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ โดยรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นเนื่องจาก สถานีบริการ NGV – แก่งคอย เริ่มเปิดดำเนินการในเดือน พฤษภาคม 2559 และ สถานีบริการ NGV – น้ำพอง เปิดดำเนินการในเดือน มีนาคม 2561 สำหรับช่วง 2 ไตรมาสแรก ปี 2562 รายได้จากการขาย NGV เท่ากับ 130.91 ล้านบาท ซึ่งเพิ่มขึ้นร้อยละ 37.14 จากช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า โดยเพิ่มขึ้นหลักๆ มาจากการเปิดสถานีบริการ NGV – น้ำพอง ในเดือน มีนาคม 2561

ถึงแม้ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง NGV ในภาคการขนส่งทางบกมีจำนวนลดลง แต่อย่างไรก็ตาม ลูกค้าที่ใช้บริการ สถานีบริการ NGV ของ JN กลับมีจำนวนมากขึ้น เนื่องจากสถานีบริการทั้ง 2 แห่งเป็นสถานีบริการประเภทแนวท่อ (Conventional Station) ซึ่งสถานีอื่นที่อยู่บริเวณใกล้เคียงเป็นสถานีประเภทต้องใช้อุปกรณ์ขนส่ง (Daughter Station) พบว่ามีปัญหาการขาดส่งเป็นประจำ ทำให้ลูกค้าเปลี่ยนมาใช้สถานีบริการของ JN ซึ่งเป็นสถานีประเภทแนวท่อเป็นจำนวนมากขึ้น

ปริมาณขาย NGV

ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาส ปี 2562 ปริมาณขาย NGV เท่ากับ 2.99 ล้านกิโลกรัม 10.82 ล้านกิโลกรัม 15.89 ล้านกิโลกรัม และ 8.92 ล้านกิโลกรัม คิดเป็นปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันเท่ากับ 12,212 กิโลกรัม 29,644 กิโลกรัม 47,236 กิโลกรัม และ 49,274 กิโลกรัม ตามลำดับ

สถานีบริการ NGV – แก่งคอย

สถานีบริการ NGV สาขา แก่งคอย ตั้งอยู่บนถนนมิตรภาพ ซึ่งเป็นสถานีแนวท่อ สถานีสุดท้ายของภาคกลาง รถที่จะเดินทางไปภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จะแวะเติมและเดินทางไปยังภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ในปี 2559 – 2561 ปริมาณขาย NGV เฉลี่ยต่อวัน เท่ากับ 12,212 กิโลกรัม 29,644 กิโลกรัม และ 28,791 กิโลกรัม ตามลำดับ เพิ่มขึ้นร้อยละ 142.74 และลดลงร้อยละ 2.88 ตามลำดับ สำหรับช่วง 2 ไตรมาสแรก ปี 2562 ปริมาณขาย NGV เฉลี่ยต่อวัน เท่ากับ 32,907 กิโลกรัม หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.85 จากช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน ปริมาณขาย NGV ของ สถานีบริการ NGV – แก่งคอย ในปี 2562 เท่ากับปริมาณการขาย NGV ในช่วง 2 ไตรมาสแรก ปี 2562 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2561 และปริมาณการขาย NGV ในปี 2561 ซึ่งปริมาณขาย NGV ในปี 2562 เท่ากับ 11.54 ล้านกิโลกรัม หรือเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 9.85 จากปี 2561 เนื่องจาก สถานีบริการ NGV – แก่งคอย อยู่ในทำเลที่ดีติดถนนใหญ่ และในปี 2563 – 2567 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานอัตราการเพิ่มขึ้นของปริมาณขาย NGV เพิ่มขึ้นในอัตราลดลง โดยเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.93 – 0.31 ต่อปี และตั้งแต่ปี 2568 – 2578 ให้สมมติฐานปริมาณขาย NGV คงที่ตลอดระยะเวลาประมาณการ ตามแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของปริมาณรถยนต์ใช้ NGV ในปี 2561 ซึ่งลดลงร้อยละ 0.09 ซึ่งลดลงในสัดส่วนที่น้อยกว่า 2 ปีก่อนหน้า หรือแสดงจำนวนรถยนต์ใช้ NGV จะเริ่มอยู่ในสัดส่วนที่คงที่แล้ว

สถานีบริการ NGV – น้ำพอง

สถานีบริการ NGV สาขาน้ำพองขาเข้า จังหวัดขอนแก่น ตั้งอยู่บนถนนมิตรภาพ ซึ่งเป็นสถานีแนวท่อ สถานีแรก ในภาคภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบน ที่ให้บริการสำหรับรถบรรทุกขนส่ง รถโดยสาร และรถส่วนบุคคล สำหรับลูกค้าที่เดินทางจาก จังหวัดอุดรธานี หนองคาย หรือจากประเทศลาว

ในปี 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 ปริมาณขาย NGV เฉลี่ยต่อวัน เท่ากับ 18,445 กิโลกรัม และ 16,368 กิโลกรัม ตามลำดับ หรือลดลงร้อยละ 11.26

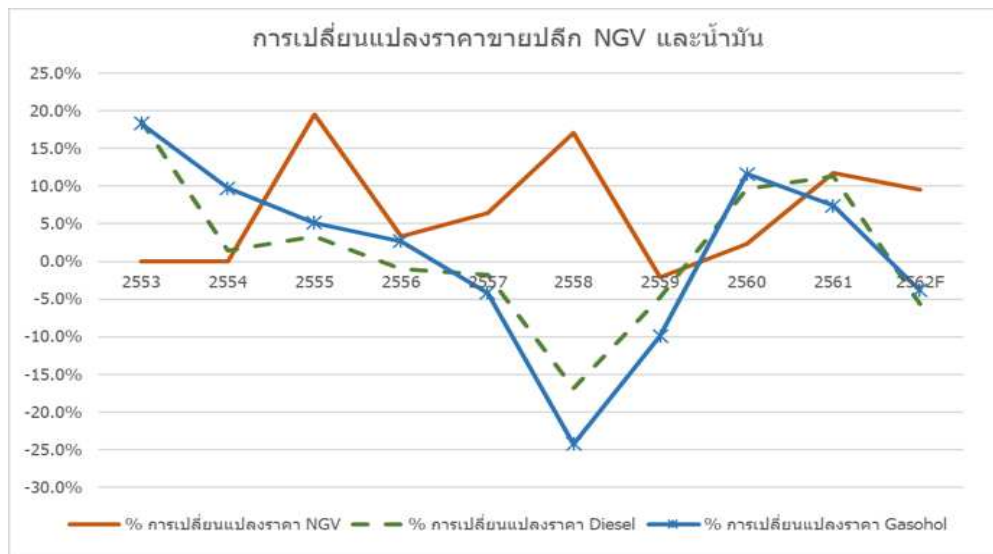
ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน ปริมาณขาย NGV ของ สถานีบริการ NGV – น้ำพอง ในช่วงครึ่งหลังของปี 2562 เท่ากับ 16,910 กิโลกรัม/วัน ซึ่งเท่ากับค่าเฉลี่ยปริมาณขาย NGV 1 ปีย้อนหลัง (กรกฎาคม 2561 – มิถุนายน 2562) และในปี 2563 – 2578 ให้สมมติฐานปริมาณขาย NGV ต่อวันคงที่เท่ากับ ปริมาณขาย NGV เฉลี่ยต่อวันของปี 2562 ตามแนวโน้มจำนวนรถยนต์ที่ใช้ NGV จะอยู่ในสัดส่วนคงที่

ก) ราคาขาย NGV เฉลี่ย

ราคาขาย NGV เฉลี่ยในปี 2559 – 2562 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 เท่ากับ 11.51 บาท/กิโลกรัม 12.18 บาท/กิโลกรัม 13.21 บาท/กิโลกรัม และ 14.68 บาท/กิโลกรัม หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.79 ร้อยละ 8.52 และร้อยละ 11.08 จาก ปีก่อนหน้า ตามลำดับ ซึ่งเพิ่มขึ้นในทิศทางเดียวกันกับราคาขายปลีก NGV ซึ่งมีอัตราการเพิ่มขึ้นเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีที่ร้อยละ 7.34 ต่อปี

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ให้สมมติฐานราคาขาย NGV เฉลี่ยใน ปี 2562 เท่ากับราคาขาย NGV เฉลี่ยในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 ซึ่งเท่ากับ 14.68 บาท/กิโลกรัม และราคาขาย NGV เฉลี่ยในปี 2563 – 2578 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตลอดระยะเวลาประมาณการ ตามค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของ ดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง ซึ่งใกล้เคียงกับอัตราการเพิ่มขึ้นเฉลี่ยสะสมของราคาขายปลีกน้ำมันดีเซล (CAGR) ในช่วง 10 ปี ย้อนหลัง (ปี 2552 – 2561) ซึ่งอยู่ที่ประมาณร้อยละ 1.75 ต่อปี (ทั้งนี้ จากข้อมูลในอดีตในช่วงปี 2559 – 2561 ภายหลังการลอยตัวราคาขายปลีก NGV ทิศทางราคา NGV จะไปในทางเดียวกันกับทิศทางราคาน้ำมัน โดย ราคาขายปลีก NGV อยู่ในสัดส่วนประมาณร้อยละ 51 – 55 ของราคาขายปลีก Diesel) (เปรียบเทียบจากราคาขายปลีก น้ำมันและก๊าซ NGV ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลเฉลี่ยในช่วงปี 2559 – 2561 จากข้อมูลราคาของ ปตท.)

แผนภาพ: การเปลี่ยนแปลงราคาขายปลีก NGV และน้ำมัน



ที่มา: 1/ ข้อมูลราคาขายปลีกน้ำมัน Diesel และ Gasohol และก๊าซ NGV ในกรุงเทพฯและปริมณฑล จาก ปตท.

■ รายได้จากการขายน้ำมัน

ประกอบด้วย รายได้จากการขายน้ำมันหล่อลื่นเครื่องยนต์ น้ำมันคอมเพลสเซอร์ และน้ำมันไฮดรอลิค โดยขายให้กับบริษัทภายนอก เพื่อใช้ในการบำรุงรักษาสถานีบริการน้ำมัน โดย JN เริ่มมีรายได้จากการขายน้ำมันในปี 2561 เป็นต้นมา รายได้จากการขายน้ำมัน ในปี 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรก ปี 2562 เท่ากับ 6.49 ล้านบาท และ 3.63 ล้านบาท ตามลำดับ

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน รายได้จากการขายน้ำมัน ในปี 2562 เท่ากับ 7.27 ล้านบาท คิดจากรายได้จากการขายน้ำมันในช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) หรือเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 12.02 จากปี 2561 และในปี 2563 – 2567 กำหนดให้รายได้จากการขายน้ำมันเพิ่มขึ้นในอัตราที่ลดลงที่ร้อยละ 5.00 – 2.03 ต่อปี และในปี 2568 – 2578 รายได้จากการขายน้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตามค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง

■ รายได้จากการบริหารสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ

JN รับจ้างบริหารสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ จำนวน 1 แห่ง จาก ปตท. ได้แก่ สถานีบริการ NGV ปตท. โอเอวก๊าซ จ.ฉะเชิงเทรา ระยะเวลาการจ้างตั้งแต่ 1 พฤษภาคม 2561 – 31 มีนาคม 2563 (1 ปี 11 เดือน) โดย ปตท. จะจ่ายค่าบริการสถานีบริการเป็นรายเดือน ตามอัตราที่ตกลงในแบบรายการยื่นเสนอราคา คูณด้วยปริมาณ NGV ที่ขาย ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน JN ได้ต่ออายุการจ้างต่อไปอีกครั้งละ 2 ปี จนถึงปี 2578 ซึ่งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีความเห็นว่าปตท.มีนโยบายที่จะให้บริษัทภายนอกเข้ามาบริหารสถานีแทน ขณะที่ BIGGAS มีประสบการณ์ ความชำนาญในการดำเนินงานและสามารถทำงานได้ตามมาตรฐานที่ ปตท. กำหนด ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงคาดว่าจะได้รับการต่ออายุสัญญาอย่างต่อเนื่อง

ในปี 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 รายได้จากการบริหารสถานีบริการ เท่ากับ 1.42 ล้านบาท และ 0.89 ล้านบาท ตามลำดับ โดยมีปริมาณ NGV ที่ขายเท่ากับ 2.94 ล้านกิโลกรัม และ 1.85 ล้านกิโลกรัม ตามลำดับ หรือคิดเป็นปริมาณขาย NGV เฉลี่ย 12,014 กิโลกรัมต่อวัน และ 10,235 กิโลกรัมต่อวัน ตามลำดับ

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานปริมาณขาย NGV ในช่วงครึ่งหลังของปี 2562 เท่ากับ 11,019 กิโลกรัม/วัน ซึ่งเท่ากับค่าเฉลี่ยปริมาณขาย NGV 1 ปีย้อนหลัง (กรกฎาคม 2561 – มิถุนายน 2562) โดยเหตุผลที่ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 1 ปี จะได้ช่วงเวลาที่ผู้ให้บริการมาใช้บริการเต็มปี (กรกฎาคม 2561-ธันวาคม 2561 และ มกราคม 2562 – มิถุนายน 2562) ซึ่งจะสะท้อนภาพรวม 12 เดือนย้อนหลัง และลดความผันผวนในเรื่องของปริมาณการใช้ก๊าซตามฤดูกาล (Seasonal Effect) เมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ค่าเฉลี่ยของครึ่งปีแรกของปี 2562 เพียงอย่างเดียว นอกจากนี้สถานีบริการตั้งอยู่บนถนน 304 ซึ่งอยู่ระหว่างการปรับปรุงถนนและจะเสร็จสิ้นในเดือนตุลาคม 2562 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงคาดว่าจะมีปริมาณการใช้ที่สูงขึ้นตามค่าเฉลี่ยที่คำนวณได้ และในปี 2563 - 2578 ให้สมมติฐานปริมาณขาย NGV ต่อวันคงที่ ตามแนวโน้มจำนวนรถยนต์ที่ใช้ NGV จะอยู่ในสัดส่วนคงที่

อัตราค่าบริการตามที่ตกลงในข้อเสนอราคา เท่ากับ 0.483 บาทต่อกิโลกรัม ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ให้สมมติฐานปรับอัตราค่าบริการเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.06 ทุก 2 ปี หรือเท่ากับสองเท่าของค่าเฉลี่ย CPI ย้อนหลัง 20 ปี เนื่องจากการให้บริการดังกล่าวของ JN ต้องมีการจ้างพนักงานเป็นค่าใช้จ่ายหลักสำหรับให้บริการ และ JN มีความมั่นใจว่าจะสามารถเจรจาค่าบริการกับปตท.ได้ เนื่องจากเป็นสัญญาที่มีมูลค่าน้อยและอยู่ในอำนาจของฝ่ายจัดการ

■ รายได้ค่าเช่าพื้นที่ร้านค้า

เป็นรายได้ค่าเช่าพื้นที่ร้านค้า ภายในสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ 3 แห่ง ที่อยู่ภายใต้การบริหารของ JN

รายได้ค่าเช่าพื้นที่ร้านค้า ในปี 2560 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 เท่ากับ 0.26 ล้านบาท 0.90 ล้านบาท และ 0.60 ล้านบาท ตามลำดับ โดยรายได้ค่าเช่าพื้นที่ร้านค้าเพิ่มขึ้นส่วนใหญ่จากจำนวนสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ ภายใต้การบริหารจัดการของ JN เพิ่มขึ้น จาก 1 แห่งในปี 2560 เป็น 3 แห่งในปี 2561 เป็นต้นมา

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน รายได้ค่าเช่าพื้นที่ร้านค้า ในปี 2562 เท่ากับรายได้ค่าเช่าพื้นที่ร้านค้าในช่วง 6 เดือนแรกปี 2562 และคิดเป็นรายปี หรือเท่ากับ 1.21 ล้านบาท และในปี 2563 – 2578 ให้สมมติฐานรายได้ค่าเช่าพื้นที่ร้านค้า เพิ่มขึ้นร้อยละ 5 ต่อปี เนื่องจาก สัญญาเช่าส่วนใหญ่เป็นสัญญาเช่าระยะสั้น 1 ปี และอัตราการปรับค่าเช่าสำหรับพื้นที่ร้านค้าทั่วไปอยู่ที่ประมาณร้อยละ 5 – 10 ต่อปี

2) ต้นทุนขายและบริการ

ต้นทุนขายและบริการ ประกอบด้วย ต้นทุนซื้อ NGV, ค่าวัสดุสิ้นเปลือง (CO2), ต้นทุนซื้อสินค้าน้ำมัน, ค่าใช้จ่ายพนักงาน ค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่ายทรัพย์สิน ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา ค่าอะไหล่และอุปกรณ์

ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 ต้นทุนขายและบริการเท่ากับ 37.73 ล้านบาท 113.06 ล้านบาท 188.32 ล้านบาทและ 113.80 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นร้อยละ 94.24 ร้อยละ 84.14 ร้อยละ 86.05 และร้อยละ 83.65 ของรายได้จากการขายและบริการ ตามลำดับ

สมมติฐานที่สำคัญเกี่ยวกับต้นทุนขายและบริการ ดังนี้

- ต้นทุนซื้อ NGV ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 เท่ากับ 29.21 ล้านบาท 95.01 ล้านบาท 154.16 ล้านบาท และ 95.12 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นร้อยละ 84.81 ร้อยละ 72.11 ร้อยละ 73.40 และร้อยละ 72.66 ของรายได้จากการขาย NGV ตามลำดับ โดยสัดส่วนต้นทุนซื้อ NGV ในปี 2559 สูงกว่าปีอื่นๆ เนื่องจาก ในปี 2559 JN ซื้อ NGV แบบผสม CO2 มาแล้ว ขณะที่ในปีอื่นๆนำมาผสมเอง

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานต้นทุนซื้อ NGV เท่ากับร้อยละ 72.72 ของรายได้จากการขาย NGV ซึ่งอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยอัตราส่วนต้นทุนซื้อ NGV ต่อรายได้จากการขาย NGV ในปี 2560 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562

- ค่าวัสดุสิ้นเปลือง (CO2) ซึ่งใช้เป็นส่วนผสมในการผลิต NGV เพื่อใช้ในรถยนต์ NGV ในปี 2560 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสปี 2562 เท่ากับ 8.23 ล้านบาท 12.74 ล้านบาท และ 6.94 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นต้นทุนเฉลี่ยของ CO2 ต่อจำนวน NGV ที่ขาย เท่ากับ 0.76 บาท/กิโลกรัม 0.80 บาท/กิโลกรัม และ 0.78 บาท/กิโลกรัม ตามลำดับ

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานค่าวัสดุสิ้นเปลือง (CO2) ในช่วงครึ่งหลังของปี 2562 อยู่ที่ 0.78 บาท/กิโลกรัม เท่ากับช่วง 2 ไตรมาสแรกปี 2562 และให้สมมติฐานค่าวัสดุสิ้นเปลือง (CO2) ต่อกิโลกรัม ในปี 2563 - 2578 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตามค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง

- ค่าใช้จ่ายพนักงานของสถานบริการ NGV ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 เท่ากับ 1.44 ล้านบาท 2.93 ล้านบาท 6.61 ล้านบาท และ 4.01 ล้านบาท ตามลำดับ ค่าใช้จ่ายพนักงานเพิ่มขึ้นส่วนใหญ่มากจากการเปิดสถานบริการ NGV เพิ่ม ได้แก่ สถานบริการ NGV – น้ำพอง และการรับจ้างบริหารสถานบริการ NGV ปตท. โอเอวาก้าซ จ.ฉะเชิงเทรา

ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายพนักงานในปี 2562 เท่ากับค่าใช้จ่ายพนักงานในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) ซึ่งเท่ากับ 8.02 ล้านบาท และในปี 2563 – 2578 ให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายพนักงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 ต่อปี ตามประมาณการของ JN

- ค่าอุปกรณ์และอะไหล่ กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 0.03 ของรายได้จากการขาย NGV ซึ่งเท่ากับค่าเฉลี่ยค่าอุปกรณ์และอะไหล่ในช่วงปี 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562

- ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา ในปี 2562 – 2566 เท่ากับ 0.37 – 0.77 ล้านบาท/ปี ตามงบประมาณของ JN และที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ให้สมมติฐานค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา ในปี 2567 เท่ากับ 0.58 ล้านบาท เท่ากับค่าเฉลี่ยค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาในปี 2562 – 2566 ที่มาจากงบประมาณของ JN และในปี 2567 - 2577 ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตามค่าเฉลี่ยอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง

- ต้นทุนซื้อน้ำมัน ในปี 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 เท่ากับ 6.23 ล้านบาท และ 3.40 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นร้อยละ 96.04 และร้อยละ 93.63 ของรายได้จากการขายน้ำมัน ตามลำดับ ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานต้นทุนซื้อน้ำมัน เท่ากับร้อยละ 94.80 ของรายได้จากการขายน้ำมัน ซึ่งเท่ากับค่าเฉลี่ยอัตราส่วนต้นทุนซื้อน้ำมันต่อรายได้จากการขายน้ำมัน ในปี 2561 และช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562

สรุปรายได้จากการขายและบริการของ JN ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2560-2561 และปีประมาณการ 2562-2578

(หน่วย: ล้านบาท)

รายได้ขายและบริการ	2560A	2561A	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F ^u
ปริมาณขาย NGV (ล้าน กก.)	10.82	15.89	17.62	18.24	18.48	18.64	18.71	18.81	18.75	18.75	18.75	18.81	18.75	18.75	18.75	18.81	18.75	18.75	9.30
ราคาขาย NGV เฉลี่ย (บาท/กก.)	12.18	13.21	14.68	14.97	15.28	15.59	15.90	16.23	16.56	16.89	17.23	17.58	17.94	18.31	18.68	19.06	19.44	19.84	20.24
รายได้ขายและบริการ																			
รายได้จากการขาย NGV	131.76	210.03	258.55	273.06	282.40	290.51	297.64	305.14	310.49	316.79	323.22	330.69	336.48	343.31	350.28	358.37	364.64	372.05	188.24
รายได้จากการขาย LPG	2.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
รายได้จากการขายน้ำมัน	-	6.49	7.27	7.63	7.90	8.12	8.31	8.48	8.65	8.83	9.01	9.19	9.38	9.57	9.76	9.96	10.16	10.37	5.25
รายได้จากการบริหารมี NGV	-	1.42	1.87	1.95	2.02	2.02	2.10	2.11	2.19	2.19	2.28	2.28	2.37	2.37	2.47	2.47	2.57	2.57	1.32
รายได้ค่าเช่าพื้นที่ร้านค้า	0.26	0.90	1.21	1.27	1.33	1.40	1.47	1.54	1.62	1.70	1.78	1.87	1.97	2.06	2.17	2.28	2.39	2.51	1.31
รวมรายได้ขายและบริการ	134.36	218.84	268.90	283.90	293.65	302.05	309.52	317.28	322.95	329.51	336.29	344.04	350.19	357.31	364.68	373.08	379.76	387.49	196.12
อัตราการเพิ่มขึ้นของรายได้ ขายและบริการ (ร้อยละ)	-	235.61%	23.10%	5.61%	3.42%	2.87%	2.45%	2.52%	1.75%	2.03%	2.03%	2.31%	1.75%	2.03%	2.03%	2.31%	1.75%	2.03%	-49.39%

สรุปต้นทุนขายและบริการของ JN ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2560-2561 และปีประมาณการ 2562-2578

(หน่วย: ล้านบาท)

ต้นทุนขายและบริการ	2560A	2561A	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F ^u
ต้นทุนซื้อ NGV	95.01	154.16	187.94	198.58	205.37	211.27	216.45	221.91	225.80	230.38	235.06	240.49	244.70	249.67	254.73	260.62	265.18	270.56	136.89
ต้นทุนซื้อ LPG	5.35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ค่าวัสดุสิ้นเปลือง (CO2)	8.23	12.74	13.70	14.47	14.97	15.40	15.77	16.17	16.45	16.79	17.13	17.52	17.83	18.19	18.56	18.99	19.32	19.72	9.98
ค่าใช้จ่ายพนักงาน	2.93	6.61	8.02	6.40	6.72	7.06	7.41	7.78	8.17	8.58	9.01	9.46	9.93	10.43	10.95	11.49	12.07	12.67	6.6
ค่าอุปกรณ์และอะไหล่	-	0.03	0.11	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.11	0.11	0.11	0.11	0.06
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา	0.03	0.23	0.77	0.46	0.47	0.86	0.37	0.58	0.60	0.61	0.62	0.63	0.65	0.66	0.67	0.69	0.70	0.71	0.00
ต้นทุนซื้อน้ำมัน	0.00	6.23	6.85	7.23	7.49	7.70	7.88	8.04	8.20	8.37	8.54	8.71	8.89	9.07	9.26	9.44	9.63	9.83	4.97
ค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่าย	4.51	8.31	8.13	8.33	8.53	8.73	8.82	9.03	9.05	9.08	9.10	9.12	9.14	9.16	9.19	9.21	9.24	9.00	4.34
รวมต้นทุนขายและบริการ	113.06	188.32	225.52	235.55	243.62	251.08	256.79	263.61	268.37	273.89	279.55	286.03	291.24	297.28	303.46	310.55	316.25	322.61	162.84
อัตราส่วนต้นทุนต่อรายได้ (ร้อยละ)	84.14%	86.05%	83.87%	82.97%	82.96%	83.13%	82.96%	83.09%	83.10%	83.12%	83.13%	83.14%	83.16%	83.20%	83.21%	83.24%	83.28%	83.26%	-49.52%

หมายเหตุ 1/ ในปี 2578 คิดเป็นสัดส่วนเท่ากับ 181 วันเพื่อให้สอดคล้องกับระยะเวลาตามสัญญา

3) ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายพนักงาน ค่าไฟฟ้า ค่าน้ำประปา ค่าธรรมเนียมหนังสือค่าประกัน ค่าธรรมเนียมธนาคาร ค่าบริการใช้ระบบ POS ค่าสอบบัญชี ค่าเช่าถัง CO2 ค่าบริการบำรุงรักษาระบบท่อ ค่าเผื่อหนี้สงสัยจะสูญ ค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่ายทรัพย์สิน และค่าใช้จ่ายอื่นๆ เป็นต้น

ในปี 2559 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร เท่ากับ 1.93 ล้านบาท 14.36 ล้านบาท 14.88⁶ ล้านบาทและ 9.37⁷ ล้านบาท ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะพิจารณาข้อมูลในอดีตในปี 2560 – 2561 และช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 เป็นสำคัญ เนื่องจากในปี 2559 เริ่มมีรายได้จากสถานีบริการ NGV – แก่งคอย ค่าใช้จ่ายขายและบริหารอาจไม่สะท้อนค่าใช้จ่ายที่ควรจะเป็น

สมมติฐานที่สำคัญเกี่ยวกับค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร ดังนี้

- ค่าใช้จ่ายพนักงาน ในปี 2560 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 เท่ากับ 0.37 ล้านบาท 0.73 ล้านบาท และ 0.36 ล้านบาท ตามลำดับ ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน ค่าใช้จ่ายพนักงานในปี 2562 เท่ากับค่าใช้จ่ายพนักงานในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) และในปี 2563 – 2578 ให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายพนักงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 ต่อปี ตามประมาณการของ JN
- ค่าไฟฟ้า ในปี 2560 – 2561 และช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 เท่ากับ 6.90 ล้านบาท 11.26 ล้านบาท และ 6.28 ล้านบาท ตามลำดับ โดยอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปริมาณ NGV ที่ขาย เท่ากับ 0.64 บาท/กิโลกรัม 0.71 บาท/กิโลกรัม และ 0.70 บาท/กิโลกรัม
ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐานค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในช่วงครึ่งหลังของปี 2562 อยู่ที่ 0.70 บาท/กิโลกรัม เท่ากับช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และให้สมมติฐานค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อกิโลกรัม ในปี 2563 - 2578 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตามค่าเฉลี่ยอัตราค่าเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง
- ค่าบริการใช้ระบบ POS ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ให้สมมติฐานค่าบริการใช้ระบบ POS ในปี 2562 เท่ากับค่าใช้จ่ายดังกล่าวในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) และในปี 2563 – 2578 ให้สมมติฐานค่าบริการใช้ระบบ POS เพิ่มขึ้นร้อยละ 10 ทุกๆ 5 ปี (ตามอายุสัญญาบริการที่ต่ออายุทุก 5 ปี)
- ค่าเช่าถัง CO2 เท่ากับ 0.04 ล้านบาท/เดือน ตามสัญญาเช่าถัง CO2 อายุสัญญา 5 ปี ดังนั้น ในการจัดทำประมาณการทางการเงินในครั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้สมมติฐาน ค่าเช่าถังเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 ทุกๆ 5 ปี
- ค่าธรรมเนียมหนังสือค่าประกัน เท่ากับ 1.07 ล้านบาท ตลอดระยะเวลาประมาณการ ซึ่งอ้างอิงจากค่าธรรมเนียมธนาคารในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized)
- ค่าธรรมเนียมธนาคาร ให้สมมติฐานเท่ากับร้อยละ 0.18 ของรายได้จากการขาย NGV ซึ่งเท่ากับอัตราส่วนค่าธรรมเนียมธนาคารต่อรายได้จากการขาย NGV ในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562
- ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ได้แก่ ค่าน้ำประปา ค่าสอบบัญชี ค่าบริการบำรุงรักษาระบบท่อ และค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในปี 2562 เท่ากับ ค่าใช้จ่ายดังกล่าวในช่วง 2 ไตรมาสแรกของปี 2562 และคิดเป็นรายปี (Annualized) และในปี 2563 – 2578 ให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายดังกล่าวเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี ตามค่าเฉลี่ยอัตราค่าเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคในช่วง 20 ปีย้อนหลัง

⁶ ภายหลังปรับปรุงโน้ตที่บันทึกไว้เกินของปี 2561 จำนวน 0.47 ล้านบาท ซึ่งมีการกลับรายการในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 (15.36-0.47 = 14.88)

⁷ ภายหลังปรับปรุงโน้ตที่บันทึกไว้เกินของปี 2561 จำนวน 0.47 ล้านบาท ซึ่งมีการกลับรายการในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 (8.89+0.47 = 9.37)

สรุปค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารของ JN ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2560-2561 และปีประมาณการ 2562-2578

(หน่วย: ล้านบาท)

ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	2560A	2561A	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F
ค่าใช้จ่ายพนักงาน	0.37	0.73	0.72	0.76	0.80	0.84	0.88	0.92	0.97	1.02	1.07	1.12	1.18	1.24	1.30	1.36	1.43	1.50	0.79
ค่าไฟฟ้า	6.90	11.26	12.38	13.04	13.48	13.87	14.21	14.57	14.83	15.13	15.43	15.79	16.07	16.39	16.73	17.11	17.41	17.77	8.99
ค่าบริการใช้ระบบ POS	0.00	0.41	0.45	0.45	0.45	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.61	0.61	0.61	0.30
ค่าเช่าถัง CO2	0.00	0.38	0.42	0.42	0.42	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.56	0.56	0.56	0.28
ค่าธรรมเนียมหนังสือค้าประกัน	0.99	0.84	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	0.53
ค่าธรรมเนียมธนาคาร	0.78	0.38	0.34	0.36	0.38	0.39	0.40	0.41	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.25
ค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่าย	0.08	0.16	0.15	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.18	0.17	0.17
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	5.24	0.71	2.37	2.74	2.79	2.85	2.91	2.97	3.03	3.09	3.15	3.21	3.28	3.35	3.41	3.48	3.55	3.63	2.13
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	14.36	14.88	17.91	19.00	19.56	20.14	20.59	21.07	21.44	21.86	22.38	22.87	23.27	23.73	24.21	24.84	25.29	25.79	13.44
อัตราการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร (ร้อยละ)	-	6.67%	16.64%	6.08%	2.92%	3.00%	2.24%	2.31%	1.75%	1.96%	2.41%	2.16%	1.78%	1.98%	1.99%	2.63%	1.80%	1.99%	-47.91%

4) ค่าใช้จ่ายลงทุน (Capital Expenditure)

ฝ่ายบริหารของ JN ให้ข้อมูลว่าค่าใช้จ่ายลงทุนของสถานีบริการ NGV ภายหลังจากการลงทุนเริ่มแรกจะมีไม่มากนัก ส่วนใหญ่เป็นค่าใช้จ่ายในการดูแลและบำรุงรักษา อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ให้สมมติฐานค่าใช้จ่ายลงทุนในปี 2563 - 2576 ปีละ 1.00 ล้านบาท และเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปี

5) ดอกเบี้ยจ่าย

ดอกเบี้ยจ่าย จากเงินกู้ยืมระยะสั้นจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน และเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน โดยมีอัตราดอกเบี้ยอ้างอิงกับ MRR และ MLR - 0.5%

6) ภาษีเงินได้นิติบุคคล

กำหนดให้อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20 ตลอดระยะเวลาประมาณการ

7) อัตราการหมุนเวียนสินทรัพย์หมุนเวียนและหนี้สินหมุนเวียน

อัตราส่วนอัตราการหมุนเวียนสินทรัพย์หมุนเวียนและหนี้สินหมุนเวียนของ JN อ้างอิงจากข้อมูลในอดีตปี 2561 และช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 สรุปได้ดังนี้

ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น	เฉลี่ยประมาณ 8.00 วัน
อะไหล่และวัสดุสิ้นเปลือง	เฉลี่ยประมาณ 0.02 วัน
เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น	เฉลี่ยประมาณ 42.00 วัน

8) อัตราการขยายตัวของกระแสเงินสดหลังจากช่วงระยะเวลาประมาณการ (Terminal Value Growth)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ สมมติฐานว่าสิ้นสุดการดำเนินงานปี 2578 ภายหลังจากระยะเวลาในสัญญาจัดตั้งสถานีบริการและซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ระหว่าง บมจ. ปตท. กับ JN ระยะเวลา 20 ปี ตามหลักความระมัดระวัง (Conservative Basis) ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ JN ขายที่ดินออกไปเมื่อสิ้นสุดระยะเวลาประมาณการ ตามราคาประเมินที่ดิน ณ ปัจจุบันเท่ากับซึ่งเท่ากับ 92.93⁸ ล้านบาท และเติบโตเท่ากับ 2.03 ต่อปีจนถึงสิ้นสุดระยะเวลาประมาณการ จากนั้นคิดลดด้วยอัตราส่วนลดของกลุ่ม BIGGAS จะได้มูลค่าที่ดิน ณ ปัจจุบันเท่ากับ 40.72 ล้านบาท

9) อัตราส่วนลด (Discount Rate)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ต้นทุนทางการเงินถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) จากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนของหนี้ (K_D) และต้นทุนของทุน (K_E) ของกลุ่ม BIGGAS เป็นอัตราส่วนลดที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ JN ดังนี้

⁸ JN มีที่ดิน 2 แปลงที่จังหวัดสระบุรี และจังหวัดขอนแก่น ปัจจุบันใช้เป็นที่ตั้งสถานีบริการ NGV โดยราคาประเมินที่ดินโดยผู้ประเมินราคาทรัพย์สินอิสระ เท่ากับ 46.46 ล้านบาท และ 48.71 ล้านบาท ตามลำดับ ตามรายงานประเมินที่ดินมูลค่าทรัพย์สิน เลขที่ PS-GL-0786-62(R1-1671-61) ลงวันที่ 22 เมษายน 2562 และเลขที่ PS-GL-0788-62(R1-1672-61) ลงวันที่ 23 เมษายน 2562 จัดทำโดย บริษัท พรสยามคอนซัลเทนท์ แอนด์ เซอร์วิส จำกัด)

$$WACC = K_e * E / (D + E) + K_d * (1 - T) * D / (D + E)$$

- K_e = ต้นทุนของทุน หรืออัตราผลตอบแทนที่ผู้ถือหุ้นต้องการ (R_e)
 K_d = ต้นทุนของหนี้ หรืออัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของกลุ่ม BIGGAS
 T = อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล
 E = ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
 D = หนี้สินที่มีดอกเบี้ย

ต้นทุนของทุน (K_e) หรืออัตราผลตอบแทนที่ผู้ถือหุ้นต้องการ (R_e) คำนวณได้จาก Capital Asset Pricing Model (CAPM) ดังนี้

$$K_e \text{ (หรือ } R_e) = R_f + \beta (R_m - R_f)$$

โดยที่

- Risk Free Rate (R_f) = อ้างอิงจากอัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลอายุ 20 ปี มีค่าเท่ากับร้อยละ 2.62 ต่อปี (ข้อมูล ณ วันที่ 28 มิถุนายน 2562) ซึ่งเป็นอัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลที่มีระยะเวลาคงเหลือกับประมาณการและอัตราผลตอบแทนอัตราผลตอบแทนรายปีถัวเฉลี่ยจากการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ซึ่งใช้ในการจัดทำประมาณการในครั้งนี้
 Beta (β) = 0.74 เท่า โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ย Unlevered Beta ของบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ซึ่งอยู่ในหมวดพลังงานและสาธารณูปโภค กลุ่มอุตสาหกรรมทรัพยากร จำนวน 5 บริษัท⁹ ซึ่งดำเนินธุรกิจเช่นเดียวกันกับกลุ่ม BIGGAS กล่าวคือ บริษัทที่ดำเนินธุรกิจสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) และ/หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และ/หรือธุรกิจค้าก๊าซธรรมชาติ (NGV) และ/หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) (ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี จนถึงวันที่ 28 มิถุนายน 2562) และปรับปรุงด้วยประมาณการอัตราส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นในขนาดของกลุ่ม BIGGAS ในปี 2562 – 2578 (ระยะเวลาประมาณการ)
 Market Risk (R_m) = อัตราผลตอบแทนรายเดือนถัวเฉลี่ยจากการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ เฉลี่ยย้อนหลัง 20 ปี เท่ากับร้อยละ 11.70 ต่อปี

⁹ ประกอบด้วย บมจ. สยามแก๊ส แอนด์ ปิโตรเคมีคัลส์, บมจ. สแกน อินเตอร์, บมจ. เซเว่น ยูทิลิตี้ส์ แอนด์ พาวเวอร์, บมจ. เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี และ บมจ. บริการเชื้อเพลิงการบินกรุงเทพ ไม่รวม บมจ. สากล เอนเนอจี ซึ่งจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2560 และ บมจ. ดับบลิวพี เอนเนอจี ซึ่งหุ้นของบริษัทกลับมาซื้อขายเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2560 (ทั้ง 2 บริษัทมีการซื้อขายหลักทรัพย์น้อยกว่า 2 ปี)

นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาในกลุ่มบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ซึ่งอยู่ในหมวดพลังงานและสาธารณูปโภค กลุ่มอุตสาหกรรมทรัพยากร ที่ดำเนินธุรกิจโรงกลั่นปิโตรเลียม และ/หรือ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม อีก 9 บริษัท ได้แก่ บางจาก, เอสโซ่, ไออาร์พีซี, พีทีจี, ปตท., อาร์พีซี, สตาร์ ปิโตรเลียม, ชส.โก้, และไทยออยล์ พบว่าบริษัทเหล่านี้มีการดำเนินธุรกิจที่เกี่ยวข้องกันกับการจำหน่ายปิโตรเลียม ก๊าซธรรมชาติ (NGV) และ/หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (โดยเฉพาะกลุ่ม PTT) แต่บริษัทเหล่านี้เป็นบริษัทใหญ่ มีระดับความเสี่ยงในการดำเนินธุรกิจในด้านอื่นๆ ที่มากกว่ากลุ่ม BIGGAS ซึ่งดำเนินธุรกิจซื้อขายไปซึ่งก๊าซธรรมชาติและก๊าซปิโตรเลียมเหลว และธุรกิจท่อส่งก๊าซ จึงไม่ได้เลือกบริษัทข้างต้นมาใช้ในครั้งนี้

- K_d = ประมาณการอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมที่ประมาณร้อยละ 5.40 จากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมของกลุ่ม BIGGAS ซึ่งเงินกู้ยืมส่วนใหญ่ของกลุ่ม BIGGAS ในอนาคตคือเงินกู้ยืมในส่วนของ TPN ซึ่งมีอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมประมาณร้อยละ 4.70 ต่อปี ขณะที่ BIGGAS และ JN มีอัตราดอกเบี้ยประมาณร้อยละ 5.50 – 7.12 ต่อปี
- T = ประมาณการภาษีเงินได้นิติบุคคล ที่ร้อยละ 20 ต่อปี

Debt/Equity เป็นการคำนวณจากหนี้สินที่มีดอกเบี้ยหารด้วยส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีการเปลี่ยนแปลงไปตามโครงสร้างทางการเงินในแต่ละปีและทำให้อัตราสถิตมีการแปรผันตามโครงสร้างดังกล่าว โดยสัดส่วนดังกล่าวของ JN อยู่ในช่วงระหว่าง 0.03 – 1.60 เท่าตลอดประมาณการ

ดังนั้น อัตราส่วนลดหรือ WACC ที่คำนวณได้เท่ากับร้อยละ 7.10 – 7.57 ต่อปี

โดยอาศัยข้อมูลและสมมติฐานที่กำหนดข้างต้น สรุปประมาณการทางการเงินของ JN ปี 2564 – 2582 ได้ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

JN	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F
งบกำไรขาดทุน																	
รายได้จากการขายและบริการ	268.90	283.90	293.65	302.05	309.52	317.28	322.95	329.51	336.29	344.04	350.19	357.31	364.68	373.08	379.76	387.49	196.12
ต้นทุนขายและบริการ	(225.52)	(235.55)	(243.62)	(251.08)	(256.79)	(263.61)	(268.37)	(273.89)	(279.55)	(286.03)	(291.24)	(297.28)	(303.46)	(310.55)	(316.25)	(322.61)	(162.84)
กำไรขั้นต้น	43.38	48.35	50.02	50.96	52.73	53.67	54.58	55.61	56.75	58.00	58.96	60.03	61.21	62.53	63.51	64.88	33.27
EBITDA	34.01	38.16	39.49	40.05	41.47	42.15	42.73	43.37	44.01	44.81	45.39	46.03	46.77	47.49	48.05	48.69	24.57
EBIT	25.72	29.67	30.79	31.16	32.48	32.95	33.50	34.12	34.74	35.52	36.07	36.69	37.41	38.10	38.64	39.52	20.14
กำไรสุทธิ	12.93	17.00	19.18	21.09	23.91	25.80	26.80	27.30	27.79	28.42	28.86	29.36	29.93	30.48	30.91	31.62	16.11
งบแสดงฐานะการเงิน																	
สินทรัพย์รวม	397.61	405.86	395.79	387.56	375.19	382.37	409.79	437.81	466.34	495.60	525.13	555.27	586.00	617.41	649.07	681.51	651.12
หนี้สินรวม	287.30	278.56	249.31	220.00	183.71	165.09	165.71	166.43	167.17	168.01	168.69	169.47	170.27	171.21	171.95	172.77	130.77
ส่วนของผู้ถือหุ้น	110.30	127.30	146.48	167.57	191.48	217.28	244.08	271.38	299.17	327.59	356.44	385.80	415.73	446.21	477.12	508.74	524.85

กระแสเงินสดของ JN (Free Cash Flow of the Project: FCF) สรุปได้ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

JN	2H562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F
EBIT	12.27	29.67	30.79	31.16	32.48	32.95	33.50	34.12	34.74	35.52	36.07	36.69	37.41	38.10	38.64	39.52	20.14
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	(0.54)	(5.93)	(6.16)	(6.23)	(6.50)	(6.59)	(6.70)	(6.82)	(6.95)	(7.10)	(7.21)	(7.34)	(7.48)	(7.62)	(7.73)	(7.90)	(4.03)
ค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่าย	4.14	8.49	8.69	8.89	8.99	9.20	9.23	9.25	9.27	9.29	9.32	9.34	9.36	9.39	9.41	9.17	4.43
เงินทุนหมุนเวียน	(2.76)	9.88	0.83	0.79	0.58	0.71	0.49	0.57	0.60	0.67	0.54	0.63	0.64	0.75	0.59	0.66	(33.49)
ค่าใช้จ่ายลงทุน	0.00	(1.00)	(1.02)	(1.04)	(1.06)	(1.08)	(1.11)	(1.13)	(1.15)	(1.17)	(1.20)	(1.22)	(1.25)	(1.27)	(1.30)	0.00	0.00
กระแสเงินสดของกิจการ	13.12	41.11	33.13	33.56	34.49	35.19	35.42	35.99	36.50	37.20	37.52	38.10	38.68	39.34	39.62	41.44	(12.95)
มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสด	12.66	36.90	27.66	26.05	24.89	23.62	22.12	20.92	19.76	18.76	17.62	16.69	15.80	15.00	14.10	13.77	(4.02)

JN	(ล้านบาท)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	322.28
มูลค่าปัจจุบันของที่ดินของ JN ^{2/}	40.72 ¹⁰
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	363.00

หมายเหตุ: 1/ JN มีที่ดิน 2 แปลงที่จังหวัดสระบุรี และจังหวัดขอนแก่น ปัจจุบันใช้เป็นที่ตั้งสถานีบริการ NGV โดยราคาประเมินที่ดินโดยผู้ประเมินราคาทรัพย์สินอิสระ เท่ากับ 46.46 ล้านบาท และ 48.71 ล้านบาท ตามลำดับ ตามรายงานประเมินที่ดินมูลค่าทรัพย์สิน เลขที่ PS-GL-0786-62(R1-1671-61) ลงวันที่ 22 เมษายน 2562 และเลขที่ PS-GL-0788-62(R1-1672-61) ลงวันที่ 23 เมษายน 2562 จัดทำโดย บริษัท พรสยามคอนซัลแทนท์ แอนด์ เซอร์วิส จำกัด)

2/ ที่ปรึกษาทางการเงินคำนวณมูลค่าปัจจุบันของที่ดินของ JN โดยนำมูลค่าที่ได้จากการประเมินราคาที่ดินของ JN และกำหนดเดบิตร้อยละ 2.03 ตั้งแต่ปี 2563 จนสิ้นสุดการประมาณการ จากนั้นคำนวณหามูลค่าปัจจุบันด้วยอัตราคิดลด (WACC) ตามหัวข้อที่ 9

จากการประเมินด้วยวิธีนี้ มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ JN เท่ากับ 363.00 ล้านบาท

นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ทำการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) ของมูลค่ามูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ JN โดยปรับค่าของอัตราส่วนลด (Discount Rate) หรือ WACC จากเดิมเพิ่มขึ้นและลดลงร้อยละ 0.25 ต่อปี จากอัตราส่วนลดข้างต้น โดยสรุปผลของการวิเคราะห์ความไวของมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ JN ได้ดังนี้

JN	Discount Rate (ร้อยละต่อปี)		
	WACC+0.25%	7.10% - 7.57%	WACC-0.25%
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของ JN	357.86	363.00	368.28

ผลจากการวิเคราะห์ความไวโดยการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนลด จะได้มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ JN เท่ากับ 357.86 – 368.28 ล้านบาท

¹⁰ JN มีที่ดิน 2 แปลงที่จังหวัดสระบุรี และจังหวัดขอนแก่น ปัจจุบันใช้เป็นที่ตั้งสถานีบริการ NGV โดยราคาประเมินที่ดินโดยผู้ประเมินราคาทรัพย์สินอิสระ เท่ากับ 46.46 ล้านบาท และ 48.71 ล้านบาท ตามลำดับ ตามรายงานประเมินที่ดินมูลค่าทรัพย์สิน เลขที่ PS-GL-0786-62(R1-1671-61) ลงวันที่ 22 เมษายน 2562 และเลขที่ PS-GL-0788-62(R1-1672-61) ลงวันที่ 23 เมษายน 2562 จัดทำโดย บริษัท พรสยามคอนซัลแทนท์ แอนด์ เซอร์วิส จำกัด)

5.4 รวมมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของกลุ่ม BIGGAS

จากการประเมินในข้อ 5.1 – 5.3 ข้างต้น มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของบริษัทในกลุ่ม BIGGAS สรุปได้ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

BIGGAS GROUP	Discount Rate (ร้อยละต่อปี)		
	WACC+0.25%	Base Case	WACC-0.25%
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของ BIGGAS ^{1/}	1,315.04	1,371.47	1,432.54
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของ TPN ^{2/}	6,899.70	7,540.46	8,241.53
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของ JN ^{3/}	357.86	363.00	368.28
รวมมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของกลุ่ม BIGGAS	8,572.60	9,274.93	10,042.34

หมายเหตุ: 1/ โปรดดูรายละเอียดใน ข้อ 3.1 ส่วนที่ 5.1 ของรายงานฉบับนี้

2/ โปรดดูรายละเอียดใน ข้อ 3.2 ส่วนที่ 5.2 ของรายงานฉบับนี้

3/ โปรดดูรายละเอียดใน ข้อ 3.3 ส่วนที่ 5.3 ของรายงานฉบับนี้

จากการประเมินมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของกลุ่ม BIGGAS โดยวิธีนี้ จะได้มูลค่ารวมกลุ่ม BIGGAS อยู่ใน ช่วง 8,572.60 – 10,042.34 ล้านบาท และสรุปมูลค่าหุ้น BIGGAS ได้ดังนี้

กลุ่ม BIGGAS	(ล้านบาท)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรวมของกลุ่ม BIGGAS ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	8,572.60 - 10,042.34
รายการปรับปรุง	
บวก: เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	58.06 ^{1/}
บวก: เงินลงทุนชั่วคราว ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	15.74 ^{1/}
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ยยาวสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	(925.60) ^{2/}
หัก: ส่วนของผู้ถือหุ้นอื่นๆ ใน TPN	(413.55) – (494.06) ^{3/4/}
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของ BIGGAS – สุทธิ	7,307.24 – 8,696.48
จำนวนหุ้นที่ชำระแล้วทั้งหมด (ล้านหุ้น) ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	81.63 ^{5/}
มูลค่าหุ้น BIGGAS (บาทต่อหุ้น)	89.52 – 106.54
สัดส่วนการเข้าลงทุนของบริษัทฯ	49.00%
มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของ BIGGAS ตามสัดส่วนการเข้าลงทุนของบริษัทฯ (ร้อยละ 49)	3,580.55 – 4,261.27

หมายเหตุ: 1/ หักจุดทะเบียนและชำระแล้ว ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 เท่ากับ 408,160,000 บาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญจำนวน 81,632,000 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้ 5 บาทต่อหุ้น

2/ รายการเงินสดและเทียบเท่าเงินสดจำนวน 58.06 ล้านบาท และเงินลงทุนชั่วคราวจำนวน 15.74 ล้านบาท จากงบการเงินรวมของ BIGGAS สำหรับงวดสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2562 ซึ่งเป็นงบการเงินภายในที่ใช้ประกอบในการจัดทำงบการเงินรวมของ PSTC สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2562

3/ ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย ประกอบด้วย เงินเบิกเกินบัญชีธนาคารจำนวน 148.89 ล้านบาท เงินกู้ยืมระยะสั้นจากกิจการที่เกี่ยวข้องกันจำนวน 679.50 ล้านบาท เงินกู้ยืมระยะยาวจำนวน 76.06 ล้านบาท และหนี้สินภายใต้สัญญาเช่าทางการเงินจำนวน 21.14 ล้านบาท บาท จากงบการเงินรวมของ BIGGAS สำหรับงวดสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2562 ซึ่งเป็นงบการเงินภายในที่ใช้ประกอบในการจัดทำงบการเงินรวมของ PSTC สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2562

4/ BIGGAS ถือหุ้น TPN จำนวน 16,919,998 หุ้น ราคาตามมูลค่าหุ้นละ 100 บาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 จำนวนหุ้นชำระแล้วโดย BIGGAS เท่ากับ 1,451.50 ล้านบาท (ประกอบด้วย หุ้นจำนวน 12,419,998 หุ้น ชำระเต็มจำนวน และหุ้นจำนวน 4,500,000 หุ้น ชำระค่าหุ้นบางส่วน) ทั้งนี้ คิดเป็นสัดส่วนถือหุ้นใน TPN ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 เท่ากับร้อยละ 93.07 ของหุ้นชำระแล้ว ดังนั้น จะเป็นสัดส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยของ TPN เท่ากับร้อยละ 6.93 ต่อมาในเดือนกรกฎาคมปี 2562 มีการ

ชำระทุนเพิ่มเติมโดย BIGGAS ซึ่งเป็นทุนจดทะเบียนใหม่เท่ากับ 1,800.00 ล้านบาท ทำให้ BIGGAS มีสัดส่วนการถือหุ้นเป็นร้อยละ 94.00 (สัดส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยของ TPN เท่ากับร้อยละ 6.00)

5/ การคำนวณส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยใน TPN

TPN	(ล้านบาท)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรวมของ TPN ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	6,899.70 – 8,241.53
รายการปรับปรุง	
บวก: เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	10.02
บวก: เงินให้กู้ยืมกับ BIGGAS ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	56.00
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ยสูงสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	(73.16)
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น TPN ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	6,892.57 – 8,234.40
สัดส่วนการถือหุ้นของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยใน TPN*	6.00%
มูลค่าของส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยใน TPN	413.55 – 494.06

* BIGGAS ถือหุ้น TPN จำนวน 16,919,998 หุ้น ราคาตามมูลค่าหุ้นละ 100 บาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 จำนวนหุ้นชำระแล้วโดย BIGGAS เท่ากับ 1,451.50 ล้านบาท (ประกอบด้วย หุ้นจำนวน 12,419,998 หุ้น ชำระเต็มจำนวน และหุ้นจำนวน 4,500,000 หุ้น ชำระค่าหุ้นบางส่วน) ทั้งนี้ คิดเป็นสัดส่วนถือหุ้นใน TPN ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 เท่ากับร้อยละ 93.07 ของทุนชำระแล้ว ดังนั้น จะเป็นสัดส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยของ TPN เท่ากับร้อยละ 6.93 ต่อมาในเดือนกรกฎาคมปี 2562 มีการชำระทุนเพิ่มเติมโดย BIGGAS ซึ่งเป็นทุนจดทะเบียนใหม่เท่ากับ 1,800.00 ล้านบาท ทำให้ BIGGAS มีสัดส่วนการถือหุ้นเป็นร้อยละ 94.00 (สัดส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยของ TPN เท่ากับร้อยละ 6.00)

จากการประเมินมูลค่าหุ้นโดยวิธีนี้ จะได้มูลค่าหุ้นของกลุ่ม BIGGAS เท่ากับ 89.52 – 106.54 บาทต่อหุ้น และมูลค่ากิจการเท่ากับ 7,307.24 – 8,696.48 ล้านบาท และมีมูลค่ากิจการของ BIGGAS ตามสัดส่วนการเข้าลงทุนของบริษัท ฯ (ร้อยละ 49) เท่ากับ 3,580.55 – 4,261.27 ล้านบาท

5.5 สรุปความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเกี่ยวกับมูลค่าด้อยธรรมของหุ้น BIGGAS

ตารางสรุปเปรียบเทียบมูลค่าหุ้นของ BIGGAS ตามการประเมินมูลค่าด้วยวิธีต่างๆ ดังนี้

BIGGAS	มูลค่าหุ้นของ BIGGAS (บาท/หุ้น)	มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น ของ BIGGAS 100% (ล้านบาท)	มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น ของ BIGGAS 49% ^{1/} (ล้านบาท)	ความเหมาะสมของ วิธีการประเมินมูลค่า
1) วิธีมูลค่าหุ้นตามบัญชี	20.16	1,645.85	806.47	ไม่เหมาะสม
2) วิธีมูลค่าตามบัญชีที่ปรับปรุงแล้ว	19.67	1,605.30	786.60	ไม่เหมาะสม
3) วิธีมูลค่าหุ้นตามราคาตลาด	n.a.	n.a.	n.a.	ไม่สามารถประเมินได้
4) วิธีอัตราส่วนราคาต่อมูลค่าตามบัญชี	36.23 – 41.88	2,957.26 – 3,418.87	1,449.06 – 1,675.24	ไม่เหมาะสม
5) วิธีอัตราส่วนราคาต่อกำไรต่อหุ้น	11.43 – 12.36	932.96 – 1,009.16	457.15 – 494.49	ไม่เหมาะสม
6) วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด	89.52 – 106.54	7,307.24 – 8,696.48	3,580.55 – 4,261.27	เหมาะสม

หมายเหตุ: 1/ บริษัทฯ จะเข้าซื้อหุ้น BIGGAS ในสัดส่วนร้อยละ 49

ตารางการแสดงผลการประเมินมูลค่าหุ้นด้วยวิธีต่างๆ



การประเมินราคาหุ้นในแต่ละวิธีมีข้อดีและข้อด้อยแตกต่างกัน ซึ่งสะท้อนถึงความเหมาะสมของราคาหุ้นจากการประเมินราคาหุ้นในแต่ละวิธีที่แตกต่างกันไป ดังนี้

- 1) วิธีมูลค่าหุ้นตามบัญชี (Book Value Approach) จะคำนึงถึงฐานะการเงินขณะใดขณะหนึ่งและมูลค่าทรัพย์สินตามที่ได้บันทึกบัญชีไว้โดยไม่ได้อำนาจถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของในอนาคต ความสามารถในการแข่งขันของกิจการ แนวโน้มภาวะเศรษฐกิจและภาพรวมอุตสาหกรรม ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงเห็นว่าการประเมินมูลค่าหุ้นโดยวิธีนี้ไม่เหมาะสมที่จะใช้ประเมินราคายุติธรรมของหุ้นสามัญของ BIGGAS และไม่สามารถสะท้อนมูลค่าที่แท้จริงของกิจการได้
- 2) วิธีปรับปรุงมูลค่าตามบัญชี (Adjusted Book Value Approach) สามารถสะท้อนมูลค่าทรัพย์สินสุทธิได้ดีกว่าการประเมินมูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าตามบัญชีเนื่องจากการนำมูลค่าตามบัญชีตามที่ประเมินในข้อ 1 มาปรับปรุงด้วยราคาประเมินใหม่ของที่ดิน อาคารและสิ่งปลูกสร้าง ให้เป็นราคาตลาดหรือราคายุติธรรม เป็นต้น จากนั้นจึงนำมาหาร ด้วยจำนวนหุ้น วิธีนี้เป็นวิธีที่สะท้อนถึงมูลค่าที่แท้จริงได้ อย่างไรก็ตามวิธีนี้ไม่ได้คำนึงถึงความสามารถในการ

- ทำกำไรและผลการดำเนินงานของกิจการในอนาคต ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่าการประเมินด้วยวิธีนี้อาจไม่สะท้อนราคาที่เหมาะสมของส่วนของผู้ถือหุ้นของ BIGGAS ได้
- 3) วิธีมูลค่าหุ้นตามราคาตลาด (Market Price) ไม่สามารถประเมินได้ เนื่องจาก BIGGAS ไม่ได้เป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ และตลาดรองใด จึงไม่มีราคาตลาดอ้างอิง
 - 4) วิธีอัตราส่วนราคาต่อมูลค่าตามบัญชี (Price to Book Value Ratio Approach) จะคำนึงถึงฐานะการเงินขณะใดขณะหนึ่งโดยเปรียบเทียบกับค่าเฉลี่ยอัตราส่วนดังกล่าวของกลุ่มบริษัทที่ใช้อ้างอิง โดยไม่ได้คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของกลุ่ม BIGGAS ในอนาคต นอกจากนี้ บริษัทที่นำมาใช้อ้างอิงบางแห่งไม่ได้เป็นบริษัทที่ประกอบธุรกิจหลักเหมือนกับกลุ่ม BIGGAS คือ จำหน่ายเชื้อเพลิงประเภทก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ก๊าซธรรมชาติ (NGV) และก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ธุรกิจขนส่งน้ำมันโดยระบบขนส่งทางท่อ ธุรกิจด้านวิศวกรรมพลังงาน งานซ่อมบำรุงสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ และงานติดตั้งระบบเชื้อเพลิงสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งธุรกิจของกลุ่ม BIGGAS ค่อนข้างมีความหลากหลาย ขณะที่บริษัทที่นำมาเปรียบเทียบกับอาจมีธุรกิจในลักษณะเช่นเดียวกันกับธุรกิจของกลุ่ม BIGGAS ในด้านเดียว เช่น บางบริษัทที่นำมาเปรียบเทียบกับดำเนินธุรกิจขนส่งน้ำมันโดยระบบขนส่งทางท่อเพียงอย่างเดียว หรือบางบริษัทที่นำมาเปรียบเทียบกับดำเนินธุรกิจจำหน่ายเชื้อเพลิงประเภทก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) หรือจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ (NGV) เพียงอย่างเดียว เป็นต้น จึงทำให้การประเมินมูลค่าโดยวิธีนี้อาจจะไม่เหมาะสม
 - 5) วิธีอัตราส่วนราคาต่อกำไรสุทธิต่อหุ้น (Price to Earnings Ratio Approach) ถึงแม้จะเป็นวิธีที่ได้ คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรของกลุ่ม BIGGAS โดยเปรียบเทียบกับค่าเฉลี่ยของอัตราส่วนดังกล่าวของกลุ่มบริษัทที่ใช้อ้างอิงเป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ซึ่งอยู่ในหมวดพลังงานและสาธารณูปโภค กลุ่มอุตสาหกรรมทรัพยากร จำนวน 5 บริษัท ซึ่งดำเนินธุรกิจเช่นเดียวกันกับกลุ่ม BIGGAS กล่าวคือ บริษัทที่ดำเนินธุรกิจสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ (NGV) และ/หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และ/หรือธุรกิจค้าก๊าซธรรมชาติ (NGV) และ/หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) เพื่อนำข้อมูลมาเปรียบเทียบกับวิธีอัตราส่วนราคาต่อมูลค่าตามบัญชี เป็นเพียงการประเมินจากกำไรในอดีตที่ผ่านมา เท่านั้น โดยไม่ได้สะท้อนถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของกลุ่ม BIGGAS ในอนาคต ดังนั้น การประเมินหุ้น ด้วยวิธีนี้อาจไม่สะท้อนถึงมูลค่าที่เหมาะสมของหุ้น BIGGAS ได้
 - 6) วิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสด (Discounted Cashflow) ซึ่งเป็นวิธีที่สะท้อนถึงความสามารถในการทำกำไรและความสามารถในการสร้างกระแสเงินสดของกลุ่ม BIGGAS ที่จะได้รับในอนาคตซึ่งประเมินจากมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิของกิจการที่คาดว่าจะได้รับในอนาคตโดยอ้างอิงจากผลการดำเนินงานที่ผ่านมา และแผนการในการดำเนินธุรกิจในอนาคต ตลอดจนโครงการที่กำลังพัฒนา ได้แก่ โครงการขยายท่อส่งน้ำมันของ TPN รวมถึงแนวโน้มภาวะเศรษฐกิจการ จึงทำให้วิธีนี้สามารถสะท้อนมูลค่าที่แท้จริงของ BIGGAS ได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีความเห็นว่าวิธีการประเมินราคาที่เหมาะสมที่สุดในการประเมินมูลค่าหุ้น BIGGAS ในครั้งนี้ คือ วิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Approach) ซึ่งจะได้อัตราหุ้น BIGGAS อยู่ระหว่าง 89.52 - 106.54 บาทต่อหุ้น มูลค่ากิจการเท่ากับ 7,307.24 – 8,696.48 ล้านบาท และมีมูลค่ากิจการของ BIGGAS ตามสัดส่วนการเข้าลงทุนของบริษัทฯ (ร้อยละ 49) เท่ากับ 3,580.55 – 4,261.27 ล้านบาท

3.2 การประเมินราคาของกลุ่มบริษัท

ในการประเมินราคาหุ้นของกลุ่มบริษัท ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ จะใช้งบการเงินฉบับผู้บริหารดังกล่าว คือ งบแสดงฐานะการเงิน และ งบกำไรขาดทุนเพื่อเป็นแนวทางอ้างอิงในการประเมินราคาหุ้นของบริษัทตามวิธีต่างๆ มีดังนี้

1. วิธีมูลค่าตามบัญชี (Book Value Approach)
2. วิธีปรับปรุงมูลค่าตามบัญชี (Adjusted Book Value Approach)
3. วิธีอัตราส่วนราคาต่อมูลค่าตามบัญชี (Price to Book Value Ratio Approach or P/BV Ratio)
4. วิธีอัตราส่วนราคาต่อกำไรสุทธิต่อหุ้น (Price-to-Earnings Ratio Approach)
5. วิธีมูลค่าตามราคาตลาด (Market Price Approach)
6. วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงิน (Discounted Cash Flow Approach)

รายละเอียดการคำนวณมูลค่าหุ้นตามวิธีต่างๆ สามารถแสดงได้ดังนี้

1. วิธีมูลค่าทางบัญชี (Book Value Approach)

การประเมินมูลค่าหุ้นโดยวิธีนี้เป็นการประเมินจากมูลค่าตามบัญชีของสินทรัพย์สุทธิ หักด้วยหนี้สินรวมหรือเท่ากับส่วนของถือหุ้นของกิจการแล้วนำมหารด้วยจำนวนหุ้น จะได้เป็นมูลค่าหุ้นตามบัญชี โดยอ้างอิงข้อมูลจากงบการเงินรวมฉบับผู้บริหาร ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 มีรายละเอียด ดังนี้

รายการ	ล้านบาท
ทุนที่ออกและชำระแล้ว -หุ้นสามัญ	687.87
ส่วนเกินมูลค่าหุ้น	2,305.12
ส่วนทุนจากการจ่ายโดยใช้หุ้นเป็นเกณฑ์	2.23
ส่วนทุนจากการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทย่อย	
กำไร (ขาดทุนสะสม)	
- จัดสรรแล้ว-สำรองตามกฎหมาย	17.42
- ยังไม่ได้จัดสรร	7.59
รวม ส่วนของบริษัทใหญ่	3,020.23
จำนวนหุ้นสามัญ (ล้านหุ้น)	6,879
มูลค่าทางบัญชี (บาทต่อหุ้น)	0.44

หมายเหตุ มูลค่าที่ตราไว้เท่ากับ 0.10 บาทต่อหุ้น

การประเมินมูลค่าหุ้นด้วยวิธี สามารถสะท้อนเพียงฐานะทางการเงินของกิจการ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 เท่านั้น โดยไม่สามารถสะท้อนมูลค่าตลาดของสินทรัพย์ที่เป็นอยู่ในปัจจุบัน รวมทั้งไม่ได้สะท้อนถึงผลการดำเนินงานในอนาคตและความสามารถในการทำกำไรของกิจการในอนาคต จากการประเมินราคาหุ้นด้วยวิธีมูลค่าหุ้นตามบัญชีจะได้มูลค่าเท่ากับ 3,020.23 ล้านบาท หรือเท่ากับ 0.44 บาทต่อหุ้น

2. วิธีปรับปรุงมูลค่าหุ้นตามบัญชี (Adjusted Book Value)

การประเมินมูลค่าหุ้นด้วยวิธีนี้เป็นการนำสินทรัพย์รวมของบริษัทหักด้วยหนี้สินทั้งหมด รวมทั้งภาระผูกพันและหนี้สินที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต (Commitments and Contingent Liabilities) ซึ่งปรากฏตามงบการเงินรวมฉบับผู้บริหาร ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 และปรับปรุงด้วยรายการต่างๆ ที่เกิดขึ้นภายหลังจากวันที่ปิดงบการเงิน หรือรายการที่มีผลกระทบทำให้มูลค่าตามบัญชีสะท้อนมูลค่าที่แท้จริงมากขึ้น เช่น ส่วนเพิ่มหรือส่วนลดจากการประเมินราคาทรัพย์สินที่ไม่ได้บันทึกในงบการเงิน รายการบวกกลับหนี้สงสัยจะสูญหรือหนี้สูญที่ได้รับชำระคืน หนี้สินที่เกิดขึ้นในอนาคต มูลค่าใบอนุญาตประกอบธุรกิจ ค่าความนิยม (Goodwill) สิทธิบัตร (Patent) มูลค่าตราสินค้า (Brand Value) คดีความที่ค้างค้างอยู่ เป็นต้น หลังจากนั้น จึงนำผลลัพธ์ที่คำนวณได้หารด้วยจำนวนหุ้นที่ชำระแล้วทั้งหมด

ในการประเมินมูลค่าหุ้นของบริษัทด้วยวิธีนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ใช้มูลค่าตามบัญชีซึ่งปรากฏตามงบการเงินรวมฉบับผู้บริหาร ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 ที่สอบทานโดยผู้สอบบัญชีรับอนุญาตและปรับปรุงด้วยส่วนเพิ่มหรือส่วนลดของราคาประเมินใหม่ของบริษัทที่ควรตามรายงานการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน ซึ่งเป็นผู้ประเมินราคาทรัพย์สินอิสระที่ได้รับความเห็นชอบจากสมาคมผู้ประเมินค่าทรัพย์สินแห่งประเทศไทย (“VAT”) และเป็นบริษัทประเมินมูลค่าทรัพย์สินในตลาดทุนและผู้ประเมินหลักที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงาน ก.ล.ต. โดยมีวัตถุประสงค์การจัดทำรายงานเพื่อประโยชน์สาธารณะ บริษัทได้แต่งตั้งผู้ประเมินราคาอิสระ คือ บริษัท พรสยามคอนซัลแทนท์ แอนด์ เซอร์วิส จำกัด (“ผู้ประเมินทรัพย์สินอิสระ” หรือ PORSIAM) ซึ่งได้จัดทำรายงานประเมินราคาสำหรับบริษัทและบริษัทในกลุ่มตามรายงานที่จัดทำระหว่างเดือนเมษายน – มิถุนายน 2562 (โปรดดูรายละเอียดเพิ่มเติมในเอกสารแนบที่ 2) เพื่อทำการประเมินราคาสินทรัพย์ที่สำคัญของแต่ละบริษัท ได้แก่ ที่ดิน อาคาร เครื่องจักรและอุปกรณ์ มีรายละเอียด ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

ชื่อบริษัท	ราคาตามบัญชี (30 มิถุนายน 2562)				ราคาประเมิน ^{1/}				ผลต่างรวม
	ที่ดิน	อาคาร	เครื่องจักรและอุปกรณ์	รวม	ที่ดิน	อาคาร	เครื่องจักรและอุปกรณ์	รวม	
กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	9.05	190.80	535.67	735.53	33.42	32.12	463.25	528.79	(206.74)
PSTC -เพชรบุรี	6.39	9.03	28.22	43.64	10.30	3.06	30.64	43.99	0.36
PSTC -สระแก้ว	0.00	45.89	174.79	220.68	2.56	8.89	160.37	171.82	(48.86)
KSP	2.66	32.91	106.56	142.14	9.10	5.87	57.44	72.41	(69.73)
SGG	0.00	14.65	31.19	45.84	0.00	0.00	26.44	26.44	(19.41)
PWG	0.00	12.67	35.68	48.35	0.00	0.00	28.03	28.03	(20.32)
PSTE 2	0.00	75.65	159.23	234.88	11.46	14.30	160.34	186.10	(48.78)
กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล	272.33	94.41	646.66	1,013.40	112.97	37.75	511.63	662.36	(351.04)
ARW	123.72	25.08	262.57	411.38	57.14	12.51	134.18	203.83	(207.55)
STS	54.63	41.84	94.55	191.02	16.45	5.90	76.80	99.15	(91.86)
SYS	87.69	12.81	225.82	326.32	36.78	7.11	235.84	279.73	(46.59)
KPP	0.00	8.64	18.21	26.84	0.00	9.18	21.49	30.67	3.83
NWR	6.30	6.04	45.51	57.85	2.60	3.06	43.32	48.98	(8.87)
กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล	50.55	110.48	546.29	707.32	42.22	92.24	483.22	617.68	(89.64)
WKE	35.74	110.48	546.29	692.51	36.15	92.24	483.22	611.60	(80.91)
PSTE 1	14.81	0.00	0.00	14.81	6.08	0.00	0.00	6.08	(8.73)
กลุ่มธุรกิจออกแบบ จำหน่ายและติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดสภาพแวดล้อม	59.21	14.83	0.00	74.04	91.99	9.39	0.00	101.38	27.35
PSTC	59.21	14.83	0.00	74.04	91.99	9.39	0.00	101.38	27.35
รวม	20.21	0.00	0.00	20.21	45.19	0.00	0.00	45.19	(620.07)

หมายเหตุ 1/ การประเมินราคายุติธรรมของสินทรัพย์ประเภทต่างๆมีการใช้วิธีประเมินที่แตกต่างกัน คือ ที่ดิน ใช้วิธีเปรียบเทียบราคาตลาด สำหรับอาคาร เครื่องจักรและอุปกรณ์ ใช้วิธีต้นทุนทดแทนและหักค่าเสื่อมราคาตามสภาพการใช้งาน

นอกเหนือจากรายการประเมินสินทรัพย์ดังกล่าวแล้ว ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่พบการเปลี่ยนแปลงอย่างมีสาระสำคัญของสินทรัพย์หรือหนี้สินรายการอื่นๆ ดังนั้น ส่วนของผู้ถือหุ้นที่ปรับปรุงแล้ว ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 เป็นดังนี้

รายการ	ล้านบาท
ส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	3,020.23
บวก (หัก) ส่วนเพิ่มจากการปรับปรุงจากรายการอสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน	(620.07)
รวมส่วนปรับปรุงมูลค่าทางบัญชี	(620.07)
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น ภายหลังการปรับปรุงรายการ	2,400.16
จำนวนหุ้นสามัญ	6,878.65
มูลค่าทางบัญชี (บาทต่อหุ้น)	0.35

ดังนั้น ผลจากการเปรียบเทียบระหว่างราคาประเมินกับราคาตามบัญชี จะเกิดส่วนลดลงมูลค่า เท่ากับ 620.07 ล้านบาท และการประเมินมูลค่าหุ้นโดยวิธีปรับปรุงมูลค่าทางบัญชี จะได้มูลค่าเท่ากับ 2,400.16 ล้านบาทหรือเท่ากับ 0.35 บาทต่อหุ้น อย่างไรก็ตาม วิธีนี้ไม่ได้คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของกิจการในอนาคต ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่าการประเมินด้วยวิธีนี้อาจไม่สะท้อนราคาที่เป็นจริงของส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯได้

3. วิธีอัตราส่วนราคาต่อมูลค่าหุ้นตามบัญชี (Price to Book Value Ratio Approach: P/BV Ratio)

การประเมินราคาโดยวิธีนี้ เป็นการนำมูลค่าตามบัญชีของบริษัทฯ ตามงบการเงินรวมฉบับผู้บริหาร ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 (ไม่รวมรายการของ BIGGAS) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.44 บาทต่อหุ้น คูณกับค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average) ย้อนหลัง 7 วัน 30 วัน 60 วัน 90 วัน 120 วัน 180 วันและ 360 วัน นับจากวันที่ 30 มิถุนายน 2562 ของอัตราส่วนราคาปิดต่อมูลค่าตามบัญชีเฉลี่ย (Average P/BV) ของบริษัทที่ใช้อ้างอิง ซึ่งเป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ จำนวน 4 บริษัท ในหมวดธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค ประกอบด้วย SCG SUPER SPCG และ GUNKUL รวมทั้งบริษัทที่จดทะเบียนอยู่ในตลาดเอ็ม เอ ไอ อีกจำนวน 4 บริษัทในหมวดธุรกิจทรัพยากร ประกอบด้วย PSTC TPCH TSE และ SSP โดยพิจารณาเป็นไปเพื่อสะท้อนถึงมุมมองของผู้ลงทุนต่อธุรกิจที่บริษัทฯ ดำเนินการอยู่ในเชิงเปรียบเทียบอย่างครอบคลุมซึ่งมีลักษณะการดำเนินธุรกิจใกล้เคียงกับการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ ซึ่งประกอบธุรกิจเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่มีความคล้ายคลึงกัน รวมถึงการติดตั้งและจำหน่ายอุปกรณ์ประหยัพลังงาน โดยมีรายละเอียดพอสังเขปดังต่อไปนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

ชื่อย่อ	ลักษณะธุรกิจ	มูลค่าตลาด	สินทรัพย์รวม	รายได้	กำไรสุทธิ
PSTC	การประกอบธุรกิจของบริษัทและบริษัทย่อยสามารถแบ่งออกตามประเภทของการดำเนินธุรกิจเป็น 3 ธุรกิจหลัก ได้แก่ 1.ธุรกิจออกแบบ จำหน่าย และติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดจัดการสภาพแวดล้อม ซึ่งดำเนินการโดย PSTCได้แก่ ระบบสำรองไฟฟ้า ระบบตรวจวัดและจัดการสภาพแวดล้อม ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน และระบบประหยัพลังงาน 2.ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน โดยบริษัทย่อย 3. ธุรกิจจำหน่ายและขนส่งผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเหลว	4,402.34	6,763.94	2,986.65	84.64

TPCH	ประกอบธุรกิจหลักโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่น (Holding Company) ที่ประกอบธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมีบริษัท ช้างแรก โบอิ้งเพาเวอร์ จำกัด ซึ่งประกอบธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากชีวมวล เป็นบริษัทแกน	4,012.00	5,950.58	1,576.39	353.90
TSE	กลุ่มบริษัท ประกอบธุรกิจผลิตและจำหน่ายกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภท คือ ธุรกิจ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์ในระบบรางรวมแสง (Solar Thermal) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยระบบโฟลโตโวลตาอิก หรือโซลาร์เซลล์ (Solar PV) และธุรกิจโรงไฟฟ้าชีวมวล (Biomass Power Plants)	4,993.06	14,689.24	1,327.75	173.95
SSP	บริษัทประกอบธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่น (Holding Company) ที่ประกอบธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และธุรกิจที่เกี่ยวข้องอื่นๆ ทั้งในและต่างประเทศ ทั้งนี้บริษัท เสริมสร้าง พลังงาน จำกัด เป็นบริษัทแกน ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งอยู่ที่ จ.ลพบุรี มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญา 40 เมกะวัตต์	7,560.40	11,892.73	1,137.38	482.03
SCG	กลุ่มบริษัทผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในฐานะรายใหญ่ (IPP - Independent Power Producer) ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ (Cogeneration Business) ในฐานะผู้ผลิตรายเล็ก (SPP - Small Power Producer) รวมถึงการผลิตและจำหน่ายไอน้ำและน้ำเพื่อการอุตสาหกรรม (Processed Water) ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดและใกล้เคียง	4,125.60	6,981.78	4,207.84	215.06
SUPER	ประกอบธุรกิจด้านการลงทุนโดยการถือหุ้นในบริษัทต่าง ๆ (Holding company) ที่ประกอบธุรกิจ 1) ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าทั้งในฐานะรายใหญ่ (IPP-Independent Power Producer) และรายเล็ก (SPP-Small Power Producer) 2) ธุรกิจการให้บริการด้านเทคนิค การจัดการแก๊สไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ ทั้งในและต่างประเทศ และ 3) ธุรกิจน้ำ ที่ผลิตและจำหน่ายน้ำประปาให้การประปาส่วนภูมิภาค	17,230.16	49,649.96	5,874.30	1,045.43
SPCG	บริษัทฯ ประกอบธุรกิจในรูปแบบบริษัทโฮลดิ้ง โดยลงทุนถือหุ้นในบริษัทอื่น ซึ่งมีสถานะเป็นบริษัทหลัก บริษัทย่อย และ/หรือ บริษัทร่วมค้าของบริษัทฯ ขึ้นอยู่กับสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ ที่ผ่านมาบริษัทฯ ได้ลงทุนในบริษัทพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงหลักประเภทต่างๆ โครงการพลังงานทดแทน ตลอดจนธุรกิจเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าและธุรกิจพลังงานด้านอื่นๆ ทั้งในประเทศและต่างประเทศ รายได้หลักของบริษัทฯ มาจากเงินปันผลและส่วนแบ่งกำไร	17,726.62	22,797.62	6,046.43	2,613.61
GUNKUL	การลงทุนในบริษัทย่อย เพื่อผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ธุรกิจบริหารจัดการขยะ และธุรกิจให้บริการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า	22,700.98	35,624.75	6,730.29	1,090.24

หมายเหตุ: มูลค่าสินทรัพย์รวม รายได้ กำไรสุทธิ จากผลการดำเนินงานงวด 12 เดือน ณ 31 ธันวาคม 2561 และมูลค่าการตลาด ณ 9 เมษายน 2562

จากการประเมินราคาโดยวิธีนี้จะได้อัตราส่วนราคาปิดต่อมูลค่าทางบัญชีของบริษัทฯ อยู่ระหว่าง 1.62 - 1.84 เท่า
มีรายละเอียดตามตาราง ดังนี้

หน่วย : เท่า	ค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average) (วัน)						
	7	30	60	90	120	180	360
PSTC	1.45	1.38	1.37	1.39	1.40	1.41	1.74
TPCH	1.92	1.66	1.61	1.59	1.59	1.65	1.85
TSE	1.07	0.99	1.01	1.01	0.98	1.00	1.19
SSP	2.01	1.96	2.02	2.01	2.01	2.05	2.13
SCG	1.53	1.52	1.55	1.57	1.59	1.63	1.70
SUPER	1.38	1.28	1.27	1.25	1.22	1.25	1.63
SPCG	1.43	1.39	1.41	1.45	1.48	1.54	1.78
GUNKUL	3.10	2.90	2.76	2.71	2.69	2.68	2.66
ค่าเฉลี่ย	1.74	1.64	1.63	1.62	1.62	1.65	1.84
ราคาหุ้น (บาทต่อหุ้น)	0.76	0.72	0.72	0.71	0.71	0.73	0.81

หน่วย : เท่า	ค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average) (วัน)						
	7	30	60	90	120	180	360
มูลค่าหุ้น (ล้านบาท)	5,259.96	4,953.08	4,922.54	4,914.00	4,910.40	5,002.79	5,558.95

ที่มา: ราคาหุ้นของบริษัทที่นำมาเปรียบเทียบ และงบการเงินของแต่ละบริษัทจาก SETSMART

ดังนั้น ผลจากการประเมินมูลค่าหุ้นวิธีอัตราส่วนราคาปิดต่อมูลค่าทางบัญชีจะได้มูลค่าเท่ากับ 4,910.40 – 5,558.95 ล้านบาทหรือเท่ากับ 0.71 – 0.81 บาทต่อหุ้น อย่างไรก็ตาม วิธีนี้ไม่ได้คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของกิจการในอนาคต ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่าการประเมินด้วยวิธีนี้อาจไม่สะท้อนราคาที่เหมาะสมของส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทได้

4. วิธีอัตราส่วนราคาต่อกำไรหุ้น (Price to Earnings Per Share Ratio Approach; P/E Ratio)

การประเมินมูลค่าของบริษัทฯ โดยวิธีนี้จะนำกำไรสุทธิของบริษัทฯย้อนหลัง 4 ไตรมาสมาคำนวณ สิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ เลือกใช้กำไรสุทธิที่มาจากผลการดำเนินงานตามงบการเงินรวมฉบับผู้บริหาร (จะได้มูลค่าเท่ากับ 90.04 ล้านบาท หรือคิดเป็นกำไรต่อหุ้นเท่ากับ 0.01 บาทต่อหุ้น คูณกับค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average) ย้อนหลัง 7 วัน 30 วัน 60 วัน 90 วัน 120 วัน 180 วันและ 360 วัน นับจากวันที่ 30 มิถุนายน 2562 ของอัตราส่วนราคาปิดต่อกำไรต่อหุ้นเฉลี่ย (P/E) ของบริษัทที่ใช้อ้างอิง ซึ่งเป็นบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ จำนวน 4 บริษัท ในหมวดธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค ประกอบด้วย SCG SUPER SPCG และ GUNKUL รวมทั้งบริษัทที่จดทะเบียนอยู่ในตลาดเอ็ม เอ ไอ อีกจำนวน 4 บริษัทในหมวดธุรกิจทรัพยากร ประกอบด้วย PSTC TPCH TSE และ SSP โดยเป็นกลุ่มเปรียบเทียบเช่นเดียวกับคำนวณมูลค่าหุ้นวิธีที่ 3 โดยนำค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ของอัตราส่วนราคาปิดต่อกำไรต่อหุ้นเฉลี่ย ของบริษัทจดทะเบียนที่นำมาเปรียบเทียบ แสดงรายละเอียดตามตารางดังต่อไปนี้

หน่วย : เท่า	ค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average) (วัน)						
	7	30	60	90	120	180	360
PSTC	47.09	44.73	47.52	50.28	53.57	55.74	100.07
TPCH	13.88	12.03	11.56	11.39	11.36	12.07	16.22
TSE	24.49	22.49	25.13	24.06	20.61	17.78	16.45
SSP	14.61	14.24	14.74	14.78	14.93	15.82	18.57
SCG	18.88	18.85	19.07	19.16	19.13	19.09	17.95
SUPER	18.95	17.57	17.11	16.76	16.47	16.44	18.82
SPCG	7.11	6.89	6.81	6.88	6.91	7.05	7.65
GUNKUL	19.68	18.45	19.75	20.46	21.42	29.53	41.84
ค่าเฉลี่ย	20.59	19.40	20.21	20.47	20.55	21.69	29.70
ราคาหุ้น (บาทต่อหุ้น)	0.27	0.25	0.26	0.27	0.27	0.28	0.39
มูลค่าหุ้น (ล้านบาท)	1,853.49	1,746.99	1,819.71	1,843.17	1,850.25	1,952.94	2,673.74

ที่มา: ราคาหุ้นของบริษัทที่นำมาเปรียบเทียบ และงบการเงินของแต่ละบริษัทจาก SETSMART

ดังนั้น ผลจากการประเมินมูลค่าหุ้นวิธีอัตราส่วนราคาปิดต่อกำไรต่อหุ้นจะได้มูลค่าเท่ากับ 1,746.99 – 2,673.74 ล้านบาทหรือเท่ากับ 0.25 – 0.39 บาทต่อหุ้น อย่างไรก็ตาม วิธีนี้ไม่ได้คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของกิจการในอนาคต ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่าการประเมินด้วยวิธีนี้อาจไม่สะท้อนราคาที่เหมาะสมของส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทได้

5. วิธีมูลค่างานตามราคาตลาด (Market Value Approach)

การประเมินมูลค่างานโดยวิธีนี้ จะใช้ราคาตลาดถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักจากการซื้อขายหลักทรัพย์ของบริษัทที่ผ่านมาในตลาดหลักทรัพย์ ณ ช่วงเวลาต่างๆ โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาราคาตลาดถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของบริษัท (มูลค่าการซื้อขายหุ้นของบริษัท / ปริมาณการซื้อขายหุ้นของบริษัท) ย้อนหลังในช่วงเวลา 7 วัน 30 วัน 60 วัน 90 วัน 120 วัน 180 วัน และ 360 วัน

โดยในการประเมินมูลค่างานโดยวิธีนี้ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระพิจารณาข้อมูลถึงวันที่ 5 สิงหาคม 2562 (ซึ่งเป็นวันที่คณะกรรมการบริษัท มีมติที่จะทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ และออกหุ้นเพิ่มทุนเพื่อเป็นการแลกหุ้นกับสินทรัพย์ที่ได้มา (กลุ่ม BIGGAS) ดังนั้น ราคาตลาดของหุ้นสามัญของบริษัท จากการประเมินด้วยวิธีมูลค่างานตามราคาตลาดสามารถคำนวณได้ดังนี้

ช่วงเวลา	ราคาปิด (บาท/หุ้น)			ปริมาณซื้อขายเฉลี่ยต่อวัน (หุ้น)	ราคาปิดถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (บาท/หุ้น)	ร้อยละของปริมาณซื้อขายเฉลี่ยต่อวันต่อจำนวนหุ้นที่จำหน่ายได้แล้วทั้งหมดของกิจการ
	สูงสุด	ต่ำสุด	เฉลี่ย			
ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 7 วัน	0.75	0.70	0.72	48,567,314	0.73	0.71%
ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 30 วัน	0.75	0.64	0.68	23,610,663	0.69	0.34%
ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 60 วัน	0.75	0.59	0.65	18,437,158	0.67	0.27%
ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 90 วัน	0.75	0.59	0.64	14,584,791	0.66	0.21%
ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 120 วัน	0.75	0.59	0.64	13,424,161	0.66	0.20%
ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 180 วัน	0.75	0.59	0.64	13,693,686	0.65	0.20%
ค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 360 วัน	0.81	0.59	0.68	19,474,375	0.70	0.28%
ช่วงราคาหุ้นสามัญของบริษัท (บาท/หุ้น)					0.65 - 0.73	
ช่วงราคาหุ้นสามัญของบริษัท (ล้านบาท)					4,461.27 - 4,996.50	

ที่มา: ราคาหุ้นของบริษัทที่นำมาเปรียบเทียบ มาจาก SETSMART

กราฟแสดงปริมาณ มูลค่าการซื้อขายและราคาหุ้น PSTC ช่วง 1 ก.พ.2561 ถึง 5 ส.ค.2562



จากตารางการประเมินมูลค่าหุ้นโดยวิธีมูลค่าหุ้นตามราคาตลาดโดยคำนวณค่าเฉลี่ยย้อนหลังตามจำนวนวันดังกล่าว จะได้มูลค่าของหุ้นบริษัทตามราคาปิดถัวเฉลี่ยระหว่าง 4,461.27 – 4,996.50 ล้านบาทหรือ ระหว่าง 0.65 - 0.73 บาทต่อหุ้น และถ้าพิจารณาจากตลาดถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักในช่วง 15 วันทำการติดต่อกันก่อนวันที่คณะกรรมการมีมติให้เสนอที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 2/2562 เพื่อขออนุมัติให้บริษัท เสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุน (“ราคาตลาด”) คือตั้งแต่วันที่ 12 กรกฎาคม – 5 สิงหาคม 2562 ซึ่งเท่ากับ 0.71 บาท ตามข้อมูลการซื้อขายหุ้นบริษัท ที่ปรากฏในฐานข้อมูล SETSMART ของตลาดหลักทรัพย์ฯ ทั้งนี้ การเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนดังกล่าวเป็นการเสนอขายให้แก่บุคคลในวงจำกัด (Private Placement) ในราคาเท่ากับ 0.86 บาทต่อหุ้น โดยไม่เข้าข่ายเป็นการเสนอขายหุ้นเพิ่มทุนในราคาต่ำตามประกาศคณะกรรมการกำกับตลาดทุนที่ พจ. 72/2558 เนื่องจากเป็นราคาเสนอขายที่สูงกว่าราคาตลาดดังกล่าว

ราคาตลาดเป็นกลไกที่ถูกกำหนดโดยอุปสงค์และอุปทานของนักลงทุนที่มีต่อหุ้นของบริษัท ซึ่งสามารถสะท้อนถึงมูลค่าหุ้นในขณะนั้นๆ รวมทั้งสะท้อนถึงปัจจัยพื้นฐาน และความต้องการของนักลงทุนทั่วไปที่มีต่อศักยภาพและการเติบโตของบริษัทในอนาคตได้ดีพอสมควร ราคาตลาดของหุ้นของบริษัทในอดีตจึงสามารถใช้เป็นราคาอ้างอิงเพื่อสะท้อนมูลค่าหรือราคาที่แท้จริงของหุ้นของบริษัทได้ อย่างไรก็ตาม การซื้อขายหุ้นของบริษัทที่มีปริมาณการซื้อขายที่ค่อนข้างน้อยเมื่อเทียบกับจำนวนหุ้นทั้งหมด ส่วนใหญ่อยู่ในช่วงร้อยละ 0.20 – 0.71 ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเห็นว่า มูลค่าหุ้นด้วยวิธีตามราคาตลาด (Market Value Approach) จึงไม่สามารถสะท้อนมูลค่าหรือราคาที่แท้จริงของบริษัทได้

6. วิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ

วิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ เป็นวิธีที่คำนึงผลการดำเนินงานในอนาคตของกลุ่มธุรกิจประเภทต่างๆ โดยการประมาณการผลการดำเนินงานตามระยะเวลาที่กำหนดของใบอนุญาต หรือตามระยะเวลาที่คาดว่าจะสามารถดำเนินธุรกิจได้ โดยประเมินมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิที่คาดว่าจะได้รับซึ่งมีการคิดด้วยอัตราส่วนลดที่เหมาะสมจากการคำนวณอัตราต้นทุนทางการเงินถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC)

ประมาณการทางการเงินที่ใช้ในการประเมินมูลค่าหุ้น จัดทำขึ้นภายใต้สมมติฐานและข้อมูลที่ได้รับจากบริษัทฯ และกำหนดขึ้นภายใต้ภาวะเศรษฐกิจและสถานการณ์ปัจจุบัน โดยพิจารณาควบคู่กับข้อมูลในอดีตบางส่วน หากมีการเปลี่ยนแปลงใดๆ ที่เกี่ยวกับแผนธุรกิจและนโยบายต่างๆ ของบริษัทฯ หรือสภาวะเศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลงไป ที่จะทำให้การดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ เปลี่ยนแปลงไปจากประมาณการและตัวแปรที่กำหนดไว้ อาจทำให้ประมาณการที่กำหนดขึ้นภายใต้สมมติฐานที่กล่าวมาข้างต้นเปลี่ยนแปลงไปอย่างมีนัยสำคัญ และอาจส่งผลกระทบต่อมูลค่าหุ้นของบริษัทฯ ที่ประเมินได้เปลี่ยนแปลงไปเช่นกัน

จากผลการดำเนินงานที่ผ่านมา บริษัทฯ มีการดำเนินธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหลายประเภทได้แก่ ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานชีวมวล และพลังงานชีวภาพ รวมถึงธุรกิจออกแบบ จำหน่ายและติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดจัดการสภาพแวดล้อม โดยผ่านการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ เองและผ่านบริษัทย่อยและบริษัทร่วมที่มีการถือหุ้นทั้งทางตรงและทางอ้อม แต่ละบริษัทมีการดำเนินธุรกิจที่แตกต่างกัน ที่ปรึกษาทางการเงินจึงขอจัดแบ่งสถานะของการดำเนินธุรกิจออกเป็นดังนี้

- กลุ่มธุรกิจที่ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระทำการประเมินราคาโดยวิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ ได้แก่

- กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง กลุ่มนี้ประกอบไปด้วย 6 บริษัท คือ PSTC, KSP, SGG, PWG, PSTE2 และ PVG ซึ่งมีผลการดำเนินงานแล้ว และ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะทำการประเมินมูลค่ากิจการ 5 บริษัทแรก (ยกเว้น PVG ซึ่งเป็นบริษัทร่วมที่บริษัทถือหุ้นเพียงร้อยละ 19.99 เท่านั้น และมีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตเพียง 0.99 เมกะวัตต์) โดยมีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตรวม 14.98 เมกะวัตต์
- กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแก๊สชีวภาพเพื่อจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กลุ่มนี้ประกอบไปด้วย 5 บริษัทย่อย ซึ่งมีผลการดำเนินงานในปัจจุบัน 3 บริษัท คือ ARW, STS และ NWR ส่วนอีก 2 บริษัทคือ SYS และ KPP จะเริ่มผลิตไฟฟ้าได้ภายในปี 2562 และมีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตรวม 12.53 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตาม KPP เป็นโรงไฟฟ้าที่ได้เริ่มดำเนินการมาแล้วตั้งแต่ปี 2557 และได้มีการปรับปรุงโรงไฟฟ้าใหม่ทั้งหมดทั้งการเพิ่มบ่อน้ำเสีย และเปลี่ยนเครื่องจักรใหม่
- กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลเพื่อจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กลุ่มนี้ประกอบด้วย 3 บริษัทย่อย แต่จะมีการประเมินมูลค่ากิจการเพียงบริษัทเดียว คือ WKE ซึ่งมีผลการดำเนินงานเกิดขึ้นจริงแล้ว ส่วนอีก 2 บริษัท จะไม่มีการจัดทำประมาณการ คือ
 - PSTE1 เป็นโรงไฟฟ้าที่จะตั้งในจังหวัดแพร่ ซึ่งได้ทำการรับฟังความเห็นจากประชาชนแล้ว แต่ชาวบ้านมีการคัดค้านค่อนข้างมาก ทำให้ขั้นตอนการดำเนินการเกิดความล่าช้าอย่างมากและไม่อาจคาดการณ์ถึงความแน่นอนของการจัดตั้งโรงผลิตไฟฟ้าได้ ที่ปรึกษาทางการเงินจึงใช้หลักความระมัดระวัง ที่จะไม่จัดทำประมาณการ
 - BGG ยังไม่มีผลการดำเนินงานและมีเฉพาะสิทธิที่จะผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลจำนวน 7 ใบๆละ 0.99 เมกะวัตต์มีที่ตั้งในจังหวัดต่างๆ มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 6.93 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ BGG ไม่มีนโยบายที่จะดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าแต่จะเสนอขายใบอนุญาตให้แก่นักลงทุนที่สนใจ โดยในไตรมาสที่ 1 ปี 2562 ที่ผ่านมา BGG ได้ขายใบอนุญาตแล้ว 1 ใบที่จังหวัดสกลนคร และอยู่ระหว่างการเสนอขายสิทธิในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดให้แก่บริษัทภายนอก ทั้งนี้ยังไม่มีข้อตกลงเกิดขึ้นอย่างชัดเจน ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงไม่ได้ประเมินมูลค่าจากการขายใบอนุญาตที่เหลือดังกล่าว
- กลุ่มธุรกิจออกแบบ จำหน่ายและติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดสภาพแวดล้อม เป็นธุรกิจหลักภายใต้การดำเนินงานของบริษัทฯ ตั้งแต่เริ่มต้น

เนื่องจากบริษัทฯ มีการประกอบธุรกิจของตนเอง และ บริษัทย่อยต่างๆ ก็มีการประกอบธุรกิจของตนเองตามอายุของใบอนุญาตที่ได้รับซึ่งมีระยะเวลาคงเหลือแตกต่างกัน ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงประเมินมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของแต่ละธุรกิจตามสัดส่วนการถือหุ้นโดยใช้วิธีรวมมูลค่าแต่ละกิจการ (Sum of the Parts) จากนั้นนำมารวมกันเพื่อให้เห็นถึงมูลค่าของแต่ละกลุ่มธุรกิจทั้ง 4 กลุ่มหลักดังกล่าว และนำมาหามูลค่าปัจจุบันจากอัตราส่วนลดรวมของบริษัทฯ อย่างไรก็ตามการประเมินมูลค่าดังกล่าวใช้หลักเกณฑ์เช่นเดียวกับการจัดทำงบการเงินรวมจึงไม่รวมรายการระหว่างกัน ได้แก่ เงินกู้ยืมและดอกเบี้ยระหว่างกัน ซึ่งมีบริษัทฯ เป็นแกนสำคัญในการจัดหาแหล่งเงินกู้จากภายนอกและ

นำมาให้บริษัทในกลุ่มกู้ยืมเงิน และการคิดค่าบริหารจัดการระหว่างกันโดยบริษัทฯ เป็นผู้เก็บค่าบริการจัดการจากบริษัท
ย่อยตามปริมาณงาน

สำหรับกลุ่มธุรกิจจำหน่ายและขนส่งน้ำมันและแก๊ส เป็นกลุ่มที่ดำเนินธุรกิจสถานีจำหน่ายและขนส่งแก๊ส รวมถึง
ขนส่งน้ำมันทางท่อ ได้แก่ บริษัท BIGGAS, TPN, และ JN ซึ่งมีการจัดทำรายการประเมินราคาไว้แล้ว โดยที่ปรึกษาทางการเงิน
อิสระจะได้นำมูลค่าของกลุ่มบริษัท BIGGAS ตามสัดส่วนการถือหุ้น คือ ร้อยละ 51 ที่คำนวณตามวิธีมูลค่าปัจจุบัน
กระแสเงินสด มารวมกับมูลค่าของกลุ่มบริษัทฯ และจะได้กล่าวต่อไปในตอนท้ายของการประเมินราคาโดยวิธีนี้

ทั้งนี้รายละเอียดของการกำหนดสมมติฐานการประเมินราคา จะได้กล่าวในรายละเอียดต่อไปตามประเภทกลุ่ม
ธุรกิจของแต่ละบริษัทต่อไป

- กลุ่มธุรกิจที่ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่ทำการประเมินราคาโดยวิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ ได้แก่
 - กลุ่มธุรกิจอื่น ประกอบด้วย 2 บริษัทหลัก คือ
 - ก. PSTE เป็นบริษัท Holding company ที่ลงทุนในบริษัทต่างๆ คือ WKE, SYS, KPP, MSW1, TSE และ PSTC
Inter ทั้งนี้ WKE, SYS, KPP จะมีการประเมินราคาในกลุ่มธุรกิจของแต่ละบริษัทตามที่ได้กล่าวมาแล้ว ยกเว้น
MSW1, TSE และ PSTC Inter ซึ่งในช่วงเวลาที่ผ่านมายังไม่มีการดำเนินธุรกิจ และยังไม่มียุติบายที่จะดำเนิน
ธุรกิจในอนาคตแต่อย่างใด
 - ข. PSTCE เป็นบริษัทที่จัดตั้งขึ้นเพื่อดำเนินธุรกิจรับเหมาก่อสร้างโรงไฟฟ้าให้แก่บริษัทในกลุ่มเป็นหลัก และไม่ได้
มุ่งเน้นที่จะดำเนินธุรกิจกับบุคคลภายนอก ดังนั้นเมื่อมีการทำงานการเงินรวมภายในกลุ่มบริษัท ก็จะมีการตัด
รายการระหว่างกันทั้งหมด ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงไม่ได้ทำการประเมินราคาของบริษัทนี้
 - กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนอื่น ได้แก่ PSTU, PSTE3, PSTE4, PSTE7, PSTE8, WGG, MSW1 และ TSE ซึ่งในช่วง
เวลาที่ผ่านมายังไม่มีการดำเนินธุรกิจ และยังไม่มียุติบายที่จะดำเนินธุรกิจในอนาคตแต่อย่างใด

ตารางต่อไปนี้แสดงบริษัทย่อยและบริษัทร่วมพร้อมอัครย่อย สัดส่วนการถือหุ้นโดยบริษัทฯ และจังหวัดที่ตั้งของ
โรงไฟฟ้า รวมทั้งจำนวนกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถจำหน่ายให้ กฟผ.และกฟน. ตามสัญญา

บมจ. เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี

กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์				
บมจ. เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี	PSTC	-	เพชรบุรี	1 MW
บมจ. เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี	PSTC	-	สระแก้ว	4.999 MW
บจ.กัณฑ์ โซล่าฟาร์มเวอร์	KSP	100%	อุดรธานี	1.996 MW
บจ.โซลาร์โกกรีน	SGG	100%	สมุทรสงคราม	0.988 MW
บจ.เพาเวอร์ วี กรีน	PWG	100%	นนทบุรี	0.980 MW
บจ.พีเอสที เอนเนอร์ยี 2	PSTE 2	100%	สมุทรสงคราม	4.999 MW
บจ.พีวี กรีน	PVG	19.99%	เพชรบุรี	0.988 MW

กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล				
บจ.อริญ เพาเวอร์ จำกัด	ARW	100%	สุพรรณบุรี	4.00 MW
บจ.เศรษฐีสุพรรณ ไบโอกรีน เพาเวอร์	STS	100%	สุพรรณบุรี	2.00 MW
บจ.โรงไฟฟ้าระยะยาวโลม	SYS	100%	สุพรรณบุรี	4.60 MW
บจ.โรงไฟฟ้าขุนทดแห้ง	KPP	100%	สุพรรณบุรี	0.98 MW
บจ.นวัตน์ บีเวอร์เลส	NWR	51%	บุรีรัมย์	0.95 MW

กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล				
บจ.เวลส์ ไรชเชอร์ เอนเนอร์ยี จำกัด	WKE	100%	บุรีรัมย์	8.0 MW
บจ.พีเอสที เอนเนอร์ยี 1	PSTE 1	100%	แพร่	23.42 MW
บจ.ไบโอโกกรีน	BGG	100%	หลายจังหวัด	6.93 MW

กลุ่มธุรกิจออกแบบ จำหน่ายและติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดสภาพแวดล้อม		
บมจ. เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี	PSTC	100%

กลุ่มธุรกิจอื่น		
บจ.พีเอสที เอนเนอร์ยี	PSTE	100%
บจ.พีเอสทีซี เอนเนอร์ยีริง	PSTCE	100%
บจ.พีเอสทีซี อินเตอร์เนชั่นแนล	PSTC Inter	100%

กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนอื่น		
บจ.พีเอสที (อุบลราชธานี)	PSTU	100%
บจ.พีเอสที เอนเนอร์ยี 3	PSTE 3	100%
บจ.พีเอสที เอนเนอร์ยี 4	PSTE 4	100%
บจ.พีเอสที เอนเนอร์ยี 7	PSTE 7	100%
บจ.พีเอสที เอนเนอร์ยี 8	PSTE 8	100%
บจ.วินด์โกกรีน	WGG	100%
บจ.พีเอสที เอ็มเอสดับบลิว 1	MSW 1	100%
บจ.ทริปปี้ล เอส ซีไอ	TSE	15%

กลุ่มธุรกิจจำหน่าย ขนส่ง และคลังน้ำมันและแก๊ส		
บจ.บีแก๊ส เทคโนโลยี	BIGGAS	51%
บจ.ไทย ไปป์ लाईน์ เน็ตเวิร์ค	TPN	94.0% โดย BIGGAS
บจ.เจเอ็น เอนเนอร์ยี คอร์ปอเรชั่น	JN	100% โดย BIGGAS

หมายเหตุ BGG ที่ได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการโรงไฟฟ้าชีวมวลในจังหวัดนครราชสีมา ชลบุรี สุโขทัย กำแพงเพชร ชัยนาท สกลนคร อุดรธานี
PSTE ถือหุ้นร้อยละ 100 ใน SYS, KPP, WKE, MSW1, PSTC Inter, และถือหุ้นร้อยละ 15 ใน TSE

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้จัดทำประมาณการ โดยแต่ละธุรกิจมีระยะเวลาประมาณการแตกต่างกัน คือ กลุ่มธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล และ โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล จะมีอายุตามที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ซึ่งอยู่ระหว่าง 20 – 25 ปี โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะทำประมาณการตั้งแต่ ปี 2562 ถึงวันที่ครบกำหนดอายุตามสัญญาดังกล่าวของแต่ละบริษัท จากนั้นจะคำนวณมูลค่าสุดท้าย (Terminal value) จากมูลค่าที่ดินของแต่ละโครงการ (ถ้ามี) ยกเว้นธุรกิจของบริษัทฯ คือ ธุรกิจออกแบบ จำหน่ายและติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดสภาพแวดล้อม เป็นธุรกิจที่มีการดำเนินไปต่อเนื่องไม่สิ้นสุด (on going concern basis) จะมีการทำประมาณการ 5 ปี และคำนวณเป็นมูลค่าสุดท้ายของธุรกิจ โดยจะคำนวณเป็นมูลค่าปัจจุบันของกลุ่มธุรกิจทั้งหมดย้อนกลับมา ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562

ระยะเวลาการทำประมาณการของแต่ละกลุ่มธุรกิจ สรุปได้ดังนี้

กลุ่มที่	ธุรกิจ	ชื่อย่อบริษัท	COD	ช่วงเวลาประมาณการ (ปี พ.ศ.)												วันสิ้นสุดโครงการ	จำนวนปีประมาณการ
				2562	2563-2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	2581	2582	2583	2584		
1	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	PSTC1เพชรบุรี	28 ธ.ค. 58													27 ธ.ค. 83	21.5
		PSTC2สระแก้ว	5 ม.ค. 60													4 ม.ค. 85	22.5
		KSP1	15 ส.ค. 54													14 ส.ค. 79	17.1
		KSP2	22 ส.ค. 54													21 ส.ค. 79	17.1
		SGG	8 พ.ค. 57													7 พ.ค. 82	19.8
		PWG	10 ต.ค. 57													9 ต.ค. 82	20.2
		PSTE 2	12 ม.ค. 60													11 ม.ค. 85	22.5
2	โรงไฟฟ้าชีวมวล	ARW	19 มี.ค. 57													18 มี.ค. 77	14.7
		STS	20 ต.ค. 58													19 ต.ค. 78	16.3
		SYS	1 ต.ค. 62													30 ก.ย. 82	20.2
		KPP	16 ต.ค. 57													31 ต.ค. 82	20.3
		NWR	11 พ.ค. 55													7 ก.พ. 81	18.6
3	โรงไฟฟ้าชีวมวล	WKE	27 ก.ค. 58													26 ก.ค. 78	16.0
4	ระบบจ่ายไฟฟ้า	PSTC	-													-	5.0

หมายเหตุ ช่วงเวลาประมาณการทุกกลุ่มธุรกิจเริ่มจาก 1 กรกฎาคม 2562 และวันที่สิ้นสุดประมาณการแตกต่างกัน และจำนวนปีประมาณการเป็นการประมาณโดยหาจำนวนวันที่ดำเนินการนับจากด้วย 365 วัน

อนึ่ง PSTC มีช่วงเวลาประมาณการ 5 ปี โดยปีที่ 5 กระแสเงินสดบวกด้วยมูลค่าสุดท้ายกรณีธุรกิจดำเนินไปไม่สิ้นสุด (Terminal Value)

โดยรายละเอียดของการประเมินมูลค่ากระแสเงินสดสุทธิของธุรกิจแต่ละกลุ่มมี ดังนี้

6.1 กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (“Solar Power Plant Group” หรือ “กลุ่ม SPP”)

6.1.1 ข้อมูลภาพรวมธุรกิจ

บริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) (“บริษัทฯ”) ดำเนินธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีกำลังผลิตติดตั้งรวมประมาณ 15 เมกะวัตต์ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วทุกโครงการ มีรูปแบบการติดตั้งทั้งแบบติดตั้งบนพื้นดิน (“Solar farm”) และแบบติดตั้งบนหลังคา (“Solar roof”) โดยแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้ในโครงการคือ ชนิดฟิล์มบาง (“Thin Film”) และชนิดผลึกกรวม (“Poly Crystalline”) โดยแต่ละโครงการมีกำลังการผลิตอยู่ระหว่าง 1 ถึง 5 เมกะวัตต์ต่อโครงการ มีผู้รับซื้อไฟฟ้าคือการไฟฟ้านครหลวง (“กฟน.”) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (“กฟภ.”)

กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (“กลุ่ม SPP”) สามารถแบ่งกลุ่มตามบริษัทที่ดำเนินการได้เป็น 2 กลุ่ม คือ โครงการที่ดำเนินโดยบริษัทฯ 2 โครงการ ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่จังหวัดเพชรบุรีและจังหวัดสระแก้ว (“PSTC1” และ “PSTC2”) และ โครงการที่ดำเนินการโดยบริษัทย่อยของบริษัทฯ 5 โครงการ ได้แก่ โครงการที่ดำเนินการโดย บริษัท กันหา โซลาร์พาวเวอร์ โครงการที่ 1 และ 2 (“KSP1” และ “KSP2”) บริษัท โซลาร์โกกรีน (“SGG”) บริษัท เพาเวอร์วีกรีน (“PWG”) และบริษัท พีเอสที เอนเนอร์ยี 2 (PSTE2) ในส่วนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ดำเนินการโดยบริษัท พีวี กรีน จำกัด (“PVG”) นั้น ที่ปรึกษาทางการเงินไม่นำมารวมในการประมาณการเนื่องจากถือเป็นการลงทุนอื่นและมีสัดส่วนการลงทุนน้อย (ถือหุ้นโดยบริษัทฯ ร้อยละ 20) โดยสามารถสรุปรายละเอียดสำคัญของกลุ่ม SPP ได้ตามตารางดังนี้

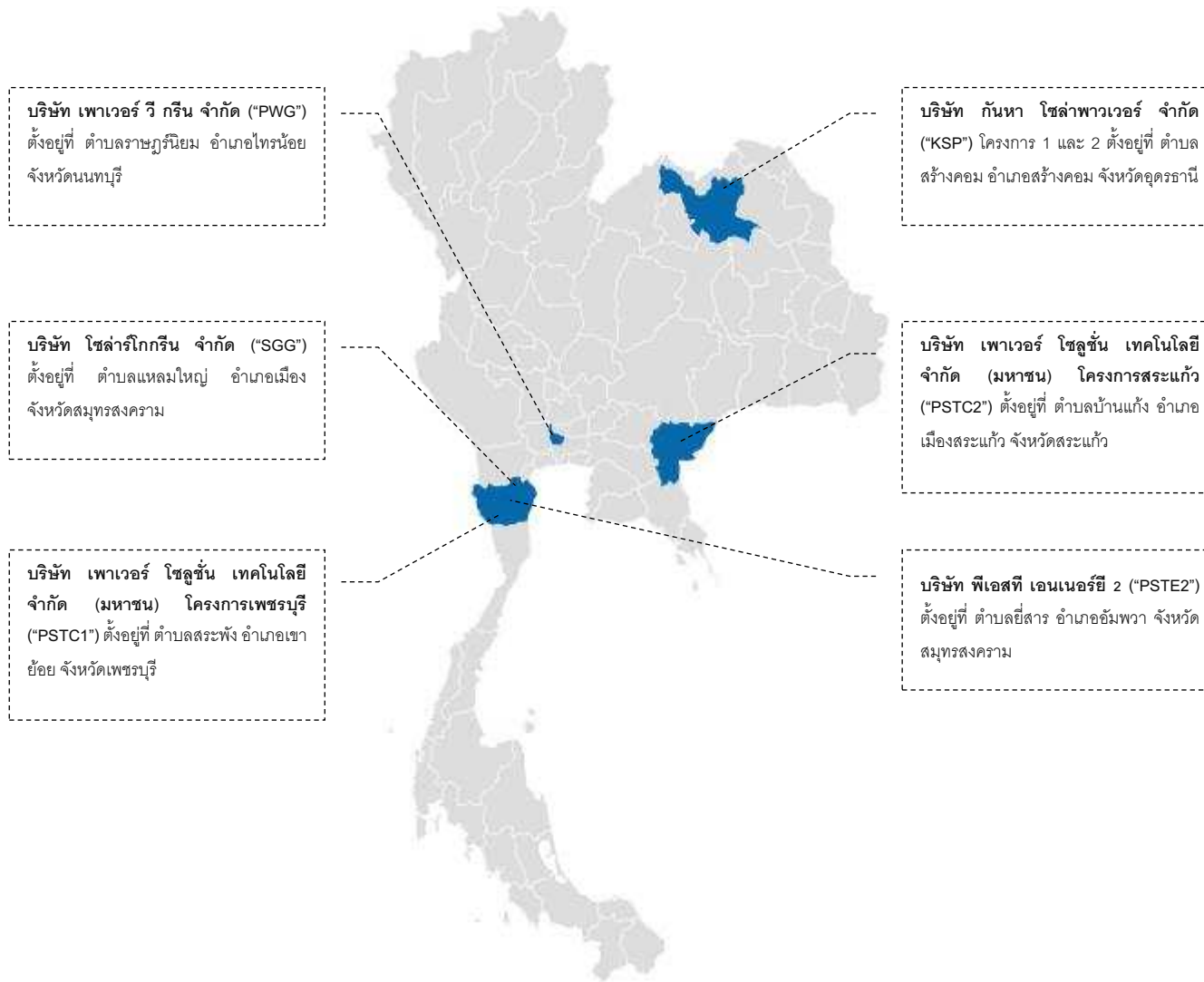
ตารางสรุปข้อมูลสำคัญของกลุ่ม SPP

ชื่อบริษัทที่ดำเนินโครงการ (“ชื่อย่อ”)	ปริมาณขายตามสัญญา (เมกะวัตต์)	สัดส่วนการถือหุ้น	ที่ตั้งโครงการ	รูปแบบการขายไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	วันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์	รูปแบบการติดตั้ง
บริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) (“PSTC1”)	1.000	ดำเนินการโดยบริษัทฯ	เพชรบุรี	FIT 5.66 / 25 ปี	28 ธ.ค. 58	บนพื้นดิน
บริษัท เพาเวอร์ โซลูชั่น เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) (“PSTC2”)	4.999	ดำเนินการโดยบริษัทฯ	สระแก้ว	FIT 5.66 / 25 ปี	5 ม.ค. 60	บนพื้นดิน
บริษัท กันหา โซลาร์พาวเวอร์ จำกัด – โครงการที่ 1 และ 2 (“KSP1”, “KSP2”)	1.996	99.99%	อุดรธานี	Adder 8.00 / 10 ปี ^{2/}	15 ส.ค. 54 24 ส.ค. 54	บนพื้นดิน
บริษัท โซลาร์ โกกรีน จำกัด (“SGG”)	0.988	99.99%	สมุทรสงคราม	FIT 6.16 / 25 ปี	8 พ.ค. 57	บนหลังคา
บริษัท เพาเวอร์วีกรีน จำกัด (“PWG”)	0.980	99.99%	นนทบุรี	FIT 6.16 / 25 ปี	10 ต.ค. 57	บนหลังคา
บริษัท พีเอสที เอนเนอร์ยี 2 จำกัด (“PSTE2”)	4.999	99.99%	สมุทรสงคราม	FIT 5.66 / 25 ปี	12 ม.ค. 60	บนพื้นดิน
บริษัท พีวี กรีน จำกัด (“PVG”) ^{1/}	0.988	19.99%	เพชรบุรี	FIT 6.16 / 25 ปี	27 พ.ย. 57	บนพื้นดิน

หมายเหตุ 1/ ไม่รวมอยู่ในการประเมินราคาเนื่องจากถือเป็นการลงทุนอื่นและมีสัดส่วนการลงทุนน้อย

2/ มีระยะเวลา 5 ปีนับจากวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์และต่อเนื่องครั้งละ 5 ปี โดยอัตโนมัติ ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับกฟภ.

แผนที่สรุปที่ตั้งของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปภาพตัวอย่างโครงการ



PSTC2 Solar farm 4.999 MW



SGG Solar roof 0.988 MW



PSTE2 Solar farm 4.999 MW

6.1.2 สรุปสาระสำคัญของสัญญาของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ตารางสรุปสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

หัวข้อ	รายละเอียด					
1. โครงการ	PSTC1	PSTC2	KSP1/KSP2	SGG	PWG	PSTE2
2. คู่สัญญา	กฟภ.	กฟภ.	กฟภ.	กฟภ.	กฟน.	กฟภ.
3. สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเลขที่	PVF1-PEA-139/2558	PVF2-PEA-007/2559	ท.36-2552 / ท.40-2552	PV-PEA-0052/2556	PPA-Solar/B/2013-104	PVF2-PEA-007/2559
4. วันที่ทำสัญญา	4 สิงหาคม 2558	22 สิงหาคม 2559	15/28 ตุลาคม 2559	16 ธันวาคม 2556	17 ธันวาคม 2556	22 สิงหาคม 2559
5. กำลังการซื้อขายพลังงานไฟฟ้า (ที่ระดับแรงดัน 22,000 โวลต์)	พลังงานไฟฟ้า 1.000 เมกะวัตต์	พลังงานไฟฟ้า 4.999 เมกะวัตต์	พลังงานไฟฟ้า 1.996 เมกะวัตต์	พลังงานไฟฟ้า 0.999 เมกะวัตต์	พลังงานไฟฟ้า 0.980 เมกะวัตต์	พลังงานไฟฟ้า 4.999 เมกะวัตต์
6. รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้า	แบบ FIT ที่ 5.66 บาทต่อหน่วย 25 ปี	แบบ FIT ที่ 5.66 บาทต่อหน่วย 25 ปี	แบบ Adder ที่ 8.00 บาทต่อหน่วย 10 ปี	แบบ FIT ที่ 6.16 บาทต่อหน่วย 25 ปี	แบบ FIT ที่ 6.16 บาทต่อหน่วย 25 ปี	แบบ FIT ที่ 5.66 บาทต่อหน่วย 25 ปี
9. กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD)	31 ธันวาคม 2558	30 ธันวาคม 2559	31 ธันวาคม 2553	26 ธันวาคม 2556	26 ธันวาคม 2556	30 ธันวาคม 2559
10. วันที่มีการซื้อขายเชิงพาณิชย์ (COD)	28 ธันวาคม 2558	5 มกราคม 2560	15/24 สิงหาคม 2554	8 พฤษภาคม 2557	10 ตุลาคม 2557	12 มกราคม 2560
11. อายุสัญญา	สัญญาอายุ 25 ปีนับจากวัน COD ยกเว้นโครงการ KSP มีระยะเวลา 5 ปีหลัง COD และต่อเนื่องครั้งละ 5 ปี โดยอัตโนมัติ					
12. การเรียกเก็บเงินและชำระเงิน	บริษัทจะเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าจาก กฟภ. เดือนละครั้ง โดย กฟภ. จะชำระเงินภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งขอรับเงิน					

ตารางสรุปการส่งเสริมการลงทุนในกิจการจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยมีสิทธิประโยชน์ที่สำคัญดังนี้

รายละเอียด BOI โดยสังเขป	PSTC1	PSTC2	KSP	SGG	PWG	PSTE2
เลขที่บัตรส่งเสริมการลงทุน	58-2389-1-00-1-0	59-1440-1-00-1-0	1966(1)/2554	1519(1)/2557	1520(1)/2557	59-1442-1-00-1-0
วันที่อนุมัติ	29 ตุลาคม 2558	7 พฤศจิกายน 2559	10 สิงหาคม 2554	22 เมษายน 2557	22 เมษายน 2557	7 พฤศจิกายน 2559
การได้รับสิทธิประโยชน์						
1. ยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักรตามที่คณะกรรมการพิจารณาอนุมัติ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ
2. ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับกำไรสุทธิที่ได้จากการประกอบกิจการที่ได้รับการส่งเสริมมีกำหนดเวลา 8 ปี นับแต่วันที่เริ่มมีรายได้จากการประกอบกิจการนั้น ในกรณีที่ประกอบกิจการขาดทุนในระหว่างเวลาได้รับยกเว้นภาษีเงินได้ สามารถนำไปหักออกจากกำไรสุทธิที่เกิดขึ้นภายหลังระยะเวลาได้รับยกเว้นภาษี มีกำหนดระยะเวลาไม่เกิน 5 ปี	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ
3. ยกเว้นไม่ต้องนำเงินปันผลจากกิจการที่ได้รับการส่งเสริม ไปรวมคำนวณเพื่อเสียภาษีเงินได้ตลอดระยะเวลาที่ได้รับการส่งเสริม	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ
4. ลดหย่อนภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับกำไรสุทธิที่ได้จากการลงทุนในอัตราร้อยละ 50 ของอัตราปกติ มีกำหนดเวลา 5 ปี นับจากวันที่พ้นกำหนดเวลา 8 ปีแรก	ไม่ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ไม่ได้รับ
5. ให้นำค่าขนส่ง ค่าไฟฟ้า และค่าประปา เป็น 2 เท่าของค่าใช้จ่ายดังกล่าวเป็นเวลา 10 ปี นับแต่วันที่เริ่มมีรายได้จากการ	ไม่ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ไม่ได้รับ
6. ให้นำเงินลงทุนในการติดตั้งหรือก่อสร้างจากกำไรสุทธิไม่เกินร้อยละ 25 ของเงินลงทุน นอกเหนือไปจากค่าเสื่อมราคาตามปกติ (โดยผู้ได้รับการส่งเสริมจะเลือกหักจากกำไรสุทธิปีใดปีหนึ่ง หรือหลายปีก็ได้ภายใน 10 ปี นับแต่วันที่เริ่มมีรายได้จากการลงทุน)	ไม่ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ไม่ได้รับ

6.1.3 สมมติฐานประมาณการของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (กลุ่ม SPP)

(1) ระยะเวลาประมาณการกลุ่ม SPP

ที่ปรึกษาทางการเงิน เริ่มประมาณการปี 2562 และกำหนดวันสิ้นสุดประมาณการโครงการโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์เท่ากับ 25 ปีหลังจากวันที่แต่ละโครงการได้ทำการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) ตามระยะเวลารับซื้อไฟฟ้าในสัญญาและอายุของแผงโซลาร์เซลล์ ส่งผลให้รายได้ของกลุ่ม SPP ตั้งแต่ปี 2579-2585 ลดลงอย่างมีนัยสำคัญตามตารางแสดงช่วงเวลาประมาณการของกลุ่ม SPP ดังนี้

โครงการ	COD	ช่วงเวลาประมาณการ (ปี พ.ศ.)													วันสิ้นสุดโครงการ	ปีประมาณการ
		2562	2563-2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	2581	2582	2583	2584	2585		
PSTC1	28 ธ.ค. 58														27 ธ.ค. 83	21.51
PSTC2	5 ม.ค. 60														4 ม.ค. 85	22.53
KSP1	15 ส.ค. 54														14 ส.ค. 79	17.13
KSP2	22 ส.ค. 54														21 ส.ค. 79	17.15
SGG	8 พ.ค. 57														7 พ.ค. 82	19.86
PWG	10 ต.ค. 57														9 ต.ค. 82	20.29
PSTE2	12 ม.ค. 60														11 ม.ค. 85	22.55

(2) ประมาณการรายได้จากการขายไฟฟ้า

ในปี 2559 – 2561 รายได้จากการขายไฟฟ้า เท่ากับ 64.43 ล้านบาท 142.14 ล้านบาท และ 142.19 ล้านบาท ตามลำดับ เพิ่มขึ้นร้อยละ 120.60 และร้อยละ 0.032 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ และในไตรมาสที่ 2 ปี 2562 เท่ากับ 76.78 ล้านบาท โดยรายได้ที่เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในปี 2560 มีผลมาจากการเริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโครงการ PSTC2 และ PSTE2 ในเดือนมกราคม ซึ่งเป็นโครงการ 5 MW ทั้งสองโครงการ

รายได้จากการขายไฟฟ้าของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถแบ่งได้เป็น 3 กลุ่มคือ (2.1) รายได้จากการขายไฟฟ้าแบบส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม Adder (2.2) รายได้จากการขายไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff (FIT) แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar Roof) และ (2.3) รายได้จากการขายไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar farm) โดยมีรายละเอียดสมมติฐานของรายได้จากการขายไฟฟ้าแยกตามแต่ละประเภทดังนี้

(2.1) รายได้จากการขายไฟฟ้าแบบรายได้ส่วนเพิ่ม (Adder)

รายได้จากการขายไฟฟ้าแบบ Adder ได้แก่โครงการ KSP1 และ KSP2 มีสูตรการคำนวณดังนี้

$$\begin{aligned} \text{รายได้จากการขายไฟฟ้า} &= \text{รายได้จากค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาการใช้งาน (TOU)} + \text{รายได้จากค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder)} \\ &= (\text{อัตราขายส่งช่วง Peak รวมค่า Ft} \times \text{ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak}) + (\text{อัตราขายส่งช่วง Off-Peak รวมค่า Ft} \\ &\quad \times \text{ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Off-Peak}) + (\text{ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak} + \text{ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Off-Peak}) \times \text{ค่าส่วนเพิ่มราคา (Adder)} \end{aligned}$$

(2.1.1) รายได้จากค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาการใช้งาน (TOU)

- อัตราขายไฟฟ้าในปีแรกของการประมาณการเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 11-33 kV คือ 4.2243 บาทต่อหน่วยในช่วง Peak และ 2.3567 บาทต่อหน่วยในช่วง Off-Peak และกำหนดให้อัตราขายส่งค่าไฟฟ้าฐานช่วง Peak และ Off-Peak หลังจากบวกค่า Ft ตลอดช่วงประมาณการมีอัตราเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.91 และ 1.71 ต่อปี ตามลำดับ (อ้างอิงจากข้อมูลการเติบโตอัตราขายส่งค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย Peak และ Off-Peak รวมค่า Ft ในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา)
- ปริมาณขายไฟฟ้าของปีที่เริ่มประมาณการเท่ากับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงในปี 2561 หรือเท่ากับ 1,650,138 และ 1,637,600 หน่วยสำหรับโครงการ KSP1 และ KSP ตามลำดับ และลดทอนเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 ต่อปีตลอดระยะเวลาประมาณการ โดยตั้งสมมติฐานตามอัตราการลดทอนของประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (Degradation) โดยเปรียบเทียบกับอัตราการลดทอนของคุณสมบัติแผงโซลาร์เซลล์ของ KSP1 และ KSP2
- ประมาณการสัดส่วนปริมาณขายไฟฟ้าในช่วง Peak และ Off-Peak เท่ากับค่าเฉลี่ยของปริมาณที่ผลิตได้จริงระหว่างปี 2559- ไตรมาส 2 ปี 2562 และกำหนดสัดส่วนคงที่ตลอดระยะเวลาประมาณการ ตามตารางดังนี้

สัดส่วนในการผลิตไฟฟ้า(ร้อยละ)	Peak	Off-Peak
KSP1	61.34%	38.66%
KSP2	60.81%	39.19%

(2.1.2) รายได้จากค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder)

- อัตราขายไฟฟ้าเท่ากับอัตรารับซื้อส่วนเพิ่มในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าคือ 8.00 บาทต่อหน่วยและตั้งสมมติฐานให้คงที่จนหมดระยะเวลารับซื้อส่วนเพิ่ม โดยกำหนดให้สิ้นสุด ณ วันที่ 14 และ 22 สิงหาคม 2564 ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโครงการ KSP1 และ KSP2 ตามลำดับ (10 ปีตั้งแต่โครงการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์)
- ปริมาณขายไฟฟ้าเท่ากับปริมาณขายไฟฟ้า TOU ของปีประมาณการนั้น (2.1.1)

(2.2) รายได้จากการขายไฟฟ้าแบบ FIT แบบติดตั้งบนหลังคา

รายได้จากการขายไฟฟ้าแบบ FIT แบบติดตั้งบนหลังคา ได้แก่โครงการ SGG และ PWG ประกอบด้วยรายได้จากค่าไฟฟ้าตามอัตราไฟฟ้าตามอัตรารับซื้อไฟฟ้าคงที่ (FIT) โดยมีสมมติฐานดังนี้

- อัตราขายไฟฟ้าเท่ากับอัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ (FIT) คือ 6.16 บาทต่อหน่วยตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. และ กฟน. อ้างอิงจากประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และตั้งสมมติฐานในโค้งที่ตลอดระยะเวลาประมาณการ
- ปริมาณขายไฟฟ้าของปีที่เริ่มประมาณการเท่ากับปริมาณไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 หรือเท่ากับ 1,397,080 และ 1,325,317 หน่วย สำหรับโครงการ SGG และ PWG ตามลำดับ และลดทอนเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 ต่อปีตลอดระยะเวลาประมาณการ โดยตั้งสมมติฐานตามอัตราการลดทอนของประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (Degradation) โดยเปรียบเทียบกับอัตราการลดทอนของคุณสมบัติแผงโซลาร์เซลล์ของ SGG และ PWG

(2.3) รายได้จากการขายไฟฟ้าแบบ FIT แบบติดตั้งพื้นดิน

รายได้จากการขายไฟฟ้าแบบ FIT แบบติดตั้งบนพื้นดิน ได้แก่โครงการ PSTC1 PSTC2 และ PSTE2 ประกอบด้วย รายได้จากค่าไฟฟ้าในส่วนที่ไม่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16 และ รายได้จากค่าไฟฟ้าในส่วนที่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16 มีสูตรการคำนวณรายได้จากการขายไฟฟ้าได้ดังนี้

$$\begin{aligned}\text{รายได้จากการขายไฟฟ้า} &= \text{รายได้จากค่าไฟฟ้าในส่วนที่ไม่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16} + \text{รายได้จากค่าไฟฟ้าในส่วนที่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16} \\ &= (\text{อัตราค่าไฟฟ้าคงที่ FIT} \times \text{ปริมาณขายไฟฟ้าส่วนที่ไม่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16}) + (\text{อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง} \\ &\quad \text{รวมกับค่าไฟตามสูตรปรับไฟฟ้าอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย 12 เดือน} \times \text{ปริมาณขายไฟฟ้าส่วนที่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16})\end{aligned}$$

โดย Capacity Factor หมายถึง อัตราส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจริงในรอบ 1 ปี เปรียบเทียบกับผลคูณของขนาดกำลังการผลิตติดตั้งและจำนวนชั่วโมงทั้งหมดในหนึ่งปีหรือคิดเป็นปริมาณไฟฟ้า 1,401,600 และ 1,405,440 หน่วย/MWp/ปี ในกรณีที่ปีนั้นมี 365 และ 366 วัน ตามลำดับ ซึ่งได้มีการกำหนดราคารับซื้อปริมาณไฟฟ้าในส่วนที่ไม่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16 ไว้ที่ 5.66 บาทต่อหน่วย (อ้างอิงตามระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน)

(2.3.1) รายได้จากค่าไฟฟ้าในส่วนที่ไม่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16

- อัตราขายไฟฟ้าเท่ากับอัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ (FIT) คือ 5.66 บาทต่อหน่วยตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และตั้งสมมติฐานในโค้งที่ตลอดระยะเวลาประมาณการ
- ปริมาณขายไฟฟ้าเท่ากับปริมาณขายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 หรือเท่ากับ 1,501,632 7,202,320 7,276,740 หน่วยสำหรับโครงการ PSTC1 PSTC2 และ PSTE2 ตามลำดับและลดทอนเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 ต่อปีตลอดระยะเวลาประมาณการ โดยตั้งสมมติฐานตามอัตราการลดทอนของประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (Degradation) โดยเปรียบเทียบกับอัตราการลดทอนของคุณสมบัติแผงโซลาร์เซลล์ของ PSTC1 PSTC2 และ PSTE2

- ปริมาณขายไฟฟ้าในส่วนนี้จะน้อยกว่าหรือเท่ากับ Capacity Factor ร้อยละ 16 ของแต่ละโครงการตามตารางในหัวข้อ (2.3.2)

(2.3.2) รายได้จากค่าไฟฟ้าในส่วนที่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16

- อัตราขายไฟฟ้าเท่ากับ อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย 12 เดือนที่ระดับความดัน 11-13 kV ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าตามสูตรปรับไฟฟ้าอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (หรือ Ft ขายส่งเฉลี่ยในระยะเวลา 12 เดือน) เฉลี่ยย้อนหลังในปี 2559-2561 คือ 2.97 บาทต่อหน่วย และตั้งสมมติฐานให้คงที่ตลอดระยะเวลาประมาณการ
- ปริมาณขายไฟฟ้าเท่ากับส่วนไฟฟ้าในส่วนที่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16 ในปีประมาณการนั้น โดย Capacity Factor ของแต่ละโครงการ โดยปริมาณขายไฟฟ้าส่วนที่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16 นั้นจะหมดลงในปี 2571 2565 และ 2567 ของโรงไฟฟ้า PSTC1 PSTC2 และ PSTE2 ตามลำดับสามารถสรุปได้ตามตารางดังนี้

โครงการ	กำลังผลิตติดตั้ง (MWp)	Capacity Factor ร้อยละ 16 ^{1/} (หน่วย/ปี)	สัดส่วนของปริมาณที่เกิน Capacity Factor ร้อยละ 16 ต่อปริมาณรวมปี 2561	ปีประมาณการที่ไม่มีส่วนเกิน Capacity ร้อยละ 16 ^{2/}
PSTC1	0.996	1,395,994	7.03%	2571
PSTC2	4.998	7,005,757	2.73%	2565
PSTE2	4.998	7,005,196	3.73%	2567

หมายเหตุ 1/ Capacity Factor ร้อยละ 16 = 16% * กำลังผลิตติดตั้ง * จำนวนวันต่อปี (365) * จำนวนชั่วโมงต่อวัน (24)

2/ ไม่มีเนื่องจากการลดทอนของประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์

ตารางสรุปปริมาณขายไฟฟ้ากลุ่ม SPP ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 และปีประมาณการ 2562-2585 แยกตามโครงการ

(หน่วย: ล้านหน่วย)

โครงการ	2561	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F
PSTC1	1.50	1.49	1.48	1.47	1.46	1.45	1.44	1.43	1.42	1.41	1.40	1.39	1.38
PSTC2	7.20	7.15	7.10	7.05	7.00	6.95	6.91	6.86	6.81	6.76	6.71	6.67	6.62
KSP	3.29	3.26	3.24	3.22	3.20	3.17	3.15	3.13	3.11	3.09	3.06	3.04	3.02
SGG	1.40	1.39	1.38	1.37	1.36	1.35	1.34	1.33	1.32	1.31	1.30	1.29	1.28
PWG	1.33	1.32	1.31	1.30	1.29	1.28	1.27	1.26	1.25	1.24	1.24	1.23	1.22
PSTE2	7.28	7.23	7.18	7.12	7.08	7.03	6.98	6.93	6.88	6.83	6.78	6.74	6.69
รวม	21.99	21.84	21.68	21.53	21.38	21.23	21.08	20.94	20.79	20.64	20.50	20.36	20.21

โครงการ	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	2585F
PSTC1	1.37	1.36	1.35	1.34	1.33	1.32	1.31	1.30	1.30	1.27 ^{1/}	0.00	0.00
PSTC2	6.57	6.53	6.48	6.44	6.39	6.35	6.30	6.26	6.21	6.17	6.13	0.07 ^{1/}
KSP	3.00	2.98	2.96	2.94	2.92	2.13 ^{1/}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SGG	1.28	1.27	1.26	1.25	1.24	1.23	1.22	1.21	0.42 ^{1/}	0.00	0.00	0.00
PWG	1.21	1.20	1.19	1.18	1.18	1.17	1.16	1.15	0.88 ^{1/}	0.00	0.00	0.00
PSTE2	6.64	6.60	6.55	6.50	6.46	6.41	6.37	6.32	6.28	6.23	6.19	0.19 ^{1/}
รวม	20.07	19.93	19.79	19.65	19.52	18.62	16.37	16.25	15.09	13.68	12.32	0.25

หมายเหตุ 1/ ในปีสุดท้ายของการประมาณการ ปริมาณขายไฟฟ้าของแต่ละโครงการคำนวณตามสัดส่วนวันที่สิ้นสุดโครงการนั้น

ตารางสรุปรายการขายไฟฟ้ากลุ่ม SPP ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 และปีประมาณการ 2562-2585 แยกตามโครงการ

(หน่วย: ล้านบาท)

โครงการ	2561	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F
PSTC1	8.20	8.17	8.15	8.11	8.08	8.05	8.03	7.99	7.97	7.94	7.92	7.87	7.81
PSTC2	40.21	40.06	39.98	39.78	39.64	39.36	39.08	38.81	38.54	38.27	38.00	37.73	37.47
KSP	36.59	36.68	36.54	26.59 ^{1/}	10.69 ^{2/}	10.73	10.77	10.82	10.86	10.91	10.95	11.00	11.05
SGG	8.61	8.55	8.49	8.43	8.37	8.31	8.25	8.19	8.14	8.08	8.02	7.97	7.91
PWG	8.16	8.11	8.05	7.99	7.94	7.88	7.83	7.77	7.72	7.66	7.61	7.56	7.50
PSTE2	40.42	40.32	40.12	39.98	39.84	39.76	39.49	39.21	38.94	38.66	38.39	38.12	37.86
รวม	142.19	141.87	141.32	130.88	114.55	114.09	113.46	112.80	112.16	111.52	110.90	110.25	109.60

โครงการ	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	2585F
PSTC1	7.76	7.70	7.65	7.60	7.54	7.49	7.44	7.39	7.33	7.20	0.00	0.00
PSTC2	37.21	36.95	36.69	36.43	36.18	35.92	35.67	35.42	35.17	34.93	34.68	0.38
KSP	11.09	11.14	11.18	11.23	11.28	5.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SGG	7.85	7.80	7.75	7.69	7.64	7.58	7.53	7.48	2.58	0.00	0.00	0.00
PWG	7.45	7.40	7.35	7.30	7.24	7.19	7.14	7.09	5.44	0.00	0.00	0.00
PSTE2	37.59	37.33	37.07	36.81	36.55	36.29	36.04	35.79	35.54	35.29	35.04	1.05
รวม	108.95	108.32	107.68	107.05	106.43	99.82^{3/}	93.82^{3/}	93.17^{3/}	86.07^{3/}	77.42^{3/}	69.73^{3/}	1.43^{3/}

หมายเหตุ 1/ ลดลงเนื่องจากโครงการดังกล่าวสิ้นสุดเวลารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม ณ เดือน สิงหาคม 2564

2/ ลดลงอย่างมีนัยสำคัญเนื่องจากไม่มีการรับรู้รายได้ไฟฟ้าส่วนเพิ่ม

3/ การประมาณการรายได้ตั้งแต่ปี 2579-2585 ลดลงอย่างมีนัยสำคัญเนื่องจากโครงการสิ้นสุดระยะเวลาประมาณการก่อนปี 2585

ตารางสรุปรายได้จากการขายไฟฟ้ากลุ่ม SPP ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 และปีประมาณการ 2562-2585 แยกตามประเภทรายได้ (หน่วย: ล้านบาท)

ประเภทรายได้	2561	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F
Adder	36.59	36.68	36.54	26.59 ^{1/}	10.69 ^{2/}	10.73	10.77	10.82	10.86	10.91	10.95	11.00	11.05
FIT หลังคา	16.77	16.65	16.54	16.42	16.31	16.19	16.08	15.97	15.85	15.74	15.63	15.52	15.41
FIT พื้นดิน	88.82	88.55	88.25	87.87	87.56	87.17	86.60	86.01	85.44	84.87	84.31	83.72	83.14
รวม	142.19	141.87	141.32	130.88	114.55	114.09	113.46	112.80	112.16	111.52	110.90	110.25	109.60

ประเภทรายได้	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	2585F
Adder	11.09	11.14	11.18	11.23	11.28	5.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FIT หลังคา	15.31	15.20	15.09	14.99	14.88	14.78	14.67	14.57	8.03	0.00	0.00	0.00
FIT พื้นดิน	82.56	81.98	81.40	80.84	80.27	79.71	79.15	78.60	78.05	77.42	69.73	1.43
รวม	108.95	108.32	107.68	107.05	106.43	99.82 ^{3/}	93.82 ^{3/}	93.17 ^{3/}	86.07 ^{3/}	77.42 ^{3/}	69.73 ^{3/}	1.43 ^{3/}

หมายเหตุ 1/ ลดลงเนื่องจากโครงการดังกล่าวสิ้นสุดเวลารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม ณ วันที่ 14 และ 22 สิงหาคม 2564 ตามลำดับ

2/ ลดลงอย่างมีนัยสำคัญเนื่องจากไม่มีการรับรู้รายได้ไฟฟ้าส่วนเพิ่ม

3/ การประมาณการรายได้ตั้งแต่ปี 2579-2585 ลดลงอย่างมีนัยสำคัญเนื่องจากโครงการสิ้นสุดระยะเวลาประมาณการ

(3) ประมาณการต้นทุนในการขาย

ในปี 2559-2561 ต้นทุนในการขายไฟฟ้า เท่ากับ 26.14 ล้านบาท 56.08 ล้านบาท และ 46.87 ล้านบาท ตามลำดับ เพิ่มขึ้นร้อยละ 114.50 และลดลงร้อยละ 16.42 จากปีก่อนหน้า และในไตรมาสที่ 2 ปี 2562 เท่ากับ 20.23 ล้านบาท (อัตราเพิ่มในปี 60 เหตุผลเดียวกันกับรายได้และการลดลงในปี 61 มีผลมาจากการปรับค่าเสื่อมราคาของ PSTE2) สำหรับต้นทุนขาย ของกลุ่ม SPP นั้นจะเป็นค่าใช้จ่ายที่ต่ำเนื่องจากไม่มีต้นทุนในด้านวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า และต้นทุนดังกล่าวส่วนใหญ่จะอ้างอิงตามสัญญา (ยกเว้นค่าเสื่อมราคา) ได้แก่ ค่าบำรุงรักษา ค่าเช่าพื้นที่ ค่าเสื่อมราคา เงินนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ โดยค่าใช้จ่ายดังกล่าวสามารถสรุปตามตารางดังนี้

ต้นทุนขาย	สมมติฐาน	รายละเอียดสำคัญ
ค่าบำรุงรักษา	กำหนดเท่ากับ 357,039 บาทต่อเมกะวัตต์ในปีที่เริ่มประมาณการ (2562) อ้างอิงตามสัญญาในปี 2561 เท่ากับ 350,000 บาทต่อเมกะวัตต์ และเติบโตด้วยอัตราร้อยละ 2.03 ต่อปีตลอดการประมาณการตามอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยย้อนหลัง 20 ปี	สัญญาระหว่างบริษัทและบริษัทย่อยที่ทำร่วมกับบริษัท พาราโบลิคซิสเต็มส์ อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทที่ปรึกษาภายนอก ในการปฏิบัติการ (Operation) และบำรุงรักษา (Maintenance) เพื่อให้โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพตลอดเวลา
ค่าเช่าพื้นที่	- PSTC1, KSP ไม่มีเนื่องจากใช้ที่ดินบริษัท - PSTC2, PSTE2 อ้างอิงตามสัญญาเท่ากับ 364,594 และ 416,667 บาทต่อเดือนตามลำดับและกำหนดคงที่ตลอดการประมาณการ - SGG อ้างอิงตามค่าใช้จ่ายในปี 2561 และปรับเพิ่มร้อยละ 10 ทุก 5 ปีตามสัญญาเช่า - PWG อ้างอิงอ้างอิงตามค่าใช้จ่ายในปี 2561 เท่ากับ 120,000 ต่อเดือนและปรับเพิ่มครั้งละ 10,000 บาทในปี 2563 2568 2573 2578 และ 2582 ตามสัญญาเช่า	ค่าใช้จ่ายที่จ่ายให้แก่เจ้าของโครงการเพื่อใช้พื้นที่ในการดำเนินการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินหรือติดตั้งบนหลังคา - PSTC2 ค่าเช่าพื้นที่สหกรณ์การเกษตรสระแก้ว - PSTE2 ค่าเช่าพื้นที่สหกรณ์ประมงแม่กลอง - SGG ค่าเช่าหลังคาสหกรณ์ประมงแม่กลอง - PWG ค่าเช่าหลังคา บจ.ปริคาสท์ เอ็นจิเนียริง
ค่าเสื่อมราคา	ตัดค่าเสื่อมแบบเส้นตรงตามอายุของสินทรัพย์ตลอดอายุการใช้งาน ตามระยะเวลาในหัวข้อค่าเสื่อมราคา	ค่าเสื่อมราคาของ อุปกรณ์โรงไฟฟ้า อาคาร เครื่องใช้อื่น
เงินนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า	กำหนดอัตราเท่ากับ 1 สตางค์ต่อหน่วยที่ผลิตได้ในปีประมาณการ และกำหนดอัตราคงที่ตลอดการประมาณการ	เงินนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าอ้างอิงตามประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
ค่าใช้จ่ายอื่น	กำหนดเท่ากับค่าใช้จ่ายจริงปี 2561 และเติบโตร้อยละ 2.03 ต่อปีตามอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยย้อนหลัง 20 ปี	ค่าแรง ค่าเบี้ยเลี้ยง ค่าเดินทาง ค่าพนักงานที่เข้าไปตรวจสอบที่โรงไฟฟ้า

ตารางสรุปต้นทุนขายกลุ่ม SPP ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 และปีประมาณการ 2562-2585 แยกตามโครงการ

(หน่วย:ล้านบาท)

โครงการ	2561	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F
PSTC1	2.25	2.47	2.48	2.50	2.51	2.53	2.54	2.56	2.58	2.59	2.61	2.63	2.64
PSTC2	16.11	16.41	16.46	16.50	16.55	16.59	16.64	16.69	16.74	16.79	16.84	16.90	16.95
KSP	8.70	8.94	8.94	8.94	8.93	8.94	8.96	8.98	8.99	9.01	9.03	9.04	9.06
SGG	3.95	4.15	4.15	4.14	4.14	4.15	4.30	4.31	4.32	4.33	4.34	4.50	4.51
PWG	4.14	4.20	4.32	4.33	4.34	4.34	4.34	4.47	4.48	4.49	4.49	4.50	4.63
PSTE2	11.71 ^{1/}	17.68	17.71	17.75	17.67	17.71	17.75	17.80	17.85	17.89	17.94	17.99	18.04
รวม	46.87	53.83	54.06	54.15	54.14	54.27	54.54	54.81	54.95	55.10	55.25	55.57	55.85

โครงการ	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	2585F
PSTC1	2.66	2.68	2.70	2.72	2.74	2.76	2.78	2.80	2.82	2.81	0.00	0.00
PSTC2	17.01	17.06	17.12	17.18	17.24	17.30	17.36	17.43	17.49	17.56	17.62	0.19
KSP	9.08	9.10	9.12	9.14	9.16	4.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SGG	4.52	4.53	4.54	4.73	4.74	4.75	4.76	4.77	1.73	0.00	0.00	0.00
PWG	4.64	4.65	4.66	4.67	4.80	4.81	4.86	4.80	3.72	0.00	0.00	0.00
PSTE2	18.10	18.15	18.20	18.26	18.32	18.37	18.43	18.49	18.55	18.62	18.68	0.56
รวม	56.01	56.17	56.34	56.69	56.98	52.31^{2/}	48.20^{2/}	48.29^{2/}	44.32^{2/}	38.99^{2/}	36.31^{2/}	0.76^{2/}

หมายเหตุ 1/ มีการปรับปรุงรายการค่าเสื่อมราคาประมาณ 5.45 ล้านบาท

2/ การประมาณการต้นทุนขายตั้งแต่ปี 2579-2585 ลดลงอย่างมีนัยสำคัญเนื่องจากโครงการสิ้นสุดระยะเวลาประมาณการ

(4) ประเมินการค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ในปี 2559-2561 ค่าใช้จ่ายในการบริหาร เท่ากับ 4.49 ล้านบาท 7.31 ล้านบาท และ 7.27 ล้านบาท ตามลำดับ เพิ่มขึ้นร้อยละ 62.90 และลดลงร้อยละ 0.49 จากปีก่อนหน้า และในไตรมาสที่ 2 ปี 2562 เท่ากับ 3.94 ล้านบาท (อัตราเพิ่มในปี 60 เป็นเหตุผลเดียวกันกับรายได้) ที่ปรึกษาทางการเงินประมาณการค่าใช้จ่ายในการบริหาร โดยนำค่าใช้จ่ายในการบริหารในปี 2561 มาใช้เป็นฐานในการประมาณการเนื่องจากเป็นผลดำเนินงานล่าสุดและไม่ได้มีความแตกต่างอย่างมีนัยสำคัญเทียบกับค่าใช้จ่ายในปี 2560 และเติบโตด้วยอัตราเท่ากับอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยของประเทศไทยย้อนหลัง 20 ปี เท่ากับร้อยละ 2.03 ตลอดระยะเวลาประมาณการ ยกเว้นค่าใช้จ่ายเบี้ยประกันซึ่งจะคิดตามสัดส่วนของมูลค่าอาคารและอุปกรณ์สุทธิ โดยสามารถสรุปได้ดังนี้

ค่าใช้จ่ายปี 2561 (ล้านบาท)	PSTC1	PSTC2	KSP1,2	SGG	PWG	PSTE2	รายละเอียดและสมมติฐานสำคัญ
ค่าสอบบัญชีและค่าวิชาชีพ	0.06	0.05	0.20	0.17	0.15	0.15	ค่าใช้จ่ายสอบบัญชีและค่าวิชาชีพ กำหนดเติบโตเท่ากับร้อยละ 2.03 ตลอดการประมาณการ
ค่าสาธารณูปโภคและธรรมเนียมอื่น	0.01	0.08	0.15	0.07	0.05	0.39	ค่าไฟ ค่าน้ำ ค่าใช้จ่ายในการสื่อสาร และค่าธรรมเนียมอื่นกำหนดเติบโตเท่ากับร้อยละ 2.03 ตลอดการประมาณการ
ค่าเบี้ยประกัน ^{1/}	0.03	0.15	0.08	0.04	0.04	0.15	ค่าเบี้ยประกัน เท่ากับอัตราส่วนค่าเบี้ยประกันต่อ PP&E สุทธิในปี 2561 และกำหนดคงที่ตลอดการประมาณการ
ค่าใช้จ่ายอื่น	0.02	0.03	0.04	0.02	0.01	0.03	ค่าใช้รับรอง ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง และค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ดอื่น กำหนดเติบโตเท่ากับร้อยละ 2.03 ตลอดการประมาณการ
ค่าใช้จ่ายภาษีป้ายและโรงเรือน	0.07	0.25	0.06	0.00 ^{2/}	0.00 ^{2/}	0.24	ค่าใช้จ่ายภาษีป้ายและโรงเรือนของบริษัทในกรณีที่มีบริษัทติดตั้งแบบพื้นดินกำหนดเติบโตเท่ากับร้อยละ 2.03 ตลอดการประมาณการ
ค่าใช้จ่ายงานบริหารจัดการ	0.00	0.00	1.02	0.48	0.58	2.40	ค่าบริหารที่เกี่ยวกับจัดทำบัญชี การเงิน สรรพากร BOI ติดต่อหน่วยงานราชการ และงานธุรการ ที่บริษัทย่อยจ่ายให้บริษัท กำหนดเติบโตเท่ากับร้อยละ 2.03 ตลอดการประมาณการ
รวม	0.19	0.57	1.55	0.77	0.82	3.37	

หมายเหตุ 1/ อัตราส่วนค่าเบี้ยประกันต่อ PP&E สุทธิ อยู่ในช่วงร้อยละ 0.05-0.09 คำนวณจากอัตราส่วนที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 ของแต่ละโครงการ

2/ ไม่มีค่าใช้จ่ายภาษีป้ายและโรงเรือนเนื่องจากการดำเนินการโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา

ตารางสรุปค่าใช้จ่ายในการบริหารกลุ่ม SPP ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 และปีประมาณการ 2562-2585 แยกตามโครงการ

(หน่วย: ล้านบาท)

โครงการ	2561	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F
PSTC1	0.19	0.19	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.21	0.21	0.21	0.21	0.22
PSTC2	0.57	0.57	0.57	0.57	0.58	0.58	0.58	0.58	0.59	0.59	0.59	0.60	0.60
KSP	1.55	1.56	1.58	1.61	1.64	1.67	1.69	1.72	1.75	1.78	1.82	1.85	1.88
SGG	0.77	0.78	0.79	0.80	0.82	0.83	0.85	0.86	0.88	0.89	0.91	0.92	0.94
PWG	0.82	0.83	0.84	0.85	0.87	0.88	0.90	0.92	0.93	0.95	0.97	0.98	1.00
PSTE2	3.37	3.38	3.44	3.50	3.56	3.62	3.69	3.75	3.82	3.89	3.96	4.03	4.11
รวม	7.27	7.30	7.42	7.54	7.66	7.78	7.91	8.04	8.18	8.31	8.45	8.60	8.74

โครงการ	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	2585F
PSTC1	0.22	0.22	0.22	0.23	0.23	0.23	0.23	0.24	0.24	0.24	0.00	0.00
PSTC2	0.61	0.61	0.62	0.62	0.63	0.63	0.64	0.64	0.65	0.65	0.66	0.01
KSP	1.91	1.95	1.98	2.02	2.05	0.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SGG	0.96	0.98	0.99	1.01	1.03	1.05	1.07	1.09	0.39	0.00	0.00	0.00
PWG	1.02	1.04	1.06	1.08	1.10	1.12	1.14	1.16	0.91	0.00	0.00	0.00
PSTE2	4.18	4.26	4.34	4.42	4.50	4.58	4.67	4.76	4.85	4.94	5.03	0.15
รวม	8.89	9.05	9.21	9.37	9.53	8.60^{1/}	7.74^{1/}	7.88^{1/}	7.03^{1/}	5.83^{1/}	5.69^{1/}	0.16^{1/}

หมายเหตุ 1/ การประมาณการค่าใช้จ่ายในการบริหารตั้งแต่ปี 2579-2585 ลดลงอย่างมีนัยสำคัญเนื่องจากโครงการสิ้นสุดระยะเวลาประมาณการ

(5) ภาษีเงินได้นิติบุคคล

ที่ปรึกษาทางการเงินอ้างอิงอัตราการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคลจากข้อมูลสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) เรื่อง สิทธิพิเศษจากการส่งเสริมการลงทุน นับจากวันที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ โดยสรุปอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลของกลุ่ม SPP ที่ใช้ในการประเมินการทางการเงินแบ่งตามโครงการ ดังนี้

โครงการ	เลขที่ BOI	สิทธิภาษี BOI	วันที่สิ้นสุดการยกเว้นภาษี
PSTC1	58-2389-1-00-1-0	ยกเว้นภาษี 8 ปี น้อยกว่าเงินลงทุน	27 ธันวาคม 2566
PSTC2	59-1440-1-00-1-0	ยกเว้นภาษี 8 ปี และ ลดภาษี 50% อีก 5 ปี	5 มกราคม 2568
KSP1,2	1966(1)/2554	ยกเว้นภาษี 8 ปี และ ลดภาษี 50% อีก 5 ปี	14 สิงหาคม 2562
SGG	1519(1)/2557	ยกเว้นภาษี 8 ปี และ ลดภาษี 50% อีก 5 ปี	7 พฤษภาคม 2565
PWG	1520(1)/2557	ยกเว้นภาษี 8 ปี และ ลดภาษี 50% อีก 5 ปี	9 ตุลาคม 2565
PSTE2	59-1442-1-00-1-0	ยกเว้นภาษี 8 ปี น้อยกว่าเงินลงทุน	12 มกราคม 2568

(6) นโยบายหมุนเวียนลูกหนี้และเจ้าหนี้การค้า

ที่ปรึกษาทางการเงินกำหนดสมมติฐานระยะเวลาเก็บลูกหนี้การค้าในการประมาณการคือ 29-64 วัน โดยในการประมาณการไม่มีเจ้าหนี้การค้าและสินค้าคงเหลือ อ้างอิงจากข้อมูลในอดีตของกลุ่ม SPP และตามที่บริษัทฯ แจ้งและกำหนดให้คงที่ตลอดระยะเวลาประมาณการ โดยสามารถสรุประยะเวลาเก็บลูกหนี้การค้าแยกตามโครงการดังนี้

บริษัท/โครงการ	จำนวนวัน(วัน)	สมมติฐาน
PSTC1	60	ค่าเฉลี่ยปี 2559-Q2'2562
PSTC2	60	ค่าเฉลี่ยปี 2560-Q2'2562
KSP	64	ค่าเฉลี่ยปี 2559-Q2'2562
SGG	29	ค่าเฉลี่ยปี 2559-Q2'2562
PWG	45	ค่าเฉลี่ยปี 2559-Q2'2562
PSTE2	61	ค่าเฉลี่ยปี 2560-Q2'2562

(7) ต้นทุนทางการเงิน

(7.1) เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน

กลุ่ม SPP มีภาระหนี้คงเหลือจากเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2562 ดังนี้

บริษัท/โครงการ	ธนาคาร	วงเงินกู้ยืม (ล้านบาท)	คงเหลือ' (ล้านบาท)	ดอกเบี้ย
PSTC1	ทหารไทย	42.00	20.75	MLR-2.025
KSP	ไทยพาณิชย์	50.00	39.50	MLR-1.25
SGG	กสิกรไทย	40.00	23.37	MLR-1.25
PWG	ทหารไทย	30.00	11.10	5.75%

หมายเหตุ 1/ ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562

(7.2) หนี้สินตามสัญญาเช่าทางการเงิน

กลุ่ม SPP มีภาระหนี้คงเหลือจากหนี้สินตามสัญญาเช่าทางการเงิน ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2562 ดังนี้

บริษัท/โครงการ	ธนาคาร	วงเงิน (ล้านบาท)	คงเหลือ ^{1/} (ล้านบาท)
PSTC2	กสิกรไทย	151.76	133.34
PSTE2	กสิกรไทย	146.34	128.60

หมายเหตุ 1/ ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562

(7.3) เงินกู้ยืมระหว่างกัน

เงินกู้ยืมระหว่างบริษัทฯ และบริษัทย่อยของบริษัทฯ มีดอกเบี้ยอยู่ในช่วงร้อยละ 4.75 – 5.00 และกำหนดสมมติฐานให้คงค้างไปตลอดระยะเวลาประมาณการ นอกจากนี้ในกรณีที่มีการคืนเงินกู้ยืมระหว่างกันตามหมายเหตุงบการเงิน มีภาระหนี้สินคงเหลือจากเงินกู้ยืมระหว่างกัน ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2562

บริษัท/โครงการ	ประเภท	คงเหลือ ^{1/} (ล้านบาท)	ดอกเบี้ย
KSP	เงินให้กู้ยืมระยะสั้น	17.00	5.00%
PWG	เงินกู้ยืมระยะสั้น	10.00	5.00%
PSTE2	เงินกู้ยืมระยะสั้น	5.03	5.00%
PSTE2	เงินให้กู้ยืมระยะสั้น	22.59	4.75%

หมายเหตุ 1/ ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562

(8) ค่าเสื่อมราคา

ค่าเสื่อมราคาประกอบไปด้วย ค่าเสื่อมราคาอาคารและส่วนปรับปรุงอาคาร คอมพิวเตอร์ เครื่องใช้สำนักงาน เครื่องตกแต่งและอุปกรณ์ เครื่องมือและอุปกรณ์โรงไฟฟ้า กำหนดสมมติฐานการตัดค่าเสื่อมราคาด้วยวิธีแบบเส้นตรง โดยสิ่งปลูกสร้างและเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากำหนดเวลา 25 ปี ส่วนอุปกรณ์สำนักงาน และเครื่องมือเครื่องใช้อื่นตัดค่าเสื่อมเป็นระยะเวลา 3 - 5 ปี อ้างอิงตามนโยบายของบริษัทฯ

(9) ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Capital Expenditure)

ที่ปรึกษาทางการเงินกำหนดสมมติฐานให้กลุ่ม SPP ไม่มีค่าใช้จ่ายลงทุนตลอดระยะเวลาประมาณการ เนื่องจากแผงโซลาร์เซลล์มีการรับประกันตลอดระยะเวลาประมาณการ (25 ปีหลัง COD) นอกจากนี้บริษัทฯ และบริษัทย่อยของบริษัทฯ ยังได้มีการจัดจ้างผู้บริหารจัดการและบำรุงรักษาโครงการเพื่อให้บริการซ่อมแซม ดูแลรักษา อุปกรณ์ และทรัพย์สินของโครงการ ซึ่งค่าใช้จ่ายดังกล่าวได้สะท้อนอยู่ในค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาที่อยู่ในต้นทุนขายของแต่ละโครงการเรียบร้อยแล้ว

(10) อัตราการขยายตัวของกระแสเงินสดหลังจากช่วงระยะเวลาประมาณการ (Terminal Value)

ที่ปรึกษาทางการเงินกำหนดมูลค่า ณ ปีสุดท้ายของการประมาณการที่จะได้รับจากการจำหน่ายสินทรัพย์ใด ๆ เท่ากับศูนย์ ตามหลักความระมัดระวัง (conservative basis) โดยตั้งสมมติฐานให้มูลค่าซากเท่ากับค่ารีไถดในปีสุดท้ายของการประมาณการ

ในส่วน of มูลค่าที่ดิน ที่ปรึกษาทางการเงินกำหนดมูลค่าที่ดินในปีสุดท้ายของการประมาณการเท่ากับมูลค่าตลาดที่ประเมินได้ของที่ดิน ซึ่งทำการประเมิน ณ เดือน เมษายน 2562 และตั้งสมมติฐานให้เติบโตต่อปีเท่ากับ CPI เฉลี่ยย้อนหลัง 20 ปีของประเทศไทยเท่ากับร้อยละ 2.03 ต่อปี จะได้มูลค่าที่ดินในปีสุดท้ายของการประมาณการของโครงการ PSTC1 และ KSP เท่ากับ 12.81 และ 15.71 ล้านบาท ตามลำดับ โดยที่ดินดังกล่าวเป็นที่ดินของบริษัทฯ และบริษัทย่อยของบริษัทฯ

(11) สรุปประมาณการงบกำไรขาดทุนและกระแสเงินสดของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณการงบกำไรขาดทุนของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แสดงตามตาราง และได้นำกำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้ของกลุ่ม SPP มาปรับ เพิ่ม (ลด) ด้วยค่าใช้จ่าย (รายได้) ระหว่างบริษัทฯ และบริษัทย่อยของบริษัทฯ คือ ค่าบริหารจัดการและดอกเบี้ยรับระหว่างกัน เพื่อหากำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้หลังการปรับปรุง และนำมาปรับปรุงด้วย ภาษีจากกำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษี ค่าเสื่อมราคา เงินลงทุนสุทธิ การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียนสุทธิ และ มูลค่าที่ดินบวกกลับปีสุดท้าย จะได้กระแสเงินสดอิสระของกลุ่ม SPP จากนั้นนำกระแสเงินสดอิสระมาคิดลดด้วยต้นทุนเงินทุนถ่วงเฉลี่ยของกลุ่มบริษัทฯ (หรือ WACC สามารถดูข้อมูลเพิ่มเติมได้จากหัวข้อ อัตราส่วนลดและมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มบริษัทฯ) จะได้มูลค่ามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดอิสระของกลุ่ม SPP เท่ากับ 911.30 ล้านบาท

ตารางสรุปผลการดำเนินงานกลุ่ม SPP ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 และปีประมาณการ 2562-2585 แยกตามโครงการ

(หน่วย: ล้านบาท)

ผลการดำเนินงาน	2561	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F
รายได้รวม	143.67	143.46	143.34	132.90	116.57	116.11	115.48	114.82	114.18	113.54	112.92	112.27	111.62
ต้นทุนขาย	(46.87)	(53.87)	(54.09)	(54.19)	(54.17)	(54.30)	(54.57)	(54.84)	(54.98)	(55.13)	(55.28)	(55.60)	(55.88)
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	(7.27)	(7.30)	(7.42)	(7.54)	(7.66)	(7.78)	(7.91)	(8.04)	(8.18)	(8.31)	(8.45)	(8.60)	(8.74)
กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษี	89.53	82.30	81.83	71.18	54.74	54.03	52.99	51.94	51.02	50.10	49.18	48.07	47.00
ค่าใช้จ่ายดอกเบี้ย	(20.08)	(17.11)	(13.21)	(9.63)	(6.66)	(3.96)	(1.51)	(0.81)	(0.75)	(0.75)	(0.75)	(0.75)	(0.75)
ค่าใช้จ่ายภาษี	0.00	(0.97)	(2.00)	(1.05)	(0.33)	(0.18)	(1.26)	(7.43)	(5.34)	(5.46)	(7.63)	(7.44)	(9.22)
กำไรสุทธิ	69.45	64.21	66.62	60.50	47.76	49.88	50.21	43.69	44.93	43.89	40.80	39.88	37.02

ผลการดำเนินงาน	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	2585F
รายได้รวม	110.97	110.34	109.70	109.08	108.45	101.35	94.91	94.26	87.15	78.49	70.80	1.46
ต้นทุนขาย	(56.04)	(56.20)	(56.37)	(56.72)	(57.01)	(52.33)	(48.20)	(48.29)	(44.32)	(38.99)	(36.31)	(0.76)
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	(8.89)	(9.05)	(9.21)	(9.37)	(9.53)	(8.60)	(7.74)	(7.88)	(7.03)	(5.83)	(5.69)	(0.16)
กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษี	46.04	45.08	44.13	42.99	41.91	40.43	38.97	38.08	35.80	33.67	28.80	0.54
ค่าใช้จ่ายดอกเบี้ย	(0.75)	(0.75)	(0.75)	(0.75)	(0.75)	(0.75)	(0.75)	(0.75)	(0.64)	(0.25)	(0.25)	(0.01)
ค่าใช้จ่ายภาษี	(9.06)	(8.87)	(8.67)	(8.45)	(8.23)	(7.94)	(7.64)	(7.47)	(7.03)	(6.68)	(5.71)	(0.11)
กำไรสุทธิ	36.23	35.47	34.70	33.79	32.92	31.74	30.58	29.87	28.13	26.73	22.84	0.42

ตารางสรุปกระแสเงินสดอิสระของโครงการ (FCF) ของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ปีประมาณการ 2562-2585

(หน่วย:ล้านบาท)

กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน	2H/2562F	2563F	2564F	2565F	2566F	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F
กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้ ^{1/}	42.56	84.31	73.75	57.41	56.79	55.84	54.89	54.07	53.25	52.44	51.43	50.46
ภาษีจากกำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษี	(0.52)	(2.06)	(1.07)	(0.44)	(0.40)	(1.47)	(8.01)	(5.94)	(6.14)	(8.43)	(8.26)	(10.07)
ค่าเสื่อมราคา	17.48	34.93	34.90	34.75	34.74	34.73	34.73	34.73	34.73	34.73	34.73	34.73
เงินลงทุนสุทธิ	(0.04)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียนสุทธิ	(2.32)	(1.29)	1.81	(1.72)	(9.34)	0.10	(2.37)	(2.38)	0.10	0.10	0.10	0.10
มูลค่าที่ดิน (บวกกลับปีสุดท้าย) ^{2/}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
กระแสเงินสดอิสระ	57.16	115.90	109.40	89.99	81.78	89.20	79.23	80.48	81.94	78.83	78.00	75.23
ต้นทุนเงินทุนถ่วงเฉลี่ย (WACC) ^{3/}	6.73%	7.08%	7.18%	7.27%	7.34%	7.48%	7.46%	7.49%	7.50%	7.48%	7.49%	7.47%
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดอิสระ	55.33	104.61	91.99	70.40	59.46	59.98	49.64	46.82	44.32	39.74	36.53	32.86

กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	2585F
กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้ ^{1/}	49.62	48.77	47.93	46.91	45.94	44.32	42.73	41.94	39.12	36.26	31.46	0.62
ภาษีจากกำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษี	(9.92)	(9.75)	(9.59)	(9.38)	(9.19)	(8.86)	(8.55)	(8.39)	(7.82)	(7.25)	(6.29)	(0.12)
ค่าเสื่อมราคา	34.73	34.73	34.73	34.73	34.73	30.41	26.60	26.53	24.50	21.87	20.16	0.42
เงินลงทุนสุทธิ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียนสุทธิ	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	1.14	0.10	0.10	0.68	0.10	0.08	11.33
มูลค่าที่ดินบวกกลับปีสุดท้าย ^{2/}	-	-	-	-	-	12.81	-	-	-	15.71	-	-
กระแสเงินสดอิสระ	74.52	73.84	73.17	72.35	71.58	79.82	60.89	60.18	56.48	66.69	45.41	12.24
ต้นทุนเงินทุนถ่วงเฉลี่ย (WACC) ^{3/}	7.49%	7.49%	7.48%	7.49%	7.50%	7.51%	7.52%	7.52%	7.54%	7.61%	7.62%	7.62%
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดอิสระ	30.22	27.84	25.70	23.62	21.69	22.47	15.92	14.63	12.72	13.77	8.70	2.33
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดอิสระ	911.30											

หมายเหตุ 1/ กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้หลังปรับปรุงด้วยดอกเบี้ยและค่าบริหารจัดการที่เป็นรายการระหว่างกัน

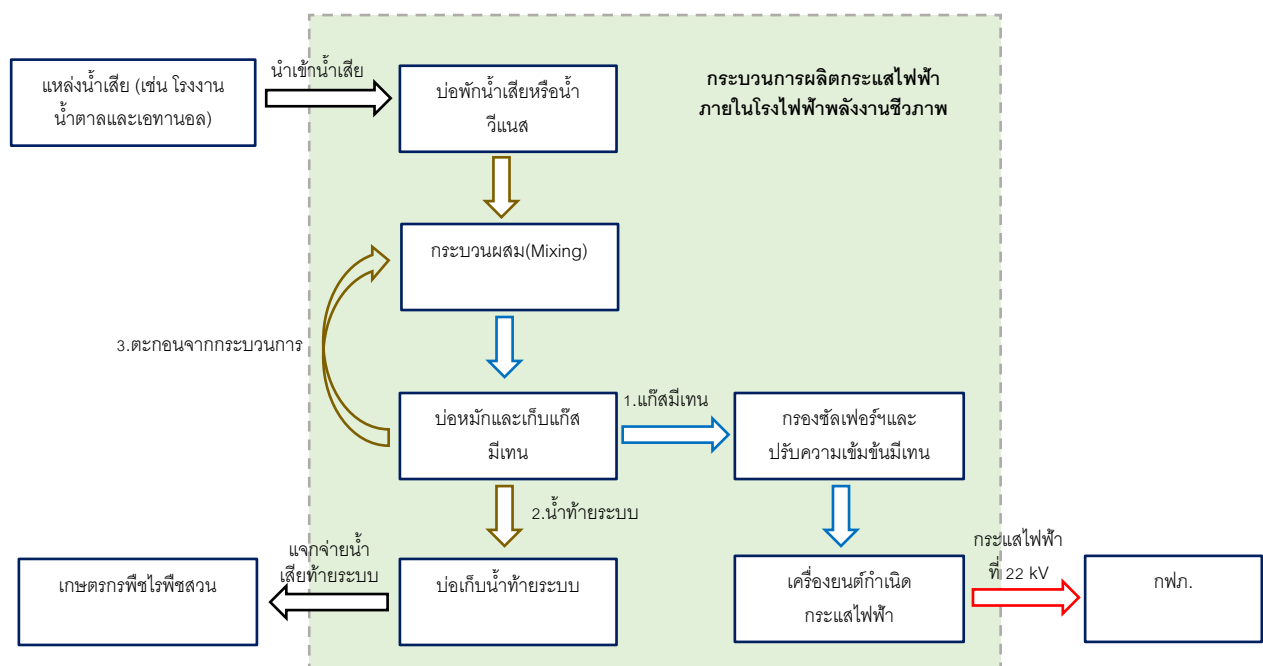
2/ มูลค่าที่ดินคำนวณตามหัวข้อที่ (10)

3/ อัตราส่วนลด สามารถดูข้อมูลเพิ่มเติมจากหัวข้ออัตราส่วนลด (Discount Rate)

6.2 กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวภาพ

6.2.1 ลักษณะการดำเนินธุรกิจ

กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวภาพ มี 5 บริษัท ประกอบด้วย ARW, STS, SYS, KPP ซึ่งตั้งอยู่ในจังหวัดสุพรรณบุรี และ NWR ตั้งอยู่ในจังหวัดบุรีรัมย์ ทุกบริษัทใช้เทคโนโลยีที่คล้ายคลึงกัน โดยอาศัยพลังงานจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวภาพเพื่อเดินเครื่องยนต์แก๊สชีวภาพ (Biogas Engine) และส่งกำลังไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Electricity Generator) โดยแก๊สชีวภาพหลักที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง คือ มีเทน (สัญลักษณ์ทางเคมี คือ “CH₄”) ที่เกิดจากระบวนการย่อยสลายวัตถุดิบชีวภาพด้วยแบคทีเรียภายใต้สภาวะไร้ออกซิเจน มีเทนมีคุณสมบัติที่จุดติดไฟและสามารถนำมาใช้ในการสันดาปภายในห้องเผาไหม้ของเครื่องยนต์แก๊สได้ โดยกระบวนการตั้งแต่นำเข้าวัตถุดิบที่ใช้ในการสร้างแก๊สมีเทนจนถึงการส่งออกไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีดังนี้



โรงไฟฟ้าพลังงานชีวภาพของกลุ่มบริษัทเป็นโรงไฟฟ้าที่มีกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องยนต์แก๊สมีเทนเท่านั้น โดยมีการผลิตแก๊สมีเทนขึ้นเองในโรงไฟฟ้าจากน้ำเสียประเภทน้ำชีวเนส (น้ำกากส่าเข้มข้น) ที่มีค่า COD (“Chemical Oxygen Demand”) ที่เหมาะสม ค่า COD เป็นค่าที่วัดคุณภาพของน้ำ โดยทั่วไปมีหน่วยเป็นปริมาณป้อน 1 หน่วยในล้านหน่วย (parts per million: “ppm”) โดยหน่วยวัดที่ใช้ในการวัดน้ำเสียในปัจจุบันคิดเป็นมิลลิกรัม (มก.) ต่อลิตร น้ำที่มีค่า COD สูง แสดงว่ามีการปนเปื้อนด้วยสารอินทรีย์สูงหรือสกปรกมาก น้ำชีวเนสเป็นน้ำเสียที่เกิดจากกระบวนการผลิตเอทานอลจากน้ำตาล ซึ่งโดยทั่วไปก็ต้องถูกบำบัดก่อนปล่อยออกหรือให้เกษตรกรมารับไปแต่ต้องทำให้เจือจางก่อนถึงจะนำไปใช้ประโยชน์ในทางการเกษตรได้

โรงไฟฟ้าจะมีรถบรรทุกน้ำวิ่งไปรับน้ำเสียที่มีค่า COD อยู่ที่ประมาณ 150,000 มก.ต่อลิตร หรือมากกว่า จากโรงงานเอทานอลที่มีข้อตกลงกันไว้ ในปริมาณที่ต้องการใช้ในแต่ละวัน เพื่อนำมาเก็บไว้ในบ่อบำบัดน้ำเสีย จากนั้นน้ำเสียจะถูกส่งผ่านเครื่องผสมน้ำชีวเนสและตะกอนเดิมเข้าด้วยกันและส่งไปยังบ่อบำบัด ซึ่งเป็นระบบปิดเพื่อให้จุลินทรีย์ในน้ำเสียย่อยสลายและผลิตแก๊สมีเทน (“CH₄”) ขึ้น ผลิตภัณฑ์ 3 ส่วนหลักที่เกิดขึ้นจากกระบวนการหมักน้ำชีวเนส คือ

1. แก๊สมีเทน จะถูกส่งไปยังเครื่องกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (" SO_2 " หรือแก๊สโซน่า) ที่ป้อนอยู่ โดยเครื่องสครับเบอร์ (Scrubber) ซึ่งจะดักจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เนื่องจากแก๊สนี้จะมีผลกัดกร่อนโลหะได้จะทำให้เครื่องยนต์แก๊สสีกหรือ หลังจากนั้นแก๊สมีเทนดังกล่าวและถูกส่งไปผสมกับออกซิเจน (" O_2 ") เพื่อให้ได้ปริมาณความเข้มข้นของแก๊สมีเทนที่เหมาะสมในระดับประมาณร้อยละ 45-50 และส่งต่อไปเป็นเชื้อเพลิงเพื่อสันดาปในเครื่องยนต์แก๊สชีวภาพที่จะทำงานร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Gas Engine Generator) เพื่อสร้างกระแสไฟฟ้าและส่งผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าออกไปยังระบบจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ.

2. ตะกอนในระบบ จะถูกส่งกลับไปใช้ยังบ่อพักเพื่อเป็นเชื้อผสมกับน้ำเสียใหม่เพื่อการสร้างปฏิกิริยาในครั้งต่อไป

3. น้ำเสียจากกระบวนการ (น้ำทำระบบ) ถูกส่งไปเก็บยังบ่อน้ำทำระบบเพื่อการบำบัด อย่างไรก็ตาม เนื่องจากน้ำทำระบบมีค่า COD ที่ต่ำลงมาก และเหมาะสมที่จะนำไปใช้เป็นปุ๋ยสำหรับพื้นที่การเกษตรได้ทันที เช่น นาข้าว ไร่ถั่ว และสวนปาล์ม ดังนั้นทางโรงไฟฟ้าจึงนำน้ำทำระบบออกแจกจ่ายต่อเกษตรกรในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าและพื้นที่ใกล้เคียงโดยไม่คิดค่าใช้จ่าย

รูปแสดงองค์ประกอบโรงไฟฟ้าที่สำคัญ ดังนี้



บ่อพักน้ำเสีย (Wastewater Pond)



บ่อหมัก (Fermentation Lagoon Pond)



เครื่องไบโอสครับเบอร์ (Bio-Scrubber)



เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ MTU



เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ Caterpillar



เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ Jenbacher



เครื่องดูดแก๊ส (Blower)



เครื่องลดความชื้น (De-Humidity)



หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)



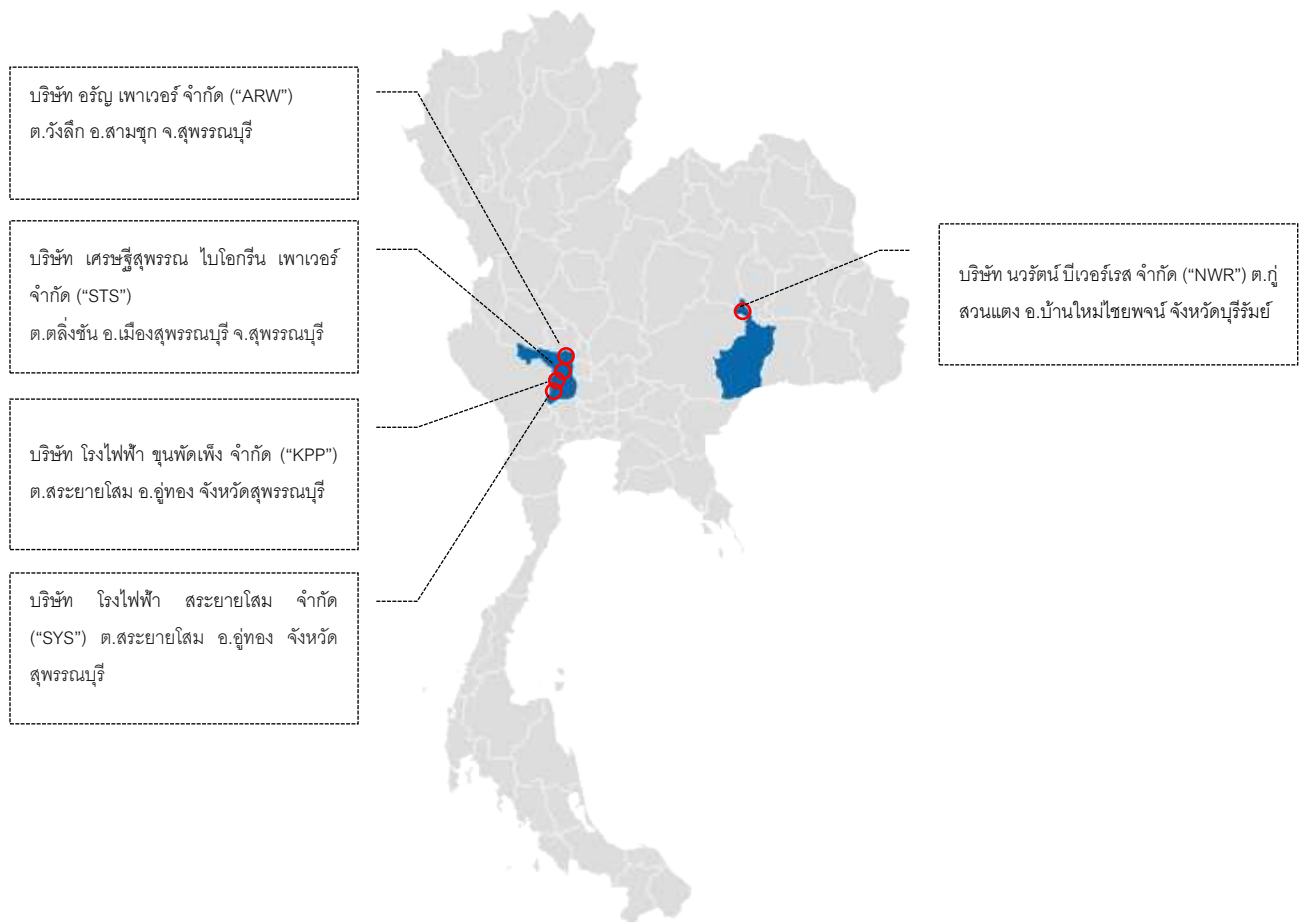
รถขนน้ำเสีย

โรงไฟฟ้าทั้ง 5 แห่งมีข้อมูลเบื้องต้น ดังนี้

รายการ	บริษัท อริณ เพาเวอร์ จำกัด ("ARW")	บริษัท เจริญสุพรรณ ไบโกล รีน เพาเวอร์ จำกัด ("STS")	บริษัท โรงไฟฟ้า สระยาย โสม จำกัด ("SYS")	บริษัท โรงไฟฟ้า ชุนพัฒเพ็ง จำกัด ("KPP")	บริษัท นวรัตน์ บีเวอร์เรส จำกัด ("NWR")
ที่ตั้งโรงไฟฟ้า	18/1 หมู่ 4 ต.วังลึก อ.สามชุก จ.สุพรรณบุรี	39 หมู่ 6 ต.ตลิ่งชัน อ.เมืองสุพรรณบุรี จ.สุพรรณบุรี	345 หมู่ 6 ต.สระยายโสม อ.อุททอง จ.หวัดสุพรรณบุรี	333 หมู่ 6 ต.สระยายโสม อ.อุททอง จ.หวัดสุพรรณบุรี	ต.กุสวณแดง อ.บ้านใหม่ไชยพจน์ จ.หวัดบุรีรัมย์
ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า ^{1/}	VSPP	VSPP	VSPP	VSPP	VSPP
ประเภทอัตราค่าไฟฟ้า	Adder	Adder	Adder	Adder	Adder
ผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่าย	4.0 เมกะวัตต์	2.0 เมกะวัตต์	4.6 เมกะวัตต์	0.98 เมกะวัตต์	0.95 เมกะวัตต์
อายุโครงการ	20 ปี	20 ปี	20 ปี	20 ปี	20 ปี

หมายเหตุ 1/ VSPP หรือ Very Small Power Producer หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก มีกำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ต่อชั่วโมง

โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล 5 แห่ง ตั้งอยู่ในพื้นที่จังหวัดสุพรรณบุรีและบุรีรัมย์ ดังนี้



เครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้าด้วยแก๊สชีวมวลที่ติดตั้งสำหรับโรงไฟฟ้าปัจจุบันของกลุ่มบริษัทฯ มาจาก 3 ผู้ผลิต โดย ARW และ STS ใช้เครื่องผลิตไฟฟ้าของ Caterpillar ("CAT") จากประเทศสหรัฐอเมริกา ส่วน SYS และ KPP ใช้เครื่องผลิตไฟฟ้าของ MTU จากประเทศเยอรมัน และ NWR ใช้เครื่องผลิตไฟฟ้าของ Jenbacher จากประเทศเยอรมัน

โดยที่จำนวนบ่อและความจุของบ่อ ของบ่อน้ำเสีย บ่อแก๊สมีเทน และบ่อน้ำทำยาระบบ มีดังนี้

โรงไฟฟ้า	ARW		STS		SYS และ KPP ^{1/}		NRW	
	ปริมาตรรวม (ลบ.ม.)	จำนวนวันรองรับผลิตไฟฟ้า ^{2/}	ปริมาตรรวม (ลบ.ม.)	จำนวนวันรองรับผลิตไฟฟ้า ^{2/}	ปริมาตรรวม (ลบ.ม.)	จำนวนวันรองรับผลิตไฟฟ้า ^{2/}	ปริมาตรรวม (ลบ.ม.)	จำนวนวันรองรับผลิตไฟฟ้า ^{2/}
บ่อเก็บน้ำแวนส	10,000	16.67	11,000	36.67	25,500	27.42	2,500	16.67
บ่อเก็บแก๊สมีเทน	78,000	1.48	54,000	2.05	100,000	1.22	32,000	2.42
บ่อน้ำทำยาระบบ	15,000		8,000		22,200		1,600	

หมายเหตุ 1/ SYS และ KPP ใช้บ่อน้ำแวนส บ่อแก๊สมีเทน และบ่อน้ำทำยาระบบร่วมกัน

2/ จำนวนวันที่ปริมาณน้ำในบ่อน้ำแวนสสามารถรองรับการผลิตไฟฟ้าได้ โดยมีสมมติฐานว่า ปริมาณน้ำแวนส (ที่ COD = 150,000 มก./ลิตร) ที่ต้องการประมาณ 150 ลูกบาศก์เมตรต่อการผลิตไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์ต่อวัน

6.2.2 สรุปสาระสำคัญของสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (“กฟภ.”) และความคืบหน้า

หัวข้อ	รายละเอียด				
1. คู่สัญญาที่เกี่ยวข้อง	บจ.อรัญ เพาเวอร์ (“ARW”) กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	บจ.เศรษฐีสุพรรณ ไบโอก รีน เพาเวอร์ (“STS”) กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	บจ.โรงไฟฟ้าสระยายโสม (“SYS”) กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	บจ.โรงไฟฟ้าขุนทดเพ็ง (“KPP”) กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)	บจ.โรงไฟฟ้านวนรรัตน์ บีเวอร์ เรส (“NWR”) กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
2. สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเลขที่	โครงการ 1 VSPP-PEA-011/2555 และ โครงการ 2 VSPP-PEA-058/2558 ^{1/}	VSPP-PEA-070/2555	VSPP-PEA-063/2558	VSPP-PEA-034/2556	VSPP-PEA-NE3 001/2551
3. วันที่ทำสัญญา	โครงการ 1 23 มีนาคม 2555	17 สิงหาคม 2555	2 ตุลาคม 2558	29 พฤศจิกายน 2556	22 ตุลาคม 2551
4. การซื้อขายพลังงานไฟฟ้า	พลังงานไฟฟ้าในปริมาณ 4.0 เมกะวัตต์ ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 22,000 โวลต์	พลังงานไฟฟ้าในปริมาณ 2.0 เมกะวัตต์ ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 22,000 โวลต์	พลังงานไฟฟ้าในปริมาณ 4.6 เมกะวัตต์ ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 22,000 โวลต์	พลังงานไฟฟ้าในปริมาณ 0.98 เมกะวัตต์ ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 22,000 โวลต์	พลังงานไฟฟ้าในปริมาณ 0.95 เมกะวัตต์ ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 22,000 โวลต์
5. จุดรับซื้อไฟฟ้าที่จุดติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้า	โครงการ 1 ตำบลวังลึก อำเภอสามชุก จังหวัดสุพรรณบุรี	ตำบลลิ้งชัน อำเภอเมืองสุพรรณบุรี จังหวัดสุพรรณบุรี	ตำบลสระยายโสม อำเภออุทอง จังหวัดสุพรรณบุรี	ตำบลสระยายโสม อำเภออุทอง จังหวัดสุพรรณบุรี	ตำบลกุสุมแดง อำเภอบ้านใหม่ไชยพจน์ จังหวัดบุรีรัมย์
6. รูปแบบการซื้อไฟฟ้า	แบบ Adder ที่อัตรา 0.30 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 7 ปี	แบบ Adder ที่อัตรา 0.30 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 7 ปี	แบบ Adder ที่อัตรา 0.30 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 7 ปี	แบบ Adder ที่อัตรา 0.50 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 7 ปี	แบบ Adder ที่อัตรา 0.50 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 7 ปี
7. กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD)	โครงการ 1 31 ธันวาคม 2556	31 ธันวาคม 2557	7 กรกฎาคม 2562 (ขอเลื่อนมาจาก 26 ธันวาคม 2560)	9 พฤศจิกายน 2557	31 ตุลาคม 2553
8. วันที่มีการซื้อขายเชิงพาณิชย์ (COD)	โครงการ 1 19 มีนาคม 2557	20 ตุลาคม 2558	ตุลาคม 2562 (ตามแผนงานของบริษัทฯ)	16 ตุลาคม 2557 ^{2/}	11 พฤษภาคม 2555
9. อายุสัญญา	สัญญามีอายุ 5 ปี นับจากวัน COD หรือ SCOD ขึ้นอยู่กับวันใดมีผลก่อนโดยสัญญาฉบับนี้มีผลใช้บังคับ และต่อเนื่องครั้งละ 5 ปีโดยอัตโนมัติและมีผลใช้บังคับจนกว่าจะมีการยุติสัญญาในกรณี ดังต่อไปนี้ - เมื่อผู้รับซื้อไฟฟ้าได้รับแจ้งบอกเลิกสัญญาเป็นหนังสือจากผู้ผลิตไฟฟ้า - เมื่อคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งบอกเลิกสัญญาเนื่องจากคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งไม่ปฏิบัติตามสัญญาข้อใดข้อหนึ่ง				
10. การเรียกเก็บเงินและชำระเงิน	บริษัทจะเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าจาก กฟภ. เดือนละครั้ง โดย กฟภ. จะชำระเงินภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งขอรับเงิน				

หมายเหตุ 1/ โครงการ 2 ตั้งอยู่ที่ตำบลห้วยนา อำเภอเดิมบางนางบวช จังหวัดสุพรรณบุรี ปัจจุบัน ยังไม่ได้ก่อสร้างและอยู่ระหว่างการขอขายใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าพร้อมสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. พร้อมทั้งรอผลการพิจารณาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เรื่องผลกระทบ Grid Capacity จากการขยายที่ตั้งโรงไฟฟ้า (เนื่องจากมีการคัดค้านการสร้างโรงไฟฟ้าในที่ตั้งเดิม) ไปยังตำบลนาโพธิ์ อำเภอสวี จังหวัดชุมพร รวมถึงการขอให้พิจารณากำหนดวัน SCOD ใหม่เป็นวันที่ 30 พฤศจิกายน 2563
2/ KPP มีการปรับปรุงอาคารเก่า รวมทั้งเปลี่ยนเครื่องจักรใหม่ และตามแผนงานของบริษัทฯ จะสามารถจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบอีกครั้งในเดือน พฤศจิกายน 2562 และปัจจุบันความสำเร็จของงานก่อสร้างโรงไฟฟ้า SYS และ KPP อยู่ที่ยุติระยะ 95 ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายได้

ปัจจุบัน ARW STS และ NWR ได้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้กับ กฟภ. แล้ว และบริษัทฯ คาดว่า SYS จะเริ่มผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายได้ในเดือนตุลาคม 2562 และ KPP ซึ่งจากเดิมเริ่ม COD ไปแล้วเมื่อ 16 ตุลาคม 2557 และหยุดปรับปรุงและบริษัทฯ คาดว่า จะสามารถกลับมาผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายได้ในเดือนพฤศจิกายน 2562

6.2.3 เงื่อนไขสิทธิประโยชน์ทางภาษีเงินได้จากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI)

โรงไฟฟ้าทั้ง 5 แห่งได้รับการส่งเสริมการลงทุนในกิจการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพประเภท 7.1 กิจการ
สาธารณูปโภคและบริการพื้นฐาน โดยมีสิทธิที่สำคัญดังนี้

รายละเอียด BOI โดยสังเขป	ARW	STS	SYS	KPP	NWR
เลขที่บัตรส่งเสริมการลงทุน	2548 (1)/2555	1792(1)/2556	61-0865-1-00-1-0	61-0121-1-00-1-0	1483(1)/2556
วันที่ยื่นนิติ	18 ตุลาคม 2555	6 มิถุนายน 2556	23 กรกฎาคม 2561	2 กุมภาพันธ์ 2561	2 เมษายน 2556
การได้รับสิทธิประโยชน์					
1. ยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักรตามที่คณะกรรมการพิจารณาอนุมัติ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ
2. ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับกำไรสุทธิที่ได้จากการประกอบกิจการที่ได้รับการส่งเสริมมีกำหนดเวลา 8 ปี นับแต่วันที่มีรายได้จากการประกอบกิจการนั้น ในกรณีที่ประกอบกิจการขาดทุนในระหว่างเวลาได้รับยกเว้นภาษีเงินได้ สามารถนำไปหักออกจากรายได้ที่เกิดขึ้นภายหลังระยะเวลาได้รับยกเว้นภาษี มีกำหนดระยะเวลาไม่เกิน 5 ปี	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ
3. ยกเว้นไม่ต้องนำเงินปันผลจากกิจการที่ได้รับการส่งเสริม ไปรวมคำนวณเพื่อเสียภาษีเงินได้ตลอดระยะเวลาที่ได้รับการส่งเสริม	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ
4. ลดหย่อนภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับกำไรสุทธิที่ได้จากการลงทุนในอัตราร้อยละ 50 ของอัตราปกติ มีกำหนดเวลา 5 ปี นับจากวันที่พ้นกำหนดเวลา 8 ปีแรก	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ
5. ให้หักค่าขนส่ง ค่าไฟฟ้า และค่าประปา เป็น 2 เท่าของค่าใช้จ่ายดังกล่าวเป็นเวลา 10 ปี นับแต่วันที่มีรายได้จากการ	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ไม่ได้รับ	ได้รับ
6. ให้หักเงินลงทุนในการติดตั้งหรือก่อสร้างจากกำไรสุทธิไม่เกินร้อยละ 25 ของเงินลงทุน นอกเหนือไปจากค่าเสื่อมราคาตามปกติ (โดยผู้ได้รับการส่งเสริมจะเลือกหักจากกำไรสุทธิปีใดปีหนึ่ง หรือหลายปีก็ได้ภายใน 10 ปี นับแต่วันที่มีรายได้จากการลงทุน)	ได้รับ	ได้รับ	ได้รับ	ไม่ได้รับ	ได้รับ

6.2.4 การประมาณการกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มโรงไฟฟ้าชีวภาพ

จากโรงไฟฟ้าชีวภาพทั้ง 5 แห่ง ARW STS และ NWR มีการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับทาง กฟภ. แล้ว สำหรับ SYS และ KPP คาดว่าจะเริ่มดำเนินการจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (“COD”) ได้ในเดือนตุลาคมและพฤศจิกายน 2562 ตามลำดับ

ในปี 2561 ARW มีการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตอย่างต่อเนื่องและเพิ่มบ่อน้ำเสียอีก 1 บ่อและเพิ่มเครื่องไบโอสครับเบอร์ (Bio Scrubber) รวมถึงการปรับปรุงเครื่องจักรและอุปกรณ์ในการผลิตไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพที่ดีขึ้น โดยช่วงมกราคมถึงมิถุนายน 2562 มีการทะยอยซ่อมบำรุงเครื่องจักรทั้งหมด และเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 1-2 เครื่อง โดยบริษัทฯ คาดว่า ARW จะสามารถเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าได้เต็ม 4 เครื่องในเดือนสิงหาคม 2562 ในส่วน NWR หยุดการผลิตไฟฟ้าปี 2560 เพื่อปรับปรุงการผลิต มีการติดตั้งเครื่องจักรใหม่ และสร้างบ่อน้ำเสียเพิ่มเติม และเริ่มกลับมาผลิตไฟฟ้าใหม่ในเดือนกุมภาพันธ์ ปี 2561 และยังคงมีการปรับปรุงการผลิตอย่างต่อเนื่อง ส่วน KPP ปัจจุบันนี้ หยุดการผลิตไฟฟ้า เพื่อปรับปรุงการผลิต พร้อมทั้งติดตั้งเครื่องจักรอุปกรณ์ใหม่ทั้งหมด และบริษัทฯ คาดว่าจะเริ่มผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายได้อีกครั้งในเดือนพฤศจิกายน 2562

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดช่วงเวลาประมาณการให้เริ่มจาก 1 กรกฎาคม 2562 จนถึงวันสิ้นสุดโครงการของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งซึ่งมีช่วงเวลาแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับวันที่เริ่มผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่าย COD แสดงได้ดังนี้

ธุรกิจ	ชื่อย่อบริษัท	COD	ช่วงเวลาประมาณการ (ปี พ.ศ.)												วันสิ้นสุด	จำนวนปี
			2562	2563-2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	2581	2582	2583	2584	2585	
โรงไฟฟ้าชีวภาพ	ARW	19 มี.ค. 57													18 มี.ค. 77	14.72
	STS	20 ต.ค. 58													19 ต.ค. 78	16.31
	SYS	1 ต.ค. 62													30 ก.ย. 82	20.26
	KPP	16 ต.ค. 57													31 ต.ค. 82	20.35
	NWR	11 พ.ค. 55													7 ก.พ. 81	18.62

อย่างไรก็ตาม จากที่ NWR และ KPP ได้หยุดการผลิตไปจนถึงวันที่เริ่มผลิตไฟฟ้าเพื่อการพาณิชย์ใหม่อีกครั้ง ระยะเวลาที่ได้รับค่าส่วนเพิ่มค่าไฟฟ้า (Adder) ยังคงนับต่อเนื่องมาตั้งแต่วันที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายครั้งแรก (COD) อย่างไรก็ตาม เนื่องจากทั้งสองบริษัทมีการเปลี่ยนเครื่องจักรใหม่ทั้งหมด วันสิ้นสุดโครงการจึงนับจากอายุการใช้งาน 20 ปีของเครื่องจักรใหม่หลังจากวันที่กลับมาผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์อีกครั้ง (จำนวนปีประมาณการของ SYS และ KPP ที่มากกว่า 20 ปี เนื่องจากวันที่ประเมินมูลค่าปัจจุบันเป็นวันก่อนวันที่เริ่มจำหน่ายไฟฟ้า)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดสมมติฐานด้านต่างๆ ไว้ดังนี้

1) รายได้

- อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (“กฟภ.”)

กฟภ.รับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าทั้ง 5 แห่ง ด้วยอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU Rate) และมีส่วนเพิ่มราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Adder) เป็นระยะเวลา 7 ปีนับจากวันที่เริ่มจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (“COD”) ที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 11-33 กิโลโวลต์ โดยอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ มีดังนี้

ประเภทอัตราค่าไฟฟ้า ณ ระดับแรงดันไฟฟ้า 11-33 กิโลโวลต์	อัตราขายส่งรวมต่อกิโลวัตต์				
	ARW	STS	SYS	KPP	NWR
1. Peak	4.2243 บาท				
2. Off-Peak	2.3567 บาท				
3. ค่า Ft	-0.2632 บาท				
4. ค่าส่วนเพิ่มราคา (Adder)	0.30 บาท	0.30 บาท	0.30 บาท	0.50 บาท	0.50 บาท

หมายเหตุ: อัตรา Peak อัตรา Off-Peak และค่า Ft เป็นอัตรา ณ เดือนมีนาคม 2562 เป็นไปตามประกาศของ กฟภ. ส่วนค่าส่วนเพิ่มราคา (Adder) เป็นอัตราที่กำหนดเป็นไปตามนโยบายของรัฐบาล และ ARW STS และ NWR ได้รับการจ่ายจริงจาก กฟภ.

ช่วง Peak : เวลา 9.00-22.00 น. วันจันทร์-วันศุกร์

ช่วง Off-Peak : เวลา 22.00-9.00 น. วันจันทร์-วันศุกร์ และ เวลา 00.00-24.00 น. วันเสาร์-อาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ วันหยุดราชการปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพืชมงคล)

รายได้จากการขายไฟฟ้า = รายได้จากค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาการใช้งาน (TOU) + รายได้จากค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder)
= (อัตราขายส่งช่วง Peak รวมค่า Ft x ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak) + (อัตราขายส่งช่วง Off-Peak รวมค่า Ft x ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Off-Peak) + (ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak + ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Off-Peak) x ค่าส่วนเพิ่มราคา (Adder)

การจำหน่ายไฟฟ้าของกลุ่มโรงไฟฟ้าแก๊สชีวภาพสามารถจำหน่ายได้ตลอด 24 ชั่วโมง และมีการจำหน่ายไฟฟ้าในอัตราแบบ TOU มีอัตราขายส่งค่าไฟฟ้าฐานที่ต่างกันระหว่างช่วงเวลา Peak และ Off-Peak อัตราส่วน Peak และ Off-Peak โดยในปี 2562 ตามประกาศปฏิทิน Off-Peak ของ กฟภ.

และสามารถประมาณการสัดส่วนชั่วโมง Peak ต่อ Off-Peak อยู่ที่ร้อยละ 37.10 ต่อร้อยละ 62.90 และกำหนดให้เป็นสัดส่วนที่ใช้ตลอดปีประมาณการ

นอกจากนั้น ที่ปรึกษาการเงินอิสระกำหนดให้อัตราขายส่งค่าไฟฟ้าฐานช่วง Peak และ Off-Peak หลังจากบวกค่า Ft ตลอดช่วงประมาณการมีอัตราเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.91 และ 1.71 ต่อปี ตามลำดับ (อ้างอิงจากข้อมูลการเติบโตอัตราขายส่งค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย Peak และ Off-Peak รวมค่า Ft ในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา)

● ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่จำหน่ายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (“กฟภ.”)

ในช่วงระหว่างปี 2561 - ไตรมาส 2 ปี 2562 บริษัทฯ มีการปรับปรุงเครื่องจักรและระบบการสับไบโอแก๊สเพื่อรองรับการผลิตของ ARW, STS และ NWR และคาดว่าจะตั้งแต่ไตรมาส 4 ปี 2562 เป็นต้นไป โรงไฟฟ้าทุกแห่งจะสามารถเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าได้ตามปกติ โดยประมาณการปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้เฉลี่ยต่อชั่วโมง และจำนวนวันผลิตเฉลี่ยต่อปี ดังนี้

โรงไฟฟ้า	ARW	STS	SYS	KPP	NWR
อัตรากำลังไฟฟ้าที่จำหน่ายสูงสุด (MW)	4.00	2.00	4.60	0.98	0.95
จำนวนวันผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี	329	327	329	329	328

ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดสมมติฐาน Load Factor (สัดส่วนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงต่อกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถผลิตได้) เป็นปัจจัยในการประเมินประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าของแต่ละแห่ง โดยมีสมมติฐานดังนี้

- ARW มี Load Factor เฉลี่ยปี 2559-2560 ช่วงก่อนการปรับปรุงการผลิตอยู่ที่ร้อยละ 81.43 และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 ซึ่งเป็นช่วงการปรับปรุงการผลิตต่อเนื่อง มี Load Factor เฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 51.36 และค่าสูงสุดอยู่ที่ร้อยละ 75 จึงมีการเพิ่ม Load Factor จนถึงร้อยละ 81.43 ภายในสิ้นปี 2562 และให้คงที่ไปตลอดช่วงปีประมาณการ ซึ่งเป็นระดับเฉลี่ยสูงสุดในอดีต

- STS มี Load Factor เฉลี่ยปี 2559 – 2560 ช่วงก่อนการปรับปรุงการผลิตอยู่ที่ร้อยละ 40.07 และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 ซึ่งเป็นช่วงปรับปรุงการผลิตต่อเนื่อง มี Load factor เฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 46.13 และมีค่าสูงสุดอยู่ที่ร้อยละ 62.42 จึงกำหนดค่า Load Factor ให้คงที่เท่ากับร้อยละ 62.42 ไปตลอดช่วงปีประมาณการ

- NWR มี Load Factor เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจากร้อยละ 26.41 ในปี 2561 (เริ่มกลับมาผลิตไฟฟ้าใหม่ในเดือนกุมภาพันธ์ 2561 หลังจากมีการปรับปรุงการผลิตและเพิ่มบ่อน้ำเสีย) และเพิ่มขึ้นต่อเนื่องในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 ร้อยละ 28.44 ในเดือนมกราคม ร้อยละ 70.41 ในเดือนกุมภาพันธ์ จนมีอัตราสูงสุดอยู่ที่ร้อยละ 98 ในเดือนพฤษภาคม และลดลงมาที่ร้อยละ 90 ในเดือนมิถุนายน อย่างไรก็ตาม ตามหลักของความระมัดระวัง จึงกำหนดค่า Load Factor ตลอดปีประมาณการอยู่ที่เฉลี่ยร้อยละ 90 (การพิจารณา Load Factor ของเครื่องจักรในการผลิตไฟฟ้าเป็นการพิจารณาจากประสิทธิภาพของเครื่องจักรใหม่ที่ติดตั้งและเริ่มเดินเครื่องในปี 2561)

- SYS และ KPP จากประมาณการปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้และจำหน่ายตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับทาง กฟภ.ทางบริษัทคาดว่า Load Factor ของ SYS และ KPP อยู่ที่เฉลี่ยร้อยละ 82 ตามนโยบาย

ของบริษัท ซึ่งโดยกำหนดเป็นค่า Load Factor ตลอดปีประมาณการ ซึ่งเป็นอัตราที่ไม่สูงมากและเป็นอัตราเป้าหมายของโรงไฟฟ้าอื่นในกลุ่มเช่นกัน โดยในอัตรา Load Factor นี้ SYS สามารถผลิตไฟฟ้าจำหน่ายได้เต็มจำนวนตามสัญญา 4.6 เมกะวัตต์ และ KPP สามารถผลิตได้เฉลี่ยที่ 0.91 เมกะวัตต์

จากข้อมูลการดำเนินงานย้อนหลัง 3 ปีที่ผ่านมา ในปี 2559 - 2561 ARW มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้า เท่ากับ 9.6 ล้านบาท 32.53 ล้านบาท 12.84 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 240.59 และลดลงร้อยละ 60.53 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ โดยรายได้มีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงเนื่องจาก PSTC จะเข้าบริหารงานในปี 2559 ประสิทธิภาพการผลิตแก๊สมีเทนไม่เพียงพอ จึงทำให้ต้องมีเพิ่มบ่อผลิตแก๊ส รวมถึงหยุดเดินเครื่องบางเครื่องเพื่อปรับปรุง รวมถึงความล่าช้าในการรอชิ้นส่วนอะไหล่จากต่างประเทศ สำหรับช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 ซึ่งมีการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า 1-2 เครื่อง มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าเท่ากับ 9.59 ล้านบาท และจะเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเต็ม 4 เมกะวัตต์ภายในเดือนสิงหาคม 2562

ส่วน STS ในปี 2559 - 2661 มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้า เท่ากับ 14.91 ล้านบาท 22.76 ล้านบาท 12.91 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 52.60 และลดลงร้อยละ 43.25 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ โดยในช่วงที่ลดลงเป็นช่วงที่มีการปรับปรุงเครื่องจักร สำหรับช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าเท่ากับ 11.47 ล้านบาท

ส่วน NWR ในปี 2559 - 2561 มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้า เท่ากับ 0.14 ล้านบาท 0 ล้านบาท 8.31 ล้านบาท ตามลำดับ โดยหลังจาก PSTC เข้าบริหารงานนั้นมีการหยุดเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้าใหม่ทั้งหมด และกลับมาผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายได้เมื่อ กุมภาพันธ์ 2561 สำหรับช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าเท่ากับ 9.37 ล้านบาท

ส่วน SYS ในปี 2559 - 2561 ยังอยู่ระหว่างการก่อสร้างยังไม่มีรายได้

ส่วน KPP ในปี 2559 มีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าเท่ากับ 2.51 ล้านบาท และปี 2560 - 2561 และช่วง 6 เดือนแรก ปี 2562 อยู่ระหว่างปรับปรุงอาคาร และเครื่องจักรใหม่ทั้งหมด จึงไม่มีรายได้ในช่วงปีดังกล่าว

รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. และปริมาณหน่วยไฟฟ้าเป็นเมกะวัตต์ (MW) ที่ขายแสดงดังตารางต่อไปนี้

รายได้ และ ปริมาณไฟฟ้าขาย	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
รายได้จาก ARW (ล้านบาท)	12.84	39.89	74.96	70.22	69.33	70.23	71.33	72.06
รายได้จาก STS (ล้านบาท)	12.91	25.55	29.75	30.01	29.89	27.87	28.31	28.60
รายได้จาก SYS (ล้านบาท)	0.00	28.28	113.74	114.72	116.06	117.42	119.16	120.20
รายได้จาก KPP (ล้านบาท)	0.00	3.94	23.91	23.50	20.77	21.04	21.38	21.59
รายได้จาก NWR (ล้านบาท)	8.31	18.91	19.90	20.10	20.36	20.62	20.95	21.16
รายได้รวมจากการขายไฟฟ้า	34.06	116.56	262.26	258.54	256.40	257.17	261.12	263.60
ปริมาณไฟฟ้าขาย - ARW (MW)	4,096	12,926	24,011	23,945	23,945	23,945	24,011	23,945
ปริมาณไฟฟ้าขาย - STS (MW)	3,966	8,278	9,529	9,503	9,503	9,503	9,529	9,503
ปริมาณไฟฟ้าขาย - SYS (MW)	0	9,163	36,432	36,322	36,322	36,322	36,432	36,322
ปริมาณไฟฟ้าขาย - KPP (MW)	0	1,199	7,197	7,175	7,175	7,175	7,197	7,175
ปริมาณไฟฟ้าขาย - NWR (MW)	2,439	6,382	7,052	7,031	7,031	7,031	7,052	7,031

รายได้ และ ปริมาณไฟฟ้าขาย	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
ปริมาณไฟฟ้าขายรวม (MW)	10,501	37,948	84,220	83,975	83,975	83,975	84,220	83,975

รายได้ และ ปริมาณไฟฟ้าขาย	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576
รายได้จาก ARW (ล้านบาท)	72.99	73.94	75.11	75.88	76.87	77.88	79.11	79.93
รายได้จาก STS (ล้านบาท)	28.97	29.34	29.81	30.11	30.51	30.90	31.39	31.72
รายได้จาก SYS (ล้านบาท)	118.87	112.16	113.96	115.10	116.60	118.13	120.04	121.24
รายได้จาก KPP (ล้านบาท)	21.87	22.16	22.51	22.74	23.03	23.33	23.71	23.95
รายได้จาก NWR (ล้านบาท)	21.43	21.71	22.06	22.28	22.57	22.87	23.24	23.47
รายได้รวมจากการขายไฟฟ้า	264.13	259.31	263.45	266.11	269.58	273.11	277.49	280.31
ปริมาณไฟฟ้าขาย - ARW (MW)	23,945	23,945	24,011	23,945	23,945	23,945	24,011	23,945
ปริมาณไฟฟ้าขาย - STS (MW)	9,503	9,503	9,529	9,503	9,503	9,503	9,529	9,503
ปริมาณไฟฟ้าขาย - SYS (MW)	36,322	36,322	36,432	36,322	36,322	36,322	36,432	36,322
ปริมาณไฟฟ้าขาย - KPP (MW)	7,175	7,175	7,197	7,175	7,175	7,175	7,197	7,175
ปริมาณไฟฟ้าขาย - NWR (MW)	7,031	7,031	7,052	7,031	7,031	7,031	7,052	7,031
ปริมาณไฟฟ้าขายรวม (MW)	83,975	83,975	84,220	83,975	83,975	83,975	84,220	83,975

รายได้ และ ปริมาณไฟฟ้าขาย	2577	2578	2579	2580	2581	2582
รายได้จาก ARW (ล้านบาท)	17.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รายได้จาก STS (ล้านบาท)	32.14	26.05	0.00	0.00	0.00	0.00
รายได้จาก SYS (ล้านบาท)	122.83	124.44	126.46	127.74	129.43	98.05
รายได้จาก KPP (ล้านบาท)	24.26	24.58	24.98	25.23	25.57	21.57
รายได้จาก NWR (ล้านบาท)	23.78	24.09	24.48	24.73	2.44	0.00
รายได้รวมจากการขายไฟฟ้า	220.09	199.16	175.93	177.70	157.43	119.63
ปริมาณไฟฟ้าขาย - ARW (MW)	5,051	0	0	0	0	0
ปริมาณไฟฟ้าขาย - STS (MW)	9,503	7,602	0	0	0	0
ปริมาณไฟฟ้าขาย - SYS (MW)	36,322	36,322	36,432	36,322	36,322	27,158
ปริมาณไฟฟ้าขาย - KPP (MW)	7,175	7,175	7,197	7,175	7,175	5,976
ปริมาณไฟฟ้าขาย - NWR (MW)	7,031	7,031	7,052	7,031	684	0
ปริมาณไฟฟ้าขายรวม (MW)	65,081	58,129	50,681	50,527	44,180	33,134

- รายได้จากการขายน้ำเสีย เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนี้ มีผลพลอยได้จากการผลิตแก๊สมีเทน คือ น้ำเสียที่เจือจางหรือคุณภาพต่ำ ไม่มีประสิทธิภาพในการผลิตแก๊สมีเทน จึงต้องมีการระบายออกไปยังเกษตรกร และกลุ่มผู้ผลิตปุ๋ยที่มีความต้องการ โดยในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ทาง ARW และ STS มีการจำหน่ายน้ำเสียทำปุ๋ยและตะกอนจากการผลิตออกไปให้บุคคลภายนอก โดยในปี 2559 – 2562 ARW และ STS มีรายได้รวมเฉลี่ยต่อปีจากการขายน้ำเสียและตะกอนอยู่ที่ประมาณ 1.70 ล้านบาทต่อปี หรือประมาณ 140,000 บาทต่อเดือน ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงกำหนดให้รายได้ส่วนนี้ของ ARW และ STS เท่ากับ 80,000 บาทและ 60,000 บาทตามลำดับ

2) ต้นทุนการผลิต

ในช่วง 2559 – 2561 ARW มีต้นทุนการผลิตเท่ากับ 8.96 ล้านบาท 44.12 ล้านบาท 32.84 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 392.24 และลดลงร้อยละ 25.57 จากปีก่อนหน้าตามลำดับ เป็นการเพิ่มขึ้นลดลงตาม

ประสิทธิภาพการผลิต ในช่วงของการปรับปรุง ซ่อมแซมกระบวนการผลิต สำหรับรอบ 6 เดือนแรกปี 2562 มีต้นทุนการผลิตเท่ากับ 11.89 ล้านบาท

ส่วน STS ในช่วง 2559 – 2561 มีต้นทุนการผลิตเท่ากับ 15.55 ล้านบาท 19.20 ล้านบาท 19.23 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 23.50 และร้อยละ 0.15 จากปีก่อนหน้าตามลำดับ เป็นการเพิ่มขึ้นลดลงตามประสิทธิภาพการผลิต ในช่วงของการปรับปรุง ซ่อมแซมกระบวนการผลิต สำหรับรอบ 6 เดือนแรกปี 2562 มีต้นทุนการผลิตเท่ากับ 11.59 ล้านบาท

ส่วน NWR ในช่วง 2559 – 2560 ไม่มีต้นทุนการผลิต โดยหลังจาก PSTC เข้าบริหารงานนั้นมีการหยุดเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้าใหม่ทั้งหมด และกลับมาผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายได้เมื่อกุมภาพันธ์ 2561 และมีต้นทุนการผลิตเท่ากับ 8.25 ล้านบาท สำหรับช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 มีต้นทุนการผลิตเท่ากับ 7.57 ล้านบาท

ส่วน SYS ในปี 2559 – 2561 และช่วง 6 เดือนแรกปี 2562 ยังอยู่ระหว่างการก่อสร้างจึงยังไม่มีต้นทุนการผลิตเกิดขึ้น

ส่วน KPP ในปี 2559 มีต้นทุนการผลิตเท่ากับ 5.08 ล้านบาท และปี 2560 – 2561 และช่วง 6 เดือนแรกปี 2562 อยู่ระหว่างปรับปรุงอาคาร และเครื่องจักรใหม่ทั้งหมด จึงไม่มีรายได้ในช่วงปีดังกล่าว

ต้นทุนการผลิตจะแปรผันไปกับปริมาณการผลิตหรือเป็นส่วนหนึ่งของรายได้ โดยมีอัตราต้นทุนต่อหน่วยกำหนดให้มีอัตราการเพิ่มขึ้นเป็นไปตามดัชนีราคาผู้บริโภค (Consumer Price Index: "CPI") ช่วง 20 ปี เท่ากับร้อยละ 2.03 (ข้อมูล ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562)

- ต้นทุนน้ำวีเนส คือต้นทุนวัตถุดิบที่นำเข้าสู่หลักของโรงไฟฟ้าคือ น้ำเสียประเภทน้ำวีเนส ซึ่งเป็นวัตถุดิบในการผลิตแก๊สมีเทน ที่เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โรงไฟฟ้า 4 แห่งที่อยู่ในพื้นที่จังหวัดสุพรรณบุรี คือ ARW STS SYS และ KPP มีแหล่งวัตถุดิบอยู่ในจังหวัดสุพรรณบุรี โดยมาจาก บริษัท มิตรผลไบโอฟูเอล จำกัด และ บริษัท เคเอสแอล แมททีเรียลส์ จำกัด มีอัตราค่ารับซื้อน้ำวีเนสอยู่ที่ 25 บาทต่อลบ.ม. และกำหนดให้มีอัตราเพิ่มขึ้นตาม CPI 20 ปี ส่วนโรงไฟฟ้า NWR ซึ่งตั้งอยู่ที่จังหวัดบุรีรัมย์ มีแหล่งน้ำวีเนสหลักอยู่ที่ โรงงานน้ำตาลพิมาย จังหวัดนครราชสีมา ไม่มีค่าใช้จ่ายในการรับน้ำวีเนส มีแต่ค่าขนส่งเท่านั้น
- ค่าขนส่งน้ำเสีย เป็นค่าใช้จ่ายสำหรับรถบรรทุกน้ำเสียจากแหล่งน้ำเสียมาที่โรงไฟฟ้า รถบรรทุกน้ำสามารถบรรทุกได้ 30 ลบ.ม.ต่อเที่ยว ปัจจุบัน โรงไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้ามีการขนส่งใน 2 ลักษณะคือขนส่งโดยรถบรรทุกน้ำของโรงไฟฟ้าและมีค่าใช้จ่ายเป็นค่าน้ำมันรถ และ/หรือ ว่าจ้างรถบรรทุกน้ำเป็นครั้งคราว โรงไฟฟ้า ARW มีรถบรรทุกน้ำ 8 คัน ค่าใช้จ่ายขึ้นอยู่กับระยะทางการขนส่ง โดยมีระยะระหว่างแหล่งน้ำเสียกับโรงไฟฟ้า ARW STS SYS KPP และ NWR อยู่ที่ประมาณ 53 กิโลเมตร 54 กิโลเมตร 91 กิโลเมตร 91 กิโลเมตร 100 กิโลเมตร ตามลำดับ และแต่ละโรงไฟฟ้ามียุทธศาสตร์ขนส่งเฉลี่ยไม่เท่ากันขึ้นอยู่กับระยะทางและวิธีการขนส่ง จากค่าเฉลี่ยต้นทุนค่าขนส่งน้ำวีเนสในปี 2561 และไตรมาสแรกของปี 2562 ของแต่ละโรงไฟฟ้า สำหรับโรงไฟฟ้าที่มีรถบรรทุกน้ำเป็นของตัวเองด้วยมีค่าเฉลี่ยต้นทุนขนส่งน้ำวีเนส 864 บาทต่อเที่ยว และโรงไฟฟ้าที่ไม่มีรถบรรทุก มีค่าเฉลี่ย 2,828 บาทต่อเที่ยว และกำหนดให้ค่าเฉลี่ยของโรงไฟฟ้า SYS และ KPP ที่ใกล้เคียงดำเนินการ มีค่าขนส่งน้ำวีเนสเท่ากับ

1,994 บาทต่อเที่ยว โดยเป็นค่าเฉลี่ยค่าขนส่งน้ำวิเนสของโรงไฟฟ้า ARW และ STS ซึ่งตั้งอยู่ในพื้นที่จังหวัดสุพรรณบุรีเช่นกัน พร้อมทั้งกำหนดให้มีอัตราเพิ่มขึ้นตาม CPI 20 ปี

- เงินเดือนและผลตอบแทนอื่น เป็นส่วนของเจ้าหน้าที่และวิศวกรส่วนการผลิต และกำหนดให้มีอัตราเพิ่มขึ้นจากปี 2561 ในอัตราร้อยละ 5 ต่อปี ซึ่งเป็นไปตามนโยบายของกลุ่มบริษัทฯ
- ค่าดำเนินการ เทากับร้อยละ 2 ของหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตเข้าระบบของ VSPP ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเกินกว่า 1 เมกะวัตต์ อ้างอิงตามมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน
- เงินส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าสำหรับผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ประเภทใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ) ได้ออกประกาศให้ผู้รับใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานก๊าซชีวภาพ ต้องนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า ในอัตรา 0.01 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยคิดจากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพื่อขายส่งในแต่ละปี
- ค่าบำรุงรักษาและซ่อมแซม เป็นต้นทุนด้านการบำรุงรักษาและซ่อมแซมเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าและระบบผลิตแก๊ส เช่น การเปลี่ยนถ่ายน้ำมันเครื่อง เปลี่ยนชิ้นส่วนอุปกรณ์ส่วนประกอบต่างๆ ตามอายุการใช้งานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องสกรับเบอร์ วัสดุอุปกรณ์ประกอบส่วนบ่อน้ำเสียต่างๆ เป็นต้น การบำรุงรักษาและซ่อมแซมกำหนดให้เป็นอัตรากาซ่อมบำรุงเฉลี่ยต่อกิโลวัตต์ของไฟฟ้าที่ขายในช่วงเวลาต่างๆ ซึ่งแต่ละโรงไฟฟ้ามีอัตราที่แตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องจักร ความถี่ในการซ่อมแซม และมูลค่าของชิ้นส่วน อุปกรณ์ที่ต้องเปลี่ยนในช่วงเวลาต่างๆ โดยอัตรากาซ่อมบำรุงรักษาและซ่อมแซมเป็นค่าเฉลี่ยในอดีตตั้งแต่ปี 2559 จนถึงปัจจุบันรวมถึงแผนการซ่อมในอนาคตจากทางบริษัท มีอัตรากาซ่อมบำรุงเฉลี่ยอยู่ระหว่าง 0.31 – 0.58 บาทต่อกิโลวัตต์ไฟฟ้าที่ขาย และกำหนดให้มีอัตราเพิ่มขึ้นตาม CPI 20 ปี
- ค่าใช้จ่ายอื่น ประกอบด้วยค่าไฟฟ้า ค่าน้ำประปา เป็นส่วนที่ใช้ในฝ่ายผลิตไฟฟ้า คิดเป็นอัตราส่วนอยู่ระหว่างร้อยละ 3.65 – 3.70 ของรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้า มีอัตราที่แตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับขนาดเครื่องจักรและต้นทุนค่าไฟฟ้าและค่าน้ำประปา และค่าเสื่อมราคาที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้าทั้งหมดซึ่งประกอบด้วย อาคาร เครื่องจักร และอุปกรณ์ เครื่องใช้ในสำนักงาน อย่างไรก็ตาม NWR มีการใช้น้ำบาดาลต้นทุนน้ำในการผลิตจึงไม่มี

ต้นทุนการผลิตในปี 2563 ซึ่งเป็นประมาณการที่โรงไฟฟ้าทุกแห่งสามารถผลิตได้เต็มปีตามแผนการดำเนินงานของบริษัทฯ แสดงดังตารางต่อไปนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

ต้นทุนการผลิตในปี 2563	รวม	ARW	STS	SYS	KPP	NWR
ต้นทุนวัตถุดิบ	14.32	4.56	1.75	6.69	1.32	0.00
ค่าขนส่ง	38.26	5.53	3.53	18.13	4.03	7.04
เงินเดือนและผลประโยชน์พนักงาน	19.66	5.84	3.03	6.52	1.42	2.85
ค่าดำเนินการโรงไฟฟ้าและเงินสมทบเข้ากองทุนฯ	5.18	1.73	0.68	2.61	0.08	0.08
ค่าใช้จ่ายซ่อมแซมบำรุงรักษา	37.80	14.23	3.01	15.17	3.00	2.40
ค่าใช้จ่ายอื่น	63.08	24.09	9.57	21.58	4.56	3.29
รวม	178.31	55.97	21.58	70.70	14.41	15.65

หมายเหตุ ARW STS และ NWR มีการผลิตไฟฟ้าแล้ว ณ วันเริ่มต้นประมาณการ ส่วน SYS และ KPP ประมาณการเริ่มผลิตไฟฟ้าในเดือนตุลาคมและพฤศจิกายน 2562

และประมาณการต้นทุนการผลิตของกลุ่มโรงไฟฟ้าแยกแต่ละแห่งดังนี้

ต้นทุนการผลิต

(หน่วย: ล้านบาท)

โรงไฟฟ้า	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
ARW	15.70	42.52	55.97	56.42	57.18	58.07	56.98	57.83
STS	19.23	19.99	21.58	21.79	22.11	22.34	22.74	23.10
SYS	0.00	17.45	70.70	71.77	73.01	74.29	75.76	76.95
KPP	0.00	3.83	14.41	13.85	14.00	14.26	14.56	14.81
NWR	8.25	10.14	15.65	15.96	16.30	16.66	17.04	17.26
ต้นทุนการผลิตรวม	43.18	93.92	178.31	179.79	182.60	185.61	187.08	189.96

โรงไฟฟ้า	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576
ARW	58.80	59.80	60.92	61.90	63.00	64.13	65.40	66.51
STS	23.50	23.91	24.38	24.70	25.15	25.63	26.16	26.63
SYS	78.19	79.17	80.80	82.15	83.71	85.32	87.15	88.68
KPP	15.10	15.40	15.73	16.01	16.34	16.67	17.05	17.37
NWR	17.66	18.06	18.52	18.78	19.23	19.69	20.21	20.67
ต้นทุนการผลิตรวม	193.25	196.34	200.35	203.54	207.43	211.44	215.96	219.86

โรงไฟฟ้า	2577	2578	2579	2580	2581	2582
ARW	18.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
STS	27.16	21.71	0.00	0.00	0.00	0.00
SYS	90.43	92.24	94.29	96.02	98.00	74.88
KPP	17.73	18.11	18.53	18.90	19.31	15.71
NWR	21.19	21.73	22.32	22.85	5.47	0.00
ต้นทุนการผลิตรวม	174.57	153.78	135.14	137.77	122.78	90.60

หมายเหตุ: ประมาณการ SYS กับ KPP เริ่มผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายในเดือนตุลาคมและพฤศจิกายน 2562 ตามลำดับ

3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

จากผลการดำเนินงานในช่วง 2559 – 2561 ARW มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเท่ากับ 1.46 ล้านบาท 2.70 ล้านบาท 4.36 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 84.56 และลดลงร้อยละ 61.43 จากปีก่อนหน้าตามลำดับ เป็นการเพิ่มขึ้นลดลงตามประสิทธิภาพการผลิต ในช่วงของการปรับปรุง ซ่อมแซมกระบวนการผลิต สำหรับรอบ 6 เดือนแรกปี 2562 มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเท่ากับ 2.22 ล้านบาท

ส่วน STS ในช่วง 2559 – 2561 มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเท่ากับ 2.74 ล้านบาท 1.64 ล้านบาท 2.18 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 40.36 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 32.98 จากปีก่อนหน้าตามลำดับ เป็นการลดลงเพิ่มขึ้นตามประสิทธิภาพการผลิต ในช่วงของการปรับปรุง ซ่อมแซมกระบวนการผลิต สำหรับรอบ 6 เดือนแรกปี 2562 มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเท่ากับ 1.15 ล้านบาท

ส่วน NWR ในช่วง 2559 – 2561 มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเท่ากับ 5.06 ล้านบาท 5.07 ล้านบาท 5.91 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 0.23 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 16.73 จากปีก่อนหน้าตามลำดับ สำหรับช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 มีค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงานเท่ากับ 3.32 ล้านบาท

ส่วน SYS ในปี 2559 – 2561 มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเท่ากับ 0.41 ล้านบาท 0.56 ล้านบาท 0.44 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 35.95 และลดลงร้อยละ 20.62 จากปีก่อนหน้าตามลำดับ และช่วง 6 เดือนแรก ปี 2562 มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเท่ากับ 0.33 ล้านบาท โดยส่วนใหญ่เป็นงานที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้าง

ส่วน KPP ในปี 2559 – 2561 มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเท่ากับ 0.55 ล้านบาท 3.6 ล้านบาท 1.46 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 557.56 และลดลงร้อยละ 59.44 จากปีก่อนหน้าตามลำดับ สำหรับช่วง 6 เดือนแรกของปี 2562 มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเท่ากับ 0.74 ล้านบาท และปี 2560 – 2561 อยู่ระหว่างปรับปรุงอาคาร และเครื่องจักรใหม่ทั้งหมด

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระอ้างอิงค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานปี 2561 ของโรงไฟฟ้า ARW STS และ NWR เป็นสมมติฐานเริ่มต้นในการประมาณการของแต่ละโรงไฟฟ้า โดยปีก่อนหน้านั้นโรงไฟฟ้างดกล่าวมีการปรับปรุง ซ่อมแซม อาจจะมีค่าใช้จ่ายที่ไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานผลิตไฟฟ้า นอกจากนั้น การดำเนินงานส่วนโรงไฟฟ้า SYS ที่จะเริ่ม COD ในเดือนตุลาคม 2562 และ KPP เริ่มจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบอีกครั้งในเดือนพฤศจิกายน 2562 จะอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของ ARW ที่เกิดขึ้นในปี 2561 เป็นหลัก (ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีอัตรากำลังการผลิต 4 เมกะวัตต์) โดยค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของ SYS และ KPP คิดเป็นอัตราส่วนตามปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อจำหน่ายของ SYS และ KPP คือ 4.6 เมกะวัตต์และ 0.98 เมกะวัตต์ตามลำดับ ต่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อจำหน่ายของ ARW

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดอัตราการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอ้างอิงตามดัชนีราคาผู้บริโภค (Consumer Price Index: “CPI”) ช่วง 20 ปี เท่ากับร้อยละ 2.03 (ข้อมูล ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562) และมีค่าใช้จ่ายดังนี้

- ค่าสาธารณูปโภค เป็นค่าไฟฟ้าและค่าน้ำสำหรับส่วนสำนักงานของโรงไฟฟ้า
- ค่าประกันภัย เป็นค่าประกันทรัพย์สินของโรงไฟฟ้า โดยมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 0.07 ของทรัพย์สินสุทธิของโรงไฟฟ้า
- ค่าใช้จ่ายสำนักงานและวัสดุสิ้นเปลือง มีค่าใช้จ่ายงานบริการจัดการของบริษัทฯ เช่นงานจัดทำบัญชี งานที่ปรึกษาบัญชี งานตรวจสอบ วิเคราะห์งบการเงินภายใน ติดต่อบริษัทงานราชการ และการยื่นขออนุญาตในเรื่องต่างๆ รวมทั้งค่าวัสดุสิ้นเปลือง
- ค่าสอบบัญชีและตรวจสอบภายใน
- การสื่อสารและเดินทาง เป็นค่าสื่อสารของสำนักงานและค่าเดินทางอื่นๆ นอกเหนือการขนส่งน้ำเสียเข้า
- ค่าเช่าและซ่อมบำรุง ส่วนทรัพย์สินส่วนอาคาร สำนักงานและพื้นที่โดยรอบโรงไฟฟ้า
- ค่าธรรมเนียมและที่ปรึกษา
- ค่าใช้จ่ายอื่น เช่น ค่าโฆษณา ค่ารับรอง ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ด เป็นต้น

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานในปี 2563 ซึ่งเป็นประมาณการที่ทุกโรงไฟฟ้าสามารถผลิตได้เต็มปีตามแผนการดำเนินงานของบริษัทฯ แสดงดังตารางต่อไปนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานในปี 2563	รวม	ARW	STS	SYS	KPP	NWR
ค่าสาธารณูปโภค	0.98	0.09	0.00	0.10	0.02	0.78
ค่าประกันภัย	0.70	0.22	0.12	0.25	0.05	0.06
ค่าใช้จ่ายสำนักงานและวัสดุสิ้นเปลือง	8.74	2.69	1.42	3.09	0.67	0.87
ค่าสอบบัญชีและตรวจสอบภายใน	0.63	0.16	0.10	0.18	0.04	0.16
ค่าสื่อสารและเดินทาง	0.98	0.14	0.29	0.16	0.03	0.36
ค่าเช่าและซ่อมบำรุง	0.76	0.16	0.16	0.19	0.04	0.21
ค่าธรรมเนียมและค่าที่ปรึกษา	2.16	0.74	0.10	0.83	0.18	0.31

(หน่วย: ล้านบาท)

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานในปี 2563	รวม	ARW	STS	SYS	KPP	NWR
ค่าใช้จ่ายอื่น	0.82	0.23	0.04	0.43	0.06	0.06
รวม	15.77	4.43	2.24	5.22	1.09	2.79

หมายเหตุ ARW STS และ NWR มีการผลิตไฟฟ้าแล้ว ณ วันเริ่มต้นประมาณการ ส่วน SYS และ KPP ประมาณการเริ่มผลิตไฟฟ้าในเดือนตุลาคมและพฤศจิกายน 2562

และประมาณการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของกลุ่มโรงไฟฟ้าแยกแต่ละแห่งดังนี้

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

(หน่วย: ล้านบาท)

โรงไฟฟ้า	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
ARW	4.36	4.34	4.43	4.52	4.61	4.71	4.80	4.90
STS	2.18	2.20	2.24	2.29	2.33	2.38	2.43	2.48
SYS	0.44	1.41	5.22	5.32	5.42	5.53	5.47	5.58
KPP	1.46	0.18	1.09	1.11	1.13	1.16	1.18	1.20
NWR	5.91	2.73	2.79	2.84	2.90	2.96	3.02	3.08
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานรวม	14.35	10.85	15.77	16.08	16.40	16.73	16.90	17.24

โรงไฟฟ้า	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576
ARW	5.00	5.10	5.20	5.31	5.42	5.53	5.64	5.75
STS	2.53	2.58	2.63	2.68	2.74	2.79	2.85	2.91
SYS	5.70	5.81	5.93	6.05	6.17	6.30	6.43	6.56
KPP	1.23	1.25	1.28	1.30	1.33	1.36	1.38	1.41
NWR	3.15	3.21	3.27	3.34	3.41	3.48	3.55	3.62
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานรวม	17.59	17.95	18.31	18.69	19.07	19.45	19.85	20.25

โรงไฟฟ้า	2577	2578	2579	2580	2581	2582
ARW	1.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
STS	2.97	2.52	0.00	0.00	0.00	0.00
SYS	6.69	6.83	6.96	7.11	7.25	5.55
KPP	1.44	1.47	1.50	1.53	1.56	1.33
NWR	3.69	3.77	3.85	3.92	0.67	0.00
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานรวม	16.26	14.59	12.31	12.56	9.48	6.88

หมายเหตุ ประมาณการ SYS กับ KPP เริ่มผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายในเดือนตุลาคมและพฤศจิกายน 2562 ตามลำดับ

NWR มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานสูงในปี 61 เนื่องจากมีค่าใช้จ่ายในการจ้างทำของที่เกี่ยวข้องกับการซ่อมบำรุง

4) ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวร

กำหนดสมมติฐานการตัดค่าเสื่อมราคาด้วยวิธีแบบเส้นตรง โดยให้การตัดค่าเสื่อมราคาของสิ่งปลูกสร้าง เครื่องจักร เป็นระยะเวลา 20 ปี นับจากวันที่เริ่มจำหน่ายไฟฟ้าได้เชิงพาณิชย์ ส่วนอุปกรณ์สำนักงาน และเครื่องมือ คอมพิวเตอร์ อุปกรณ์อื่นๆ ตัดค่าเสื่อมเป็นระยะเวลา 3 - 10 ปี

5) เงินกู้ยืมระยะยาวและดอกเบี้ย

โรงไฟฟ้ามีการกู้ยืมระยะยาวเงินจากสถาบันการเงินและการชำระคืนเงินกู้ยืม ดังนี้

โรงไฟฟ้า	สถาบันการเงิน	ประเภทเงินกู้	เงินกู้ ณ 30 มิ.ย.2562	อัตราดอกเบี้ย
ARW	ธนาคารกสิกรไทย	เงินกู้ยืมระยะยาว	188.01 ล้านบาท	MLR-1.50%
NWR	ธนาคารกรุงเทพ	เงินกู้ยืมระยะยาว	14.59 ล้านบาท	MLR-0.50%

การชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน

(หน่วย: ล้านบาท)

ปี	2562	2563	2564	2565	2566	2567
ARW	35.76	35.76	35.76	35.76	35.76	26.87
NWR	7.20	7.20	4.55	0.00	0.00	0.00
รวม	42.96	42.96	40.31	35.76	35.76	26.87

โรงไฟฟ้ามีการกู้ยืมจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน ดังนี้

โรงไฟฟ้า	ประเภทเงินกู้	เงินกู้ ณ 30 มิ.ย 2562	อัตราดอกเบี้ย	การชำระคืน
STS	เงินกู้ยืมระยะสั้น	1.43 ล้านบาท	5.0%	เรียกคืนเมื่อทวงถาม
NWR	เงินกู้ยืมระยะสั้น	48.06 ล้านบาท	5.0%	เรียกคืนเมื่อทวงถาม

6) ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Capital Expenditure)

ในปี 2562 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนส่วนใหญ่มาจาก SYS และ KPP มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าจำนวน 228.04 ล้านบาท และ 36.24 ล้านบาท รวมเท่ากับ 264.28 ล้านบาท หลังจากนั้นไม่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดปีประมาณการ

7) ภาษีเงินได้นิติบุคคลและสิทธิประโยชน์จากการส่งเสริมการลงทุน (BOI)

โรงไฟฟ้าชีวภาพทุกแห่งของบริษัทได้รับสิทธิประโยชน์ดังกล่าว โดยปีที่เริ่มใช้สิทธิประโยชน์จะแตกต่างกันขึ้นอยู่กับปีที่เริ่มจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ ("COD") หรือวันหลังจากปฏิบัติตามเงื่อนไข BOI ได้ครบถ้วนแล้ว

อนึ่ง แม้ว่า NWR และ KPP จะมีการผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ไปก่อนหน้ามีการปรับปรุงเครื่องจักรนั้น NWR ได้ขอขยายระยะเวลานำเข้าเครื่องจักรจนถึง 2 ตุลาคม 2560 และขยายเวลาเปิดดำเนินการครบตามโครงการออกไปถึง 2 เมษายน 2562 และในส่วนนั้น KPP พึ่งได้รับบัตรส่งเสริมการลงทุน BOI เมื่อ 2 กุมภาพันธ์ 2561 ดังนั้น NWR และ KPP จะเริ่มใช้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีเมื่อกลับมาผลิตไฟฟ้าเพื่อเชิงพาณิชย์อีกครั้ง

8) มูลค่าสุดท้ายของโครงการ (Terminal Value)

โรงไฟฟ้าแต่ละแห่งเมื่อสิ้นสุดช่วงประมาณการจะมีมูลค่าสุดท้ายตามมูลค่าของที่ดินที่เหลืออยู่ โดยที่ปรึกษาทางการเงินกำหนดให้มูลค่าที่ดินที่เหลืออยู่เท่ากับราคาที่ดินปัจจุบันซึ่งเป็นไปตามรายงานประเมินมูลค่าที่ดินโดยอ้างอิงจากราคาตลาดของ ARW STS SYS และ NWR เท่ากับ 57.14 ล้านบาท 16.46 ล้านบาท 36.78 ล้านบาท และ 2.60 ล้านบาท ตามลำดับ พร้อมทั้งกำหนดให้มูลค่าที่ดินมีอัตราเพิ่มขึ้นตามดัชนีราคาผู้บริโภค ("CPI") ช่วง 20 ปี เท่ากับร้อยละ 2.03 ต่อปี ไปจนถึงปีสุดท้ายของแต่ละโครงการ ยกเว้น KPP ซึ่งที่ดินที่ตั้งโรงไฟฟ้าเป็นที่ดินเช่าจึงไม่มีมูลค่า

9) สรุปประมาณการงบกำไรขาดทุนและกระแสเงินสดของกลุ่มโรงไฟฟ้าชีวภาพ

จากสมมติฐานข้างต้นจะได้ประมาณการงบกำไรขาดทุนของกลุ่มโรงไฟฟ้าชีวภาพ (ยังไม่ได้หักรายการระหว่างกัน) ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

ประมาณการงบกำไรขาดทุน	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568
รายได้รวม	50.19	127.31	266.98	262.45	259.34	259.30	263.00	265.46
ต้นทุนการดำเนินงาน	43.18	93.92	178.31	179.79	182.60	185.61	187.08	189.96
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	14.35	10.85	15.77	16.08	16.40	16.73	16.90	17.24
ต้นทุนทางการเงิน	15.87	16.28	22.14	17.58	14.88	13.15	11.50	11.02
ภาษี	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03
กำไรสุทธิ	(23.22)	6.25	50.78	49.00	45.45	43.81	47.52	46.20

สรุปประมาณการงบกำไรขาดทุน	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576
รายได้รวม	265.99	261.17	265.31	267.97	271.44	274.96	279.35	282.16
ต้นทุนการดำเนินงาน	193.25	196.34	200.35	203.54	207.43	211.44	215.96	219.86
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	17.59	17.95	18.31	18.69	19.07	19.45	19.85	20.25
ต้นทุนทางการเงิน	11.02	11.02	11.02	11.02	11.07	11.17	11.27	11.37
ภาษี	1.37	2.10	2.39	2.60	5.07	4.97	5.54	7.19
กำไรสุทธิ	42.75	33.75	33.23	32.12	28.80	27.93	26.72	23.50

สรุปประมาณการงบกำไรขาดทุน	2577	2578	2579	2580	2581	2582
รายได้รวม	221.23	199.94	176.11	177.88	157.61	119.81
ต้นทุนการดำเนินงาน	174.57	153.78	135.14	137.77	122.78	90.60
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	16.26	14.59	12.31	12.56	9.48	6.88
ต้นทุนทางการเงิน	11.52	11.66	11.79	11.99	7.85	5.49
ภาษี	5.35	5.21	4.69	4.54	4.43	3.37
กำไรสุทธิ	13.53	14.71	12.17	11.01	13.06	13.48

หมายเหตุ ช่วงเวลาประมาณการของกลุ่มโรงไฟฟ้าชีวภาพตั้งแต่ กรกฎาคม 2562 ถึง กรกฎาคม 2582

10) มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มโรงไฟฟ้าชีวภาพ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้มีการปรับปรุงกำไรก่อนดอกเบี้ยจ่ายและภาษีนิติบุคคล (“Adjusted EBIT”) โดยการเพิ่มและ/หรือลดมูลค่ารวมจากรายการระหว่างกันของบริษัทภายในกลุ่ม PSTC (ยกเว้น BIGGAS) และนำมาหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มโรงไฟฟ้าชีวภาพ ได้ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

ปี	2H/2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569
กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้	16.65	77.83	72.47	67.36	64.96	67.45	66.87	63.94
ภาษีจากกำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษี	0.00	0.00	0.00	(0.20)	(0.01)	0.00	(1.30)	(1.80)
ค่าเสื่อมราคา	21.07	54.39	53.54	53.53	53.53	51.26	51.14	51.14
เงินลงทุนสุทธิ	(267.05)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
การเปลี่ยนแปลงเงินทุนหมุนเวียน	(7.85)	(19.03)	0.54	0.42	0.04	(0.57)	(0.27)	0.05
มูลค่าสุดท้ายโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
กระแสเงินสดสุทธิ (FCF)	(237.18)	113.19	126.55	121.11	118.53	118.14	116.44	113.33
ต้นทุนเงินทุนถ่วงเฉลี่ย (WACC)	6.73%	7.08%	7.18%	7.27%	7.34%	7.48%	7.46%	7.49%
มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ	(231.20)	99.65	104.17	92.71	84.34	77.78	71.45	64.58

ปี	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577
กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้	55.86	55.81	55.10	54.50	53.82	53.48	52.21	38.33
ภาษีจากกำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษี	(2.90)	(3.14)	(3.62)	(7.17)	(7.15)	(7.99)	(10.44)	(7.94)
ค่าเสื่อมราคา	51.14	51.14	50.91	50.91	50.91	50.91	50.91	39.04
เงินลงทุนสุทธิ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

ปี	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577
การเปลี่ยนแปลงเงินทุนหมุนเวียน	0.87	(0.49)	(0.29)	(0.39)	(0.39)	(0.50)	(0.29)	6.17
มูลค่าสุดท้ายโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	77.25
กระแสเงินสดสุทธิ (FCF)	104.97	103.32	102.10	97.84	97.19	95.90	92.39	152.84
ต้นทุนเงินทุนถ่วงเฉลี่ย (WACC)	7.50%	7.48%	7.49%	7.47%	7.49%	7.49%	7.48%	7.49%
มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ	55.58	51.00	46.89	41.91	38.70	35.52	31.90	49.41

ปี	2578	2579	2580	2581	2582
กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้	38.57	34.38	33.40	30.30	26.00
ภาษีจากกำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษี	(7.76)	(6.98)	(6.85)	(6.76)	(5.20)
ค่าเสื่อมราคา	29.29	23.37	23.37	23.37	14.79
เงินลงทุนสุทธิ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
การเปลี่ยนแปลงเงินทุนหมุนเวียน	0.67	(0.33)	(0.18)	2.72	4.58
มูลค่าสุดท้ายโครงการ	22.70	0.00	0.00	3.81	54.97
กระแสเงินสดสุทธิ (FCF)	83.46	50.44	49.74	53.43	95.13
ต้นทุนเงินทุนถ่วงเฉลี่ย (WACC)	7.50%	7.51%	7.52%	7.52%	7.54%
มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ	24.89	13.86	12.73	12.24	21.43

หมายเหตุ ช่วงเวลาประมาณการของกลุ่มโรงไฟฟ้าชีวภาพตั้งแต่ กรกฎาคม 2562 ถึง กรกฎาคม 2582

จากประมาณการกระแสเงินสดสุทธิในตารางข้างต้น จากนั้นนำกระแสเงินสดอิสระมาคิดลดด้วยต้นทุนเงินทุนถ่วงเฉลี่ยของกลุ่มบริษัทฯ (หรือ WACC สามารถดูข้อมูลเพิ่มเติมได้จากหัวข้อ อัตราส่วนลดและมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มบริษัทฯ) จะได้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มโรงไฟฟ้าชีวภาพ เท่ากับ 799.53 ล้านบาท

6.3 กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

โรงไฟฟ้าชีวมวล คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้เศษวัสดุต่างๆที่เป็นชีวมวล โดยชีวมวล หมายถึง กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร หรือ กากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม เช่น แกลบที่ได้จากการสีข้าว ไม้สับเบญจพรรณ เปลือกมันบด เปลือกไม้หยาบ เหง้ามันสับ และอื่นๆ เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า

กลุ่มธุรกิจโรงไฟฟ้าชีวมวล ดำเนินการโดย บริษัทย่อย แบ่งเป็น 3 ประเภทโครงการคือ

1. โครงการที่กฟผ.ได้ตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว มีทั้งหมด 7 โครงการ มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาโครงการละ 1 เมกะวัตต์ แต่บริษัทฯไม่มีนโยบายที่จะดำเนินธุรกิจและจะดำเนินการขายใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าให้แก่บุคคลภายนอกต่อไป ใบอนุญาตทั้งหมดอยู่ภายใต้บริษัท ไบโอโกกรีน จำกัด (BGG) โดยมีการขายใบอนุญาตที่จังหวัดสกลนครแล้วในไตรมาสที่ 1 ของปี 2562 สำหรับใบอนุญาตส่วนที่เหลือ จะได้ดำเนินการขายให้กับบริษัทอื่นที่สนใจต่อไป
2. โครงการที่สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (“กกพ.”) ได้รับตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้วจำนวน 1 โครงการ คือ บริษัท พีเอสที เอนเนอร์ยี 1 จำกัด (PSTE1)
3. โครงการที่ดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วจำนวน 1 โครงการ คือ บริษัท เวลส์ โคราช เอ็นเนอร์ยี จำกัด (WKE) ซึ่งมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ไม่เกิน 8 เมกะวัตต์

สรุปรายละเอียดของแต่ละโครงการ ดังนี้

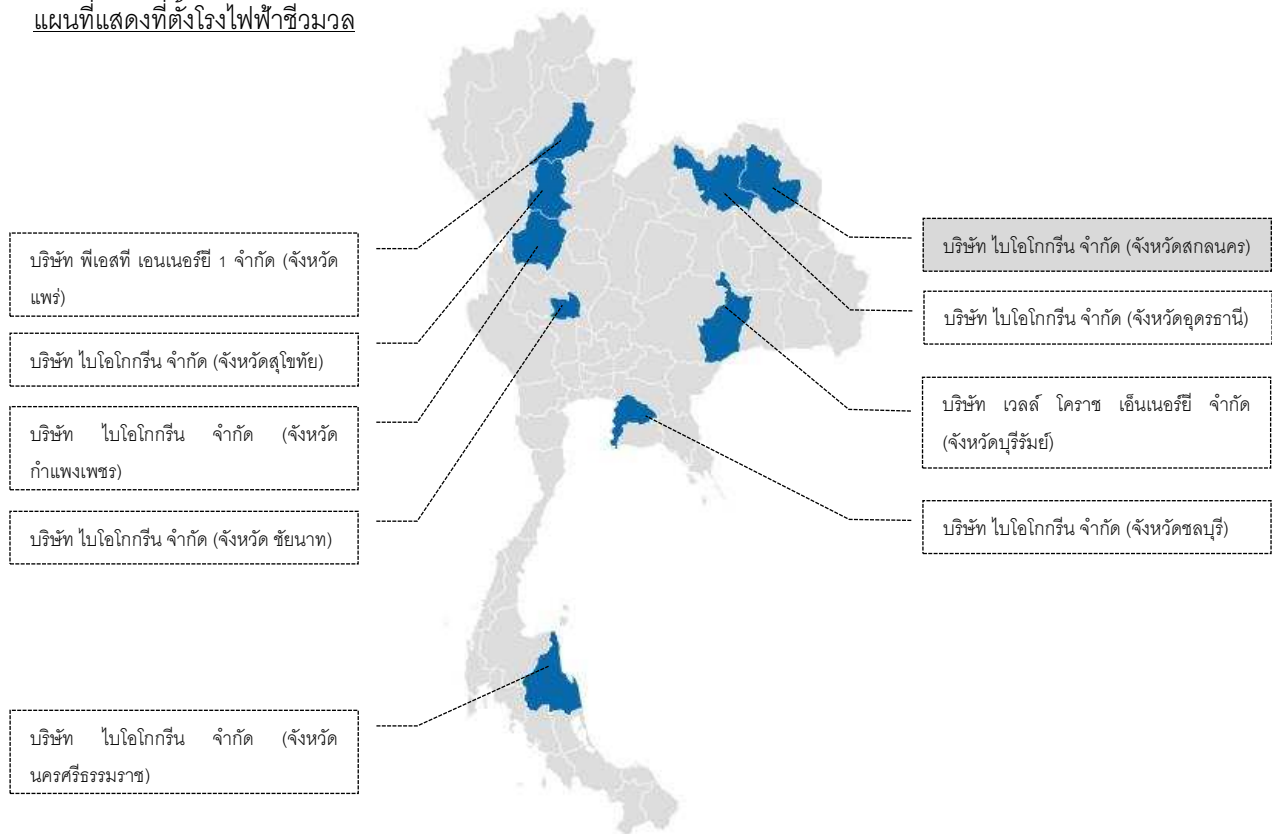
ที่ตั้ง	BGG							PSTE1	WKE
	อำเภอทุ่งสง จังหวัด นครศรีธรรมราช	อำเภอ พนังสนิม จังหวัด ชลบุรี	อำเภอศรี นคร จังหวัด สุโขทัย	อำเภอลองข ลุง จังหวัด กำแพงเพชร	อำเภอ หนองมะ โมง จังหวัด ชัยนาท	อำเภอ ประจักษ์ ศิลปาคม จังหวัด อุดรธานี	อำเภอ สวาง ดินแดน จังหวัด สกลนคร	อำเภอเมือง จังหวัดแพร่	อำเภอหนอง กี่ จังหวัด บุรีรัมย์
กำลังการผลิต (เมกะ วัตต์)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	23.42	8.0
คู่สัญญาซื้อขาย ไฟฟ้า	กฟภ.								
ขั้นตอนปัจจุบัน	อยู่ระหว่างการขายใบอนุญาตแก่ผู้สนใจ						ขายแล้ว	ระหว่างกา รจัดทำ EIA	เริ่มซื้อขาย ไฟฟ้า เมื่อ 24 ก.ค. 58

1. บริษัท ไบโอโกกรีน จำกัด

บริษัท ไบโอโกกรีน จำกัด ก่อตั้งขึ้นเมื่อวันที่ 18 กุมภาพันธ์ 2556 เพื่อดำเนินธุรกิจประเภทโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer หรือ VSPP) โดยกำหนดอายุสัญญาการรับซื้อไฟฟ้า 20 ปี ได้รับอัตราการรับซื้อในรูปแบบ Feed in Tariff ในราคา 5.84 บาท ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงระยะเวลา 8 ปีแรก และราคา 5.34 บาท ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในช่วงระยะเวลา 12 ปีหลัง จำนวน 7 โครงการโดยแต่ละโครงการมีกำลังการผลิตสูงสุด 1.0 เมกะวัตต์ให้แก่กฟภ. และผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน คือ เชื้อเพลิงประเภทชีวมวล

อย่างไรก็ตาม บริษัทฯไม่มีนโยบายที่จะดำเนินธุรกิจและจะดำเนินการขายใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าให้แก่บุคคลภายนอก โดยบริษัทฯได้ทำการขายสัญญาซื้อขายไฟฟ้าไปแล้วจำนวน 1 โครงการ ภายใต้สัญญาเลขที่ VSPP-PEA-032/2558 คือ โครงการจังหวัดสกลนครในราคา 8.5 ล้านบาท ณ วันที่ 18 มกราคม 2562 ส่วนโครงการที่เหลือจำนวน 6 โครงการ อยู่ระหว่างการเจรจากับผู้สนใจลงทุนต่อไปซึ่งยังไม่มีมติเห็นชอบหรือการตกลงที่ชัดเจนในปัจจุบัน นอกจากนี้ สัญญาซื้อขายไฟฟ้าทั้ง 6 โครงการของ BGG ได้หมดอายุลงแล้ว ยังอยู่ในระหว่างดำเนินการขอขยายระยะเวลาวันสิ้นสุดสัญญา ซึ่งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่ได้ประเมินรายได้จากการขายใบอนุญาตตามหลักความระมัดระวัง เนื่องจากยังไม่มีมติเห็นชอบที่ชัดเจนในการขาย

แผนที่แสดงที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล



2. บริษัท พีเอสที เอนเนอร์ยี 1 จำกัด (PSTE 1)

เมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2560 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (“กพช.”) ได้เห็นชอบในหลักการรับซื้อไฟฟ้า และอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in-Tariff สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแบบ SPP Hybrid Firm โดยมอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (“กกพ.”) ออกระเบียบรับซื้อไฟฟ้า ซึ่งต่อมาเมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2560 กกพ. ได้ออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โดยมีรายละเอียดหลักเกณฑ์ที่สำคัญ คือ

- กำหนดการรับซื้อไฟฟ้า โดยกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (“SCOD”) ระหว่างวันที่ 1 มกราคม 2563 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2564
- ระยะเวลาสนับสนุน 20 ปี
- ผู้ได้รับการคัดเลือกต้องลงนามกับ กกพ. ภายใน 2 ปี นับจากวันที่ กกพ. ประกาศรายชื่อผู้ได้รับการคัดเลือก (คือ ภายในวันที่ 13 ธันวาคม 2562)

เมื่อวันที่ 14 ธันวาคม 2560 กกพ. ประกาศผลการคัดเลือก ปรากฏว่ามีบริษัทได้รับการคัดเลือกรวม 17 บริษัท รวมถึง PSTE1 โดยโรงไฟฟ้าของ PSTE1 จะมีกำลังการผลิตสูงสุด 28.50 เมกะวัตต์ เป็นการจำหน่ายไฟฟ้าจำนวน 23.42 เมกะวัตต์ให้แก่ กกพ. ส่วนที่เหลือเป็นการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองภายในโรงงาน มีการใช้เชื้อเพลิงประเภทชีวมวล และมีที่ตั้งอยู่ที่ตำบลเหมืองหม้อ อำเภอมืองแพร่ จังหวัดแพร่

PSTE1 ได้มีการจัดเวทีรับฟังความคิดเห็นของประชาชนครั้งที่ 1 เมื่อเดือนสิงหาคม 2561 แต่มีกลุ่มผู้คัดค้านซึ่งส่วนใหญ่เป็นประชาชนในตำบลร่องฟอง และตำบลเหมืองหม้อ ทำให้ไม่สามารถดำเนินการรับฟังต่อไปได้ หลังจากนั้น

กลุ่มผู้ต่อต้านได้ยื่นหนังสือคัดค้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้าไปยังหน่วยงานต่างๆ เช่น องค์การบริหารส่วนตำบล นายอำเภอ ผู้ว่าราชการจังหวัด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดแพร่ รวมถึงคณะกรรมการธิการพลังงาน สภานิติแห่งชาติ (“สนช.”) โดยการคัดค้านจากชาวบ้านยังคงมีอยู่อย่างกว้างขวาง และเนื่องจากกระบวนการรับฟังความคิดเห็นยังไม่เสร็จสิ้นและใช้ระยะเวลาดำเนินการนานกว่าที่กำหนดไว้ เป็นเหตุให้กระบวนการอื่นต้องล่าช้าออกไป ส่งผลให้ PSTE1 ไม่สามารถจัดทำรายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) ให้แล้วเสร็จตามกำหนดเวลาและไม่สามารถลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ภายในวันที่ 13 ธันวาคม 2562 ได้ ต่อมาเมื่อวันที่ 23 มกราคม 2562 PSTE1 ได้ทำหนังสือถึง กฟผ. เพื่อขอต่ออายุการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอีก 1 ปี และเมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2562 PSTE1 ได้ทำหนังสือถึง กฟผ. เพื่อขอปรับเปลี่ยนประเภทพลังงานหมุนเวียนจากเดิมที่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง เปลี่ยนเป็น พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar cell) ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS) แทน เนื่องจากการคัดค้านการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลในพื้นที่ และปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาของ กฟผ.

จากสาเหตุและประเด็นที่เกิดขึ้นมาดังกล่าว โครงการผลิตไฟฟ้าของ PSTE 1 จึงมีความไม่แน่นอนสูงว่าจะเกิดขึ้นหรือไม่ หรือเปลี่ยนแปลงเป็นโครงการประเภทใด รวมถึงกำหนดเวลาที่ไม่ชัดเจน ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงไม่สามารถประเมินมูลค่าของโครงการนี้ได้ตามหลักความระมัดระวัง

3. บริษัท เวลล์ โคราช เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด

1) ลักษณะทางธุรกิจเบื้องต้นของ WKE

การดำเนินธุรกิจประเภทโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมีกำลังการผลิตสูงสุด 9.0 เมกะวัตต์ โดยจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ให้แก่ กฟผ. ใช้เองประมาณ 1 เมกะวัตต์ เป็นการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงประเภทชีวมวล ส่วนใหญ่ได้แก่ ไม้สับเบญจพรรณ เปลือกบด เปลือกหอยบด เหน้งามันสับ เปลือกมันบด ไม้ท่อนเบญจพรรณ และ ทะลายปาล์มสับ เป็นต้น โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ที่อำเภอหนองกี่ จังหวัดบุรีรัมย์

ปัจจุบันมีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กับ กฟผ. เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (VSPP-PEA-029/2553) เพื่อผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จำนวน 8 เมกะวัตต์ และจำหน่ายเข้าระบบสายส่งของ กฟผ. ที่แรงดัน 22 กิโลโวลต์ (KV) โดยมีรูปแบบการซื้อขายแบบ Feed-in-Tariff (FiT) วันที่เริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) ให้กับ กฟผ. คือ วันที่ 24 กรกฎาคม 2558

รูปภาพของโครงการ WKE



ป้ายหน้าโรงงาน WKE



ภาพรวมโรงงาน WKE

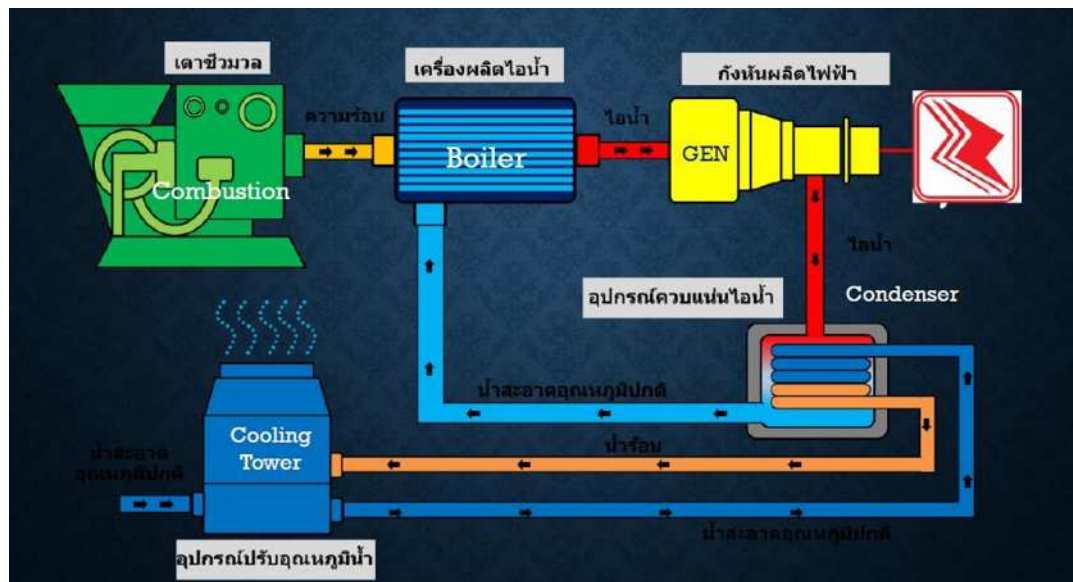


ภาพรวมโรงงาน WKE



เครื่องผลิตไอน้ำ Boiler

กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล



2) ระยะเวลาของการทำประมาณการ

เนื่องจากโครงการมีการปรับเปลี่ยนระบบการคิดค่าไฟฟ้าจากระบบ Adder เป็น Feed-in Tariff (FiT) ตามประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (โครงการผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล) ในช่วงเปลี่ยนผ่านจากแบบ Adder เป็น FiT พ.ศ.2559 ดังนั้น เมื่อเปลี่ยนจากระบบ Adder เป็นระบบ FiT แล้ว โครงการนี้จะอยู่ในเงื่อนไขของโครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์แล้วระหว่าง 0- 12 เดือน ทำให้ระยะเวลาเดิมตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 20 ปี ในระบบ Adder จะถูกปรับลดระยะเวลาลง 4 ปี 8 เดือน (56 เดือน) คงเหลือช่วงเวลาดำเนินการของโครงการดังกล่าวเท่ากับ 15 ปี 4 เดือน นับจากวันที่เริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) ให้กับ กฟภ. คือ วันที่ 24 กรกฎาคม 2558 ดังนั้นระยะเวลาการทำประมาณการจะเริ่มจากปี 2562 และสิ้นสุดในเดือนพฤศจิกายน ปี 2573

3) การจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (Power Purchase Agreement: PPA) WKE เริ่มผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อการซื้อขายเชิงพาณิชย์ให้กับ กฟภ. (Commercial Operation Date: "COD") ในวันที่ 24 กรกฎาคม 2558 จำหน่ายไฟฟ้าให้กับ

กฟผ. ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ตามสัญญา PPA กับ กฟผ. และจากรูปแบบการสนับสนุนรายได้แบบ FiT ทำให้ WKE จะจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ในอัตราที่ประกาศไว้ในปี 2558 เท่ากับ 4.54 บาทต่อ กิโลวัตต์-ชั่วโมง (kWh) โดยที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา คู่กับจำนวนชั่วโมงการผลิตในรอบปี ในราคารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ซึ่งประกาศใช้ในปี 2558 สำหรับโครงการ VSPP กลุ่มพลังงานชีวมวล

3.1) อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ.

โดยองค์ประกอบของรายได้ตามสัญญาที่กล่าวถึงข้างต้นสามารถแบ่งเป็น 3 องค์ประกอบ และมีการกำหนดสมการตามที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) มีรายละเอียด ดังนี้

1. อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FiT Fixed: FiT_F) เป็นอัตราที่คิดจากต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M) ตลอดอายุการใช้งาน โดยกำหนดให้คงที่ตลอดอายุการสนับสนุนโครงการ

2. อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FiT Variables: FiT_V) เป็นอัตราที่คิดจากต้นทุนของวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นไปตามเวลา โดยอัตรานี้จะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อขึ้นพื้นฐาน (Core Inflation) สำหรับประเภทเชื้อเพลิงชีวมวล เท่านั้น

3. อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบพิเศษ (FiT Premium) เป็นอัตรารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากอัตรา FiT ปกติ โดยอัตราจะแตกต่างกันไปตามประเภทของเทคโนโลยี (เชื้อเพลิงหมุนเวียน) และโครงการที่ตั้งอยู่ในพื้นที่พิเศษ เช่น จังหวัดชายแดนภาคใต้ อัตราการรับซื้อไฟฟ้ารูปแบบพิเศษนี้ได้รับการสนับสนุนเป็นระยะเวลา 8 ปี นับจากวันที่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์แล้ว

$$\text{อัตราการรับซื้อไฟฟ้ารวม} = FiT_F + FiT_V + FiT_{\text{Premium}} \text{ (เฉพาะ 8 ปีแรกของการขายไฟฟ้า)}$$

อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ที่ประกาศใช้ในปี 2558: สำหรับโครงการ VSPP กลุ่มพลังงานชีวมวล

กำลังการผลิต (MW)	FiT (บาท/หน่วย)			ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	FiT Premium (บาท/หน่วย) (8 ปีแรก)
	FiT_F	$FiT_{V,2560}$	$FiT^{(n)}$		
กำลังการผลิตติดตั้ง > 3 MW	2.39	1.85	4.24	20 ^(ข)	0.30

หมายเหตุ: (ก) อัตรา FiT สำหรับโครงการที่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี 2560 หลังจากนั้น อัตรา FiT_V จะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อขึ้นพื้นฐาน (Core Inflation) สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล เท่านั้น

(ข) โครงการมีอายุสัญญาการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT กำหนดไว้ 20 ปี (WKE ถูกลดทอนระยะเวลาสนับสนุนโครงการเหลือ 15 ปี 4 เดือน)

ที่มา: ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในช่วงเปลี่ยนผ่านจากแบบ Adder เป็น FiT

ที่ปรึกษาทางการเงินได้ใช้อัตราเพิ่มของ FiT_V เท่ากับ Core Inflation ย้อนหลัง 20 ปี ซึ่งเท่ากับร้อยละ 1.13 ตลอดอายุของประมาณการ โดยเพิ่มขึ้นจากอัตรา 1.85 บาทต่อหน่วยในปี 2560 ซึ่งถูกกำหนดเป็นอัตราเริ่มต้นในปี 2560 ตามประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

นอกเหนือจากอัตรารับซื้อและปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าที่ระบุไว้ในสัญญาแล้ว จากเดิมราคาซื้อขายไฟฟ้าที่นำมาใช้ในการคำนวณถูกอ้างอิงตามอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff: TOU) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยอัตราค่าไฟฟ้าแบ่งเป็นช่วงเวลา On Peak และ Off Peak นั้น เมื่อเป็นการคำนวณแบบ FiT ซึ่งอัตราในช่วงเวลา On Peak และ Off Peak จึงเป็นอัตราเดียวกัน

3.2) รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟภ.

ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล คำนวณจากประมาณการปริมาณไฟฟ้าที่ WKE จำหน่ายให้แก่ PEA ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) โดยตั้งสมมติฐานประมาณพลังไฟฟ้าที่จำหน่ายได้ตามสัญญาไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ รวมกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้เองอีกประมาณ 1.0 เมกะวัตต์เพื่อให้ได้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการ ปัจจัยที่เกี่ยวข้องขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของวัตถุดิบที่นำมาเป็นเชื้อเพลิง และช่วงระยะเวลาในการผลิต รวมถึงปริมาณความชื้นที่เหมาะสม

ในปี 2560-2561 รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟภ.เท่ากับ 265.49 ล้านบาท และ 211.15 ล้านบาท ตามลำดับหรือลดลงร้อยละ 20.47 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 เท่ากับ 118.36 ล้านบาท โดยรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟภ.ในปี 2561 ส่วนใหญ่ลดลงเนื่องจากจำนวนวันที่ผลิตน้อยลงจากการซ่อมแซมบำรุงครั้งใหญ่

โดยมีสมมติฐานของสัดส่วนของพลังงานความร้อนเฉลี่ย 3 ปีย้อนหลังและงวด 6 เดือนปี 2562 ของการผลิตไฟฟ้าที่ได้จากเชื้อเพลิงประเภทไม้สับเบญจพรรณ เปลือกบด เปลือกหยาบ เหง้ามันสับ เปลือกมันบด ไม้ท่อนเบญจพรรณ ทะลายปาล์มสับ และอื่นๆ ในอัตราส่วนร้อยละ 33.87 ร้อยละ 7.18 ร้อยละ 14.36 และร้อยละ 8.03 ร้อยละ 10.48 ร้อยละ 6.10 ร้อยละ 2.82 และร้อยละ 17.15 โดยมีการควบคุมความชื้นที่เหมาะสม เนื่องจากความชื้นจะส่งผลต่อปริมาณความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงดังกล่าว

ในแต่ละปีเครื่องจักรมีการปิดเพื่อทำการซ่อมบำรุงในทุกปี และทุก 8 ปีมีวันปิดเพื่อทำการซ่อมบำรุงรักษาใหญ่ (Major Overhaul) ซึ่งทำให้ในประมาณการทางการเงินโรงไฟฟ้ามีวันดำเนินการเฉลี่ยอยู่ที่ 303 วันต่อปี (ปีที่ดำเนินการผลิตเต็มปี) และเดินเครื่อง 24 ชั่วโมงต่อวัน และมีระยะเวลาผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 83.7 ต่อปีของเวลาทั้งหมด (Availability Factor) (หักช่วงเวลาซ่อมบำรุงทั้งซ่อมบำรุงรายปีและซ่อมบำรุงหลักแล้ว)

จากการสมมติฐานด้านราคาจำหน่ายเบื้องต้น สามารถประมาณการรายได้จาก กฟภ. โดยอาศัยปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา (8 เมกะวัตต์-ชั่วโมง) กับ กฟภ. คูณด้วยจำนวนชั่วโมงที่ผลิตไฟฟ้าในรอบปี (จำนวนวันที่ผลิตในปีนั้น x 24 ชั่วโมง) ผลการคำนวณดังกล่าว จะได้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายให้ กฟภ. มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์-ชั่วโมง

ตารางแสดงรายได้จากการขายไฟฟ้า สรุปได้ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)	2561	2562	2563	2564	2565
รายได้จากอัตรา $FiT_F - (1) \times (5)$	110.90	127.64	132.69	136.82	138.66
รายได้จากอัตรา $FiT_V - (2) \times (5)$	86.33	100.48	105.64	110.15	112.89
รายได้จากอัตรา $FiT_{Premium} - (3) \times (5)$	13.92	16.02	16.66	17.17	17.40
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟภ.	211.15	244.15	254.98	264.15	268.95
(1) อัตราซื้อ: FiT_F (บาท/กิโลวัตต์)	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39
(2) อัตราซื้อ: FiT_V (บาท/กิโลวัตต์)	1.86	1.88	1.90	1.92	1.95
(3) อัตราซื้อ: $FiT_{Premium}$ (บาท/กิโลวัตต์)	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
(4) จำนวนวันที่ผลิต (วัน)	244	278	289	298	302
(5) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อจำหน่าย (MW) - (4) x 24 x 8 MW	46,403	53,407	55,519	57,247	58,015
อัตรการเติบโตของรายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟภ. (ร้อยละ)		15.63%	4.44%	3.60%	1.82%

(หน่วย: ล้านบาท)	2566	2567	2568	2569
รายได้จากอัตรา $FiT_F - (1) \times (5)$	140.95	144.16	143.70	143.70
รายได้จากอัตรา $FiT_V - (2) \times (5)$	116.06	120.04	121.01	122.38
รายได้จากอัตรา $FiT_{Premium} - (3) \times (5)$	8.85	0.00	0.00	0.00
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟภ.	265.85	264.21	264.72	266.09
(1) อัตรารับซื้อ: FiT_F (บาท/กิโลวัตต์)	2.39	2.39	2.39	2.39
(2) อัตรารับซื้อ: FiT_V (บาท/กิโลวัตต์)	1.97	1.99	2.01	2.04
(3) อัตรารับซื้อ: $FiT_{Premium}$ (บาท/กิโลวัตต์)	0.15	0.00	0.00	0.00
(4) จำนวนวันที่ผลิต (วัน)	307	314	313	313
(5) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อจำหน่าย (MW) - (4) $\times$ 24 $\times$ 8 MW	58,975	60,319	60,127	60,127
อัตราการเติบโตของรายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟภ. (ร้อยละ)	(1.15%)	(0.62%)	0.19%	0.52%

(หน่วย: ล้านบาท)	2570	2571	2572	2573
รายได้จากอัตรา $FiT_F - (1) \times (5)$	143.70	144.16	143.70	117.98
รายได้จากอัตรา $FiT_V - (2) \times (5)$	123.76	125.56	126.58	105.10
รายได้จากอัตรา $FiT_{Premium} - (3) \times (5)$	0.00	0.00	0.00	0.00
รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟภ.	267.47	269.73	270.28	223.08
(1) อัตรารับซื้อ: FiT_F (บาท/กิโลวัตต์)	2.39	2.39	2.39	2.19
(2) อัตรารับซื้อ: FiT_V (บาท/กิโลวัตต์)	2.06	2.08	2.11	1.95
(3) อัตรารับซื้อ: $FiT_{Premium}$ (บาท/กิโลวัตต์)	0.00	0.00	0.00	0.00
(4) จำนวนวันที่ผลิต (วัน)	313	314	313	280
(5) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อจำหน่าย (MW) - (4) $\times$ 24 $\times$ 8 MW	60,127	60,319	60,127	53,852
อัตราการเติบโตของรายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟภ. (ร้อยละ)	0.52%	0.84%	0.21%	(17.46%)

4) ต้นทุนการผลิตและค่าใช้จ่าย

4.1 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง

โรงงานไฟฟ้า WKE ประเภทเชื้อเพลิงชีวมวล โดยมีเชื้อเพลิงหลักคือ ไม้สับเบญจพรรณ เปลือกบด เปลือกหอยบด เหง้ามันสับ เปลือกมันบด ไม้ท่อนเบญจพรรณ และ ทะลายปาล์มสับ อย่างไรก็ตาม เครื่องจักรและเทคโนโลยีที่นำมาใช้นั้น สามารถที่จะใช้เชื้อเพลิงชีวมวลอื่นๆเสริมได้

ในปี 2560-2561 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงเท่ากับ 139.71 ล้านบาท และ 105.48 ล้านบาท ตามลำดับหรือลดลงร้อยละ 24.50 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 เท่ากับ 46.80 ล้านบาท โดยค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในปี 2561 ส่วนใหญ่ลดลงเนื่องจากจำนวนวันที่ผลิตน้อยลงจากการซ่อมแซมบำรุงครั้งใหญ่

ในการกระบวนการผลิตไฟฟ้าของเครื่องจักรในโครงการนี้ต้องอาศัยการเผาไหม้เชื้อเพลิงให้ได้รับความร้อนตามที่ต้องการนำไปต้มน้ำเพื่อสร้างแรงดันในการขับเคลื่อนไอน้ำเพื่อสร้างกระแสไฟฟ้า โดยเครื่องจักรของโครงการนี้มีการรับประกันการใช้พลังงานความร้อนที่ 16,977 กิโลจูล (kJ) ต่อการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์ (kWh)

นอกจากนั้น เชื้อเพลิงที่นำมาใช้แต่ละประเภทจะมีค่าความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้แตกต่างกันไป ตามคุณลักษณะของเชื้อเพลิง ณ ค่าความชื้นมาตรฐาน และมีค่าความร้อนที่ได้จากกระบวนการเผาไหม้ ดังนี้

ประเภทเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (kJ/kg)	ราคาเริ่มต้น (บาท)	สัดส่วนเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีและงวด 6 เดือนปี 2562 (ร้อยละ)
- ทะลายปาล์มดิบ	9,205	674	2.82
- ไม้สับเบญจพรรณ	7,623	1,188	33.70
- เปลือกบด	6,205	450	7.18
- เปลือกหอยาบ	6,205	428	14.36
- เหม้ามันดิบ	6,904	1,050	8.03
- เปลือกมันบด	10,042	787	10.48
- ไม้ท่อนเบญจพรรณ	7,623	616	6.10
- อื่นๆ	10,162	721	17.15

เครื่องจักรของ WKE เป็นเครื่องจักรที่มีระบบการเผาไหม้ที่เหมาะสมสำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลหลายชนิด (หรือ Multifuel) ดังนั้น WKE สามารถใช้วัตถุดิบที่หลากหลายเป็นเชื้อเพลิง มีทั้งในจังหวัดบุรีรัมย์และจังหวัดใกล้เคียง รวมถึงเชื้อเพลิงจากพื้นที่ตามฤดูกาล ไม่ว่าจะเป็นไม้สับเบญจพรรณ เปลือกหอยาบ เปลือกมันบด ชังข้าวโพดปนเปลือก ทะลายปาล์มยังไม่สับ เป็นต้น โดยในอดีตที่ผ่านมาได้มีการรับซื้อเชื้อเพลิงจากผู้ขายกว่า 100 ราย นอกจากนี้ ยังไม่มีปัญหาการขาดแคลนเชื้อเพลิง

ตารางสรุปเชื้อเพลิงและปริมาณเชื้อเพลิงที่ต้องการ มีดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)	2561	2562	2563	2564	2565
ต้นทุนเชื้อเพลิง-ทะลายปาล์มดิบ	9.56	2.01	2.11	2.20	2.26
ต้นทุนเชื้อเพลิง-ไม้สับเบญจพรรณ	27.59	51.32	53.95	56.26	57.66
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เปลือกบด	1.48	5.07	5.33	5.55	5.69
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เปลือกหอยาบ	11.67	9.64	10.13	10.57	10.83
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เหม้ามันดิบ	17.84	11.88	12.48	13.02	13.34
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เปลือกมันบด	11.44	7.99	8.40	8.76	8.97
ต้นทุนเชื้อเพลิง-ไม้ท่อนเบญจพรรณ	15.01	4.79	5.04	5.25	5.38
ต้นทุนเชื้อเพลิง-อื่นๆ	10.90	11.83	12.44	12.97	13.30
รวมต้นทุนเชื้อเพลิง	105.48	104.52	109.88	114.58	117.43
ปริมาณทะลายปาล์มดิบที่ต้องการ (ตัน)	14,171.15	2,980.78	3,098.66	3,195.10	3,237.96
ปริมาณไม้สับเบญจพรรณที่ต้องการ (ตัน)	23,923.39	43,193.97	44,902.09	46,299.65	46,920.78
ปริมาณเปลือกบดที่ต้องการ (ตัน)	3,282.88	11,257.29	11,702.47	12,066.70	12,228.58
ปริมาณเปลือกหอยาบที่ต้องการ (ตัน)	32,413.04	22,504.93	23,394.89	24,123.05	24,446.67
ปริมาณเหม้ามันดิบที่ต้องการ (ตัน)	16,109.33	11,310.31	11,757.58	12,123.53	12,286.17
ปริมาณเปลือกมันบดที่ต้องการ (ตัน)	14,534.65	10,147.25	10,548.53	10,876.85	11,022.77
ปริมาณไม้ท่อนเบญจพรรณที่ต้องการ (ตัน)	21,629.02	7,775.76	8,083.26	8,334.84	8,446.66
ปริมาณอื่นๆที่ต้องการ (ตัน)	10,822.39	16,404.80	17,053.54	17,584.32	17,820.22
ปริมาณเชื้อเพลิงที่ต้องการ (ตัน)	136,885.85	125,575.10	130,541.01	134,604.03	136,409.82
(1) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด (MW)	46,930.39	57,262.87	59,527.36	61,380.11	62,203.56
(2) ค่าความร้อนเฉลี่ย - Heat Rate (kJ/kW)	16,977	16,977	16,977	16,977	16,977

(หน่วย: ล้านบาท)	2561	2562	2563	2564	2565
(3) ค่าความร้อนที่ใช้ในการผลิต (mm.kJ) - $(1) \times (2) / 10^3$	796,752	972,170	1,010,614	1,042,069	1,056,049
อัตราส่วนต้นทุนเชื้อเพลิงต่อรายได้จากการขายไฟ	49.95%	42.81%	43.09%	43.38%	43.66%

(หน่วย: ล้านบาท)	2566	2567	2568	2569
ต้นทุนเชื้อเพลิง-ทะลายปาล์มดิบ	2.32	2.40	2.42	2.45
ต้นทุนเชื้อเพลิง-ไม้สับเบญจพรรณ	59.27	61.31	61.80	62.50
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เปลือกบด	5.85	6.05	6.10	6.17
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เปลือกหยาบ	11.13	11.51	11.61	11.74
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เหง้ามันดิบ	13.72	14.19	14.30	14.46
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เปลือกมันบด	9.22	9.54	9.62	9.73
ต้นทุนเชื้อเพลิง-ไม้ทอนเบญจพรรณ	5.53	5.72	5.77	5.84
ต้นทุนเชื้อเพลิง-อื่นๆ	13.67	14.14	14.25	14.41
รวมต้นทุนเชื้อเพลิง	120.72	124.87	125.88	127.30
ปริมาณทะลายปาล์มดิบที่ต้องการ (ตัน)	3,291.54	3,366.56	3,355.84	3,355.84
ปริมาณไม้สับเบญจพรรณที่ต้องการ (ตัน)	47,697.20	48,784.19	48,628.90	48,628.90
ปริมาณเปลือกบดที่ต้องการ (ตัน)	12,430.93	12,714.22	12,673.75	12,673.75
ปริมาณเปลือกหยาบที่ต้องการ (ตัน)	24,851.20	25,417.54	25,336.63	25,336.63
ปริมาณเหง้ามันดิบที่ต้องการ (ตัน)	12,489.48	12,774.10	12,733.44	12,733.44
ปริมาณเปลือกมันบดที่ต้องการ (ตัน)	11,205.16	11,460.52	11,424.04	11,424.04
ปริมาณไม้ทอนเบญจพรรณที่ต้องการ (ตัน)	8,586.43	8,782.11	8,754.16	8,754.16
ปริมาณอื่นๆที่ต้องการ (ตัน)	18,115.10	18,527.93	18,468.96	18,468.96
ปริมาณเชื้อเพลิงที่ต้องการ (ตัน)	138,667.05	141,827.18	141,375.73	141,375.73
(1) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด (MW)	63,232.87	64,673.90	64,468.04	64,468.04
(2) ค่าความร้อนเฉลี่ย - Heat Rate (kJ/kW)	16,977	16,977	16,977	16,977
(3) ค่าความร้อนที่ใช้ในการผลิต (mm.kJ) - $(1) \times (2) / 10^3$	1,073,524	1,097,989	1,094,494	1,094,494
อัตราส่วนต้นทุนเชื้อเพลิงต่อรายได้จากการขายไฟ	45.41%	47.26%	47.55%	47.84%

(หน่วย: ล้านบาท)	2570	2571	2572	2573
ต้นทุนเชื้อเพลิง-ทะลายปาล์มดิบ	2.48	2.51	2.53	2.29
ต้นทุนเชื้อเพลิง-ไม้สับเบญจพรรณ	63.21	64.13	64.65	58.55
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เปลือกบด	6.24	6.33	6.38	5.78
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เปลือกหยาบ	11.87	12.04	12.14	11.00
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เหง้ามันดิบ	14.63	14.84	14.96	13.55
ต้นทุนเชื้อเพลิง-เปลือกมันบด	9.84	9.98	10.06	9.11
ต้นทุนเชื้อเพลิง-ไม้ทอนเบญจพรรณ	5.90	5.99	6.04	5.47
ต้นทุนเชื้อเพลิง-อื่นๆ	14.58	14.79	14.91	13.50
รวมต้นทุนเชื้อเพลิง	128.74	130.61	131.66	119.26
ปริมาณทะลายปาล์มดิบที่ต้องการ (ตัน)	3,355.84	3,366.56	3,355.84	3,005.64
ปริมาณไม้สับเบญจพรรณที่ต้องการ (ตัน)	48,628.90	48,784.19	48,628.90	43,554.21
ปริมาณเปลือกบดที่ต้องการ (ตัน)	12,673.75	12,714.22	12,673.75	11,351.18
ปริมาณเปลือกหยาบที่ต้องการ (ตัน)	25,336.63	25,417.54	25,336.63	22,692.62
ปริมาณเหง้ามันดิบที่ต้องการ (ตัน)	12,733.44	12,774.10	12,733.44	11,404.64

(หน่วย: ล้านบาท)	2570	2571	2572	2573
ปริมาณเปลือกมันบดที่ต้องการ (ตัน)	11,424.04	11,460.52	11,424.04	10,231.88
ปริมาณไม้ท่อนเบญจพรรณที่ต้องการ (ตัน)	8,754.16	8,782.11	8,754.16	7,840.61
ปริมาณอื่นๆที่ต้องการ (ตัน)	18,468.96	18,527.93	18,468.96	16,541.62
ปริมาณเชื้อเพลิงที่ต้องการ (ตัน)	141,375.73	141,827.18	141,375.73	126,622.40
(1) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด (MW)	64,468.04	64,673.90	64,468.04	57,740.45
(2) ค่าความร้อนเฉลี่ย - Heat Rate (kJ/kW)	16,977	16,977	16,977	16,977
(3) ค่าความร้อนที่ใช้ในการผลิต (mm.kJ) - $(1) \times (2) / 10^3$	1,094,494	1,097,989	1,094,494	980,277
อัตราส่วนต้นทุนเชื้อเพลิงต่อรายได้จากการขายไฟฟ้า	48.13%	48.42%	48.71%	53.46%

หมายเหตุ ค่าความร้อนของแต่ละเชื้อเพลิงและราคาเริ่มต้นต่อหน่วยของเชื้อเพลิง รวมถึงสัดส่วนปริมาณความร้อนที่ได้จากเชื้อเพลิงแต่ละประเภท อ้างอิงถึงตารางที่แสดงข้างต้น โดยจาก (1) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมดเป็นเมกะวัตต์ และ (2) จากค่าเฉลี่ยที่ต้องการผลิตไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์ และ (3) สามารถประมาณค่าความร้อนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด และปริมาณเชื้อเพลิงที่นำมาเผาไหม้แต่ละประเภทเป็นไปตามสัดส่วนค่าความร้อนของเชื้อเพลิงต่อค่าความร้อนเฉลี่ย

4.2 ค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการผลิต

ค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการผลิต ประกอบด้วย เงินเดือนและผลตอบแทนอื่น ค่าซ่อมแซมบำรุงรักษา ค่าไฟฟ้าและค่าน้ำประปา ค่าดำเนินการไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายกองทุนพัฒนาคุณภาพชีวิตชุมชนบริเวณโรงไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายอื่น เป็นต้น

ในปี 2560-2561 ค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการผลิต เท่ากับ 79.28 ล้านบาท และ 85.43 ล้านบาท ตามลำดับ หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.75 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 เท่ากับ 37.63 ล้านบาท โดยค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นในปี 2561 ส่วนใหญ่จากค่าซ่อมแซมบำรุงรักษาครั้งใหญ่ของ WKE

สมมติฐานที่สำคัญเกี่ยวกับค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการผลิต ดังนี้

- 4.2.1 เงินเดือนและผลตอบแทนอื่น ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณค่าใช้จ่ายดังกล่าวรายเดือนเดือนละ 1.26 ล้านบาทในปี 2562 ตามที่เกิดขึ้นจริงโดยอ้างอิงจากไตรมาสที่ 2 ปี 2562 โดยกำหนดอัตราเพิ่มของรายละ 5.00 ต่อปีตามนโยบายของบริษัทฯ
- 4.2.2 ค่าซ่อมแซมบำรุงรักษา
ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ค่าใช้จ่ายซ่อมแซมและบำรุงรักษารายเดือนๆ ละ 170,000 บาท โดยเป็นงานประเภทเปลี่ยนถ่ายสารหล่อลื่น ตรวจเช็คสภาพ อุปกรณ์ และซ่อมบำรุง ทั้งโรงงาน โดยอ้างอิงจากแผนงานของบริษัทฯ
- 4.2.3 ค่าไฟฟ้าและค่าน้ำประปา ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณค่าใช้จ่ายดังกล่าว ตามที่เกิดขึ้นจริงโดยอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายเฉลี่ยของปี 2560-2561 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 โดยกำหนดเท่ากับร้อยละ 2.31 และ 1.66 ของรายได้ตามลำดับ
- 4.2.4 ค่าดำเนินการขายไฟฟ้า โดยกำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อจำนวนรายได้จากการไฟฟ้า ตามประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (โครงการผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล) ในช่วงเปลี่ยนผ่านจากแบบ Adder เป็น FiT พ.ศ.2559 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า
- 4.2.5 ค่าใช้จ่ายกองทุนพัฒนาคุณภาพชีวิตชุมชนบริเวณโรงไฟฟ้า กำหนดให้เท่ากับ 0.01 บาทต่อจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปี ตามประกาศของกระทรวงพลังงาน โดยค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ทาง กฟภ. จะเป็นผู้ดำเนินการทั้งหมด

4.2.6 ค่าใช้จ่ายอื่น เช่นค่าขนส่งเชื้อเพลิงเพื่อนำส่งวัตถุดิบมาโรงงาน ค่าน้ำมันสำหรับอุปกรณ์ ยานพาหนะอื่นๆ
ในโรงงาน ค่าสารเคมีสำหรับการปรับค่า pH โดยกำหนดให้ค่าน้ำมันและสารเคมีเป็นร้อยละ 2.28 ของ
รายได้ และ ค่าขนส่งเชื้อเพลิงกำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2.86 ของต้นทุนวัตถุดิบ ซึ่งที่ปรึกษาทางการเงิน
อิสระได้ประมาณค่าใช้จ่ายดังกล่าวตามที่เกิดขึ้นจริงจากค่าใช้จ่ายเฉลี่ยของปี 2560-2561 และไตรมาสที่
2 ปี 2562

(หน่วย: ล้านบาท)	2561	2562	2563	2564	2565
เงินเดือนและผลตอบแทนอื่น	15.92	15.06	15.81	16.60	17.44
ค่าซ่อมแซมบำรุงรักษา	25.94	2.15	2.19	2.23	2.28
ค่าไฟฟ้าและค่าน้ำประปา	6.24	9.70	10.13	10.49	10.68
ค่าดำเนินการขายไฟฟ้า	4.63	4.77	4.98	5.16	5.25
ค่าใช้จ่ายกองทุน	0.70	0.57	0.60	0.61	0.62
ค่าเสื่อมราคา	28.84	51.02	53.34	52.60	53.49
ค่าใช้จ่ายอื่น	8.91	8.56	8.96	9.30	9.49
รวม	91.17	91.82	96.00	97.00	99.26
อัตราส่วนค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการผลิตต่อรายได้จากการขายไฟ	43.18%	37.61%	37.65%	36.72%	36.90%

(หน่วย: ล้านบาท)	2566	2567	2568	2569
เงินเดือนและผลตอบแทนอื่น	18.31	19.22	20.18	21.19
ค่าซ่อมแซมบำรุงรักษา	2.33	2.37	2.42	2.47
ค่าไฟฟ้าและค่าน้ำประปา	10.55	10.49	10.51	10.57
ค่าดำเนินการขายไฟฟ้า	5.19	5.16	5.17	5.20
ค่าใช้จ่ายกองทุน	0.63	0.65	0.64	0.64
ค่าเสื่อมราคา	53.49	53.49	53.49	53.49
ค่าใช้จ่ายอื่น	9.51	9.60	9.64	9.71
รวม	100.00	100.98	102.06	103.27
อัตราส่วนค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการผลิตต่อรายได้จากการขายไฟ	37.62%	38.22%	38.55%	38.81%

(หน่วย: ล้านบาท)	2570	2571	2572	2573
เงินเดือนและผลตอบแทนอื่น	22.25	23.36	24.53	23.18
ค่าซ่อมแซมบำรุงรักษา	2.52	2.57	2.62	2.41
ค่าไฟฟ้าและค่าน้ำประปา	10.62	10.71	10.73	9.66
ค่าดำเนินการขายไฟฟ้า	5.23	5.27	5.28	4.75
ค่าใช้จ่ายกองทุน	0.64	0.65	0.64	0.58
ค่าเสื่อมราคา	53.47	53.23	53.23	48.81
ค่าใช้จ่ายอื่น	9.78	9.89	9.93	8.96
รวม	104.52	105.68	106.98	98.36

(หน่วย: ล้านบาท)	2570	2571	2572	2573
อัตราส่วนค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการผลิตต่อรายได้จากการขายไฟ	39.08%	39.18%	39.58%	44.09%

4.3 ค่าใช้จ่ายการบริหาร

ค่าใช้จ่ายบริหาร ประกอบด้วย ค่าธรรมเนียมอื่นๆ ค่าวิชาชีพ ค่าใช้จ่ายการเดินทาง ค่าใช้จ่ายสำนักงานและวัสดุสิ้นเปลือง ค่าสัญญาการให้บริการงานบริการจัดการ และค่าใช้จ่ายอื่นๆ เป็นต้น

ในปี 2560-2561 ค่าใช้จ่ายการบริหาร เท่ากับ 5.66 ล้านบาท และ 8.22 ล้านบาท ตามลำดับ เพิ่มขึ้นร้อยละ 45.29 จากปีก่อนหน้า เนื่องจากปี 2560 WKE ได้รับเงินประกันผลงานจากการก่อสร้างที่ไม่เสร็จหักลบกับค่าใช้จ่าย รวมถึงปี 2561 WKE มีการเช่าคลังเก็บสินค้า และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 ค่าใช้จ่ายการบริหาร เท่ากับ 3.53 ล้านบาท

สมมติฐานที่สำคัญเกี่ยวกับค่าใช้จ่ายการบริหาร ดังนี้

- 4.3.1 ค่าธรรมเนียมอื่นๆ เช่น ค่าโทรศัพท์ และ ค่ารักษาความปลอดภัย ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณค่าใช้จ่ายดังกล่าว ตามที่เกิดขึ้นจริงโดยอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายเฉลี่ยของปี 2560-2561 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 โดยกำหนดเท่ากับร้อยละ 0.51 ของรายได้
- 4.3.2 ค่าวิชาชีพ ประกอบไปด้วยค่าสอบบัญชี และค่าที่ปรึกษา ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณค่าใช้จ่ายดังกล่าว ตามที่เกิดขึ้นจริงโดยอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายเฉลี่ยของปี 2560-2561 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 โดยกำหนดเท่ากับร้อยละ 0.14 ของรายได้
- 4.3.3 ค่าใช้จ่ายการเดินทาง ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณค่าใช้จ่ายดังกล่าว ตามที่เกิดขึ้นจริงโดยอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายเฉลี่ยของปี 2560-2561 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 โดยกำหนดเท่ากับร้อยละ 0.12 ของรายได้
- 4.3.4 ค่าใช้จ่ายสำนักงานและวัสดุสิ้นเปลือง ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณค่าใช้จ่ายดังกล่าว ตามที่เกิดขึ้นจริงโดยอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายเฉลี่ยของปี 2560-2561 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 โดยกำหนดเท่ากับร้อยละ 0.75 ของรายได้
- 4.3.5 ค่าสัญญาการให้บริการงานบริการจัดการ โดย WKE ได้จ้างบริษัทเป็นผู้ดูแลและดำเนินงาน โดยคิดค่าใช้จ่ายสำหรับผู้ปฏิบัติงานและดูแลซ่อมแซมระบบของโรงไฟฟ้าโดยมีค่าตอบแทนรวมค่าบริการงาน 300,000 บาทต่อเดือน และมีอัตราการเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.03 ต่อปีโดยอ้างอิงอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ย 20 ปี
- 4.3.6 ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ประกอบไปด้วยค่าเบี้ยประกันภัย และค่าใช้จ่ายอื่นๆ โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณค่าใช้จ่ายดังกล่าว ตามที่เกิดขึ้นจริงโดยอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายเฉลี่ยของปี 2560-2561 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 โดยกำหนดเท่ากับร้อยละ 0.26 ของรายได้ และค่าเบี้ยประกันภัย ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณค่าใช้จ่ายดังกล่าวโดยอ้างอิงจากสัญญาการรับประกันภัยโดยกำหนดเท่ากับร้อยละ 0.13 ของมูลค่าอาคารและเครื่องจักรตามบัญชี

(หน่วย: ล้านบาท)	2561	2562	2563	2564	2565
ค่าธรรมเนียมอื่นๆ	1.08	1.25	1.30	1.35	1.37
ค่าวิชาชีพ	0.52	0.33	0.35	0.36	0.37
ค่าใช้จ่ายการเดินทาง	0.25	0.29	0.31	0.32	0.32
ค่าใช้จ่ายสำนักงานและวัสดุสิ้นเปลือง	1.08	1.82	1.90	1.97	2.00
ค่าสัญญาการให้บริการ	3.60	3.60	3.67	3.75	3.82

(หน่วย: ล้านบาท)	2561	2562	2563	2564	2565
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	1.69	2.22	2.27	2.24	2.26
รวม	8.22	9.51	9.80	9.98	10.14
อัตราส่วนค่าใช้จ่ายบริหารต่อรายได้จากการขายไฟ	3.89%	3.89%	3.84%	3.78%	3.77%

(หน่วย: ล้านบาท)	2566	2567	2568	2569
ค่าธรรมเนียมอื่นๆ	1.35	1.35	1.35	1.36
ค่าวิชาชีพ	0.36	0.36	0.36	0.36
ค่าใช้จ่ายการเดินทาง	0.32	0.32	0.32	0.32
ค่าใช้จ่ายสำนักงานและวัสดุสิ้นเปลือง	1.98	1.97	1.97	1.98
ค่าสัญญาการให้บริการ	3.90	3.98	4.06	4.14
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	2.25	2.24	2.24	2.25
รวม	10.16	10.22	10.31	10.41
อัตราส่วนค่าใช้จ่ายบริหารต่อรายได้จากการขายไฟ	3.82%	3.87%	3.89%	3.91%

(หน่วย: ล้านบาท)	2570	2571	2572	2573
ค่าธรรมเนียมอื่นๆ	1.36	1.38	1.38	1.24
ค่าวิชาชีพ	0.36	0.37	0.37	0.33
ค่าใช้จ่ายการเดินทาง	0.32	0.32	0.32	0.29
ค่าใช้จ่ายสำนักงานและวัสดุสิ้นเปลือง	1.99	2.01	2.01	1.81
ค่าสัญญาการให้บริการ	4.23	4.31	4.40	4.04
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	2.25	2.26	2.26	2.06
รวม	10.52	10.65	10.74	9.78
อัตราส่วนค่าใช้จ่ายบริหารต่อรายได้จากการขายไฟ	3.93%	3.95%	3.97%	4.38%

5) ค่าเสื่อมราคา

กำหนดสมมติฐานการตัดค่าเสื่อมราคาด้วยวิธีเส้นตรง โดยให้การตัดค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง มีจำนวน 11 ปี 6 เดือน ตามระยะเวลาสัญญา PPA ทรัพย์สินอื่นๆ จำนวน 5 ปี และซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์จำนวน 3 ปี

6) เงินกู้และดอกเบี้ย

สำหรับโครงการนี้ WKE ดำเนินการกู้เงินจากสถาบันการเงินแห่งหนึ่งและบริษัทที่เกี่ยวข้อง

หน่วย: ล้านบาท

เงินกู้	ยอดคงเหลือ ณ 30 มิถุนายน 2562	อัตราดอกเบี้ย	หมายเหตุ
เงินกู้ยืมระยะสั้นจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	316.20	5.00% ต่อปี	จ่ายคืนเมื่อทวงถาม
เงินกู้ระยะยาว	273.69	4.85% ต่อปี	
หนี้สินตามสัญญาเช่าการเงิน	0.43	4.75% ต่อปี	

ตารางชำระคืนเงินกู้

(หน่วย: ล้านบาท)	2562	2563	2564	2565	2566	2567
ชำระคืนเงินกู้ยืมโครงการ	(67.33)	(67.30)	(67.03)	(67.03)	(69.11)	(9.68)
ชำระดอกเบี้ยเงินกู้ยืมโครงการ	(30.49)	(28.25)	(25.56)	(22.31)	(18.61)	(16.17)
(หน่วย: ล้านบาท)	2568	2569	2570	2571	2572	2573
ชำระคืนเงินกู้ยืมโครงการ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ชำระดอกเบี้ยเงินกู้ยืมโครงการ	(15.81)	(15.81)	(15.81)	(15.81)	(15.81)	(14.49)

7) ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Capital Expenditure)

ค่าใช้จ่ายในการลงทุน คือ ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการบำรุงรักษาหลักและการตรวจสอบ (Overhaul and Inspection) เพื่อให้เครื่องจักรให้มีสภาพที่ดีอย่างสม่ำเสมอโดยจะมีรอบในการลงทุนปีที่ 8 โดยเป็นการเปลี่ยนอะไหล่ที่สำคัญเช่น Turbine เท่ากับ 8 ล้านบาท

8) ภาษีเงินได้นิติบุคคลและสิทธิประโยชน์จากการส่งเสริมการลงทุน (BOI)

ในปัจจุบัน อัตราภาษีนิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20 ต่อปี แต่เนื่องจาก WKE ดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล ซึ่งอยู่ในบัญชีประเภทกิจการที่ให้การส่งเสริมการลงทุนทั่วไป หมวด 7.1 กิจการสาธารณูปโภคและบริการพื้นฐาน หมวดย่อยประเภทกิจการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ พลังงานไฟฟ้าและไอน้ำจากพลังงานหมุนเวียน (เช่น แสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ เป็นต้น ยกเว้นขยะหรือเชื้อเพลิงจากขยะ) ซึ่งสามารถขอรับส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) เนื่องจากเป็นกิจการโครงสร้างพื้นฐานเพื่อพัฒนาประเทศและกิจการที่ใช้เทคโนโลยีขั้นสูงเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มแต่มีการลงทุนในประเทศน้อยหรือยังไม่มีการลงทุน โดยจะได้รับสิทธิประโยชน์หลักโดยการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นระยะเวลา 8 ปีนับจากวันที่มีรายได้เชิงพาณิชย์ (COD) และในปีที่ 9-13 (รวม 5 ปี) จะได้รับการลดหย่อนภาษีร้อยละ 50 หลังจากนั้น คาดว่าบริษัทจะมีอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20 ตามอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลในปัจจุบัน

9) มูลค่าสุดท้ายเมื่อสิ้นสุดโครงการ

เมื่อสิ้นสุดช่วงประมาณการจะมีมูลค่าสุดท้ายตามมูลค่าของที่ดินที่เหลืออยู่ และที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ราคาปัจจุบันเป็นไปตามรายงานประเมินมูลค่าที่ดินโดยอ้างอิงจากราคาตลาด พร้อมทั้งกำหนดให้มูลค่าที่ดินมีอัตราเพิ่มขึ้นตามดัชนีราคาผู้บริโภค ("CPI") ช่วง 20 ปี เท่ากับร้อยละ 2.03 มูลค่าสุดท้ายของที่ดินจะเท่ากับ 45.26 ล้านบาท

ตารางสรุปผลการดำเนินงาน

(หน่วย: ล้านบาท)	2561	2562	2563	2564	2565
รวมรายได้	234.15	244.15	254.98	264.15	268.95
ต้นทุนขาย	(202.78)	(196.34)	(205.88)	(211.58)	(216.68)
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	(8.23)	(9.51)	(9.80)	(9.98)	(10.14)
ต้นทุนทางการเงิน	(32.96)	(30.49)	(28.25)	(25.56)	(22.31)
ภาษี	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
กำไรสุทธิ	(9.82)	7.81	11.04	17.03	19.82

(หน่วย: ล้านบาท)	2566	2567	2568	2569
รวมรายได้	265.60	264.21	264.72	266.09
ต้นทุนขาย	(220.72)	(225.85)	(227.94)	(230.57)
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	(10.16)	(10.22)	(10.31)	(10.41)
ต้นทุนทางการเงิน	(18.61)	(16.17)	(15.81)	(15.81)
ภาษี	0.00	0.00	(0.17)	(0.93)
กำไรสุทธิ	16.10	11.97	10.50	8.36

(หน่วย: ล้านบาท)	2570	2571	2572	2573
รวมรายได้	267.47	269.73	270.28	243.36
ต้นทุนขาย	(233.25)	(236.29)	(238.64)	(217.61)
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	(10.52)	(10.65)	(10.74)	(9.78)
ต้นทุนทางการเงิน	(15.81)	(15.81)	(15.81)	(14.49)
ภาษี	(0.79)	(1.40)	(1.02)	(0.30)
กำไรสุทธิ	7.10	5.58	4.07	1.18

ตารางสรุปกระแสเงินสดอิสระของ WKE (FCF)

(หน่วย: ล้านบาท)	2H/2562	2563	2564	2565	2566	2567
กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้ ^{1/}	20.95	42.97	46.34	45.95	38.61	32.12
ภาษี	0.00	0.00	0.00	0.00	(3.86)	(3.21)
ค่าเสื่อมราคา	25.90	54.15	53.35	54.24	54.24	54.24
เงินลงทุน	(0.30)	(28.34)	0.00	(8.00)	0.00	0.00
การเปลี่ยนแปลงเงินทุนหมุนเวียน	5.24	(1.67)	(1.44)	(0.80)	(0.12)	(0.40)
มูลค่าที่ดินบวกกลับปีสุดท้าย ^{2/}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
กระแสเงินสด (FCF)	51.79	67.11	98.25	91.39	88.88	82.75
ต้นทุนเงินทุนถ่วงเฉลี่ย (WACC) ^{3/}	6.73%	7.08%	7.18%	7.27%	7.34%	7.48%
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด	50.13	60.57	82.62	71.50	64.63	55.64

(หน่วย: ล้านบาท)	2568	2569	2570	2571	2572	2573
กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้ ^{1/}	30.54	29.25	27.92	27.10	25.30	20.01
ภาษี	(3.05)	(2.92)	(2.79)	(5.42)	(5.06)	(4.00)
ค่าเสื่อมราคา	54.24	54.24	54.22	53.99	53.99	49.50
เงินลงทุน	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
การเปลี่ยนแปลงเงินทุนหมุนเวียน	(0.18)	(0.31)	(0.31)	(0.44)	(0.19)	4.04
มูลค่าที่ดินบวกกลับปีสุดท้าย ^{2/}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	45.26
กระแสเงินสด (FCF)	81.55	80.26	79.04	75.22	74.04	114.80
ต้นทุนเงินทุนถ่วงเฉลี่ย (WACC) ^{3/}	7.46%	7.49%	7.50%	7.48%	7.49%	7.47%
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด	51.09	46.69	42.76	37.92	34.68	50.14

หมายเหตุ: 1/ กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้หลังปรับปรุงด้วยดอกเบี้ยและค่าบริหารจัดการระหว่างกัน

2/ มูลค่าที่ดินคำนวณตามหัวข้อที่ (9)

3/ อัตราส่วนลด สามารถดูข้อมูลเพิ่มเติมจากหัวข้ออัตราส่วนลด (Discount Rate)

จากประมาณการกระแสเงินสดสุทธิในตารางข้างต้น จากนั้นนำกระแสเงินสดอิสระมาคิดลดด้วยต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยของกลุ่มบริษัท (หรือ WACC สามารถดูข้อมูลเพิ่มเติมได้จากหัวข้อ อัตราส่วนลดและมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มบริษัท) จะได้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มโรงไฟฟ้าชีวมวล เท่ากับ 648.36 ล้านบาท

6.4 กลุ่มธุรกิจออกแบบ จำหน่ายและติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดสภาพแวดล้อม

ธุรกิจออกแบบ จำหน่าย และติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดจัดการสภาพแวดล้อม เป็นธุรกิจที่บริษัทมีผลการดำเนินงานมาตั้งแต่เริ่มก่อตั้งบริษัท ในปัจจุบันครอบคลุมการบริการทั้งหมด 4 ประเภท ซึ่งสามารถสรุปลักษณะธุรกิจและแนวโน้มของธุรกิจ ได้ดังนี้

1) รายได้จากการขายและบริการของระบบสำรองไฟฟ้า (Power Backup Solution) บริษัทเป็นผู้จำหน่ายและให้บริการระบบสำรองไฟฟ้าซึ่งมี 2 ระบบ คือ ระบบไฟฟ้ากระแสตรง และระบบไฟฟ้ากระแสสลับ โดยเป็นการจำหน่ายและให้บริการสำหรับลูกค้าในระบบสื่อสารโทรคมนาคมเป็นหลัก เช่น ระบบชุมสายโทรศัพท์ เสาโทรคมนาคม ระบบโทรศัพท์เคลื่อนที่หรือระบบเครือข่ายอินเทอร์เน็ต อุปกรณ์ที่จำหน่าย เช่น อุปกรณ์แปลงไฟฟ้ากระแสสลับให้เป็นกระแสตรง อุปกรณ์แปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับ อุปกรณ์ปรับแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง อุปกรณ์ตรวจสอบและควบคุม แบตเตอรี่ เป็นต้น บริษัทคาดว่าจะมีรายได้จากธุรกิจนี้เป็นรายได้หลัก เนื่องจากอุปกรณ์ต่างๆโดยเฉพาะแบตเตอรี่จะมีอายุการใช้งานระหว่าง 3 - 5 ปีและต้องมีการเปลี่ยนใหม่ ดังนั้นบริษัทคาดว่าจะยังมีการเติบโตค่อนข้างสูง และจะมีรายได้อย่างต่อเนื่อง โดยมีลูกค้าเป็นหน่วยงานรัฐวิสาหกิจในกลุ่มธุรกิจโทรคมนาคมเป็นส่วนใหญ่ รวมถึงบริษัทเอกชนที่มีการจัดเก็บระบบฐานข้อมูลของตนเอง ซึ่งในปัจจุบันมีการบริหารข้อมูลในลักษณะของ Big data เพื่อการประมวลผลและการวิเคราะห์ รวมถึงการให้บริการลูกค้าในระบบออนไลน์ ระบบการให้บริการแบบ IoT (Internet of Thing) ซึ่งเป็นแนวโน้มของการให้บริการที่สำคัญมากขึ้นสำหรับธุรกิจในอนาคต ดังนั้นระบบการให้บริการต่างๆจำเป็นต้องมีแหล่งพลังงานสำรองเพื่อเป็นการป้องกันระบบไม่ให้เกิดความเสียหายกรณีที่ระบบไฟฟ้าปกติไม่สามารถให้บริการได้ เมื่อธุรกิจจำเป็นต้องมีการบริหารจัดการข้อมูลมากขึ้น และบริษัทยังสามารถให้บริการวางระบบและออกแบบการบริหารจัดการข้อมูลให้แก่ลูกค้าได้ ซึ่งนับเป็นโอกาสที่สำคัญของบริษัทในการขยายธุรกิจดังกล่าว

2) รายได้จากการขายและบริการของระบบประหยัดพลังงาน (Energy Saving Solution) และระบบอื่นๆ เป็นรายได้จากการขายและบริการเกี่ยวกับการบริการการประหยัดพลังงานสำหรับพลังงานไฟฟ้า โดยมุ่งเน้นไปยังองค์กรที่มีค่าใช้จ่ายไฟฟ้าสูง เช่น โรงแรม อาคารสำนักงาน ห้างสรรพสินค้าหรือโรงงานต่างๆ เพื่อให้ลูกค้าสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายด้านการใช้พลังงาน

3) รายได้จากการขายและบริการของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (Renewable Energy) เป็นรายได้จากการขายและบริการเกี่ยวกับการออกแบบ จำหน่าย ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน โดยให้บริการในลักษณะวิศวกรรมจัดหา ก่อสร้าง (EPC) และแบบเบ็ดเสร็จทั้งโครงการ (Turnkey Project) สำหรับโครงการพลังงานทดแทนประเภทต่างๆ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ระบบผสมผสานระหว่างพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม เป็นต้น ซึ่งลูกค้าในกลุ่มนี้ส่วนใหญ่ ได้แก่ หน่วยงานรัฐบาล รัฐวิสาหกิจที่ได้รับการจัดสรรเงินงบประมาณจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

4) รายได้จากการขายและบริการของระบบตรวจวัดและจัดการสภาพแวดล้อม (Power and Environment Monitoring Solution) เป็นรายได้จากการขายและบริการเกี่ยวกับการทำหน้าที่ตรวจวัด ประมวลผล เก็บข้อมูล และแสดงผลของสภาวะระบบสิ่งแวดล้อมต่างๆ เช่น สถานะการทำงานของอุปกรณ์และระบบต่างๆ แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า ประจุของแบตเตอรี่ ความชื้น อุณหภูมิ ควันไฟ เป็นต้น บริษัทฯ คาดว่าจะมีรายได้จากธุรกิจนี้เพียงเล็กน้อยในแต่ละปี

ในการประเมินราคาหุ้นโดยวิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะทำการประมาณการเป็นระยะเวลา 5 ปี คือ ปี 2562 - 2566 โดยตั้งอยู่บนพื้นฐานว่าธุรกิจของบริษัทฯ จะยังคงดำเนินต่อไปอย่างต่อเนื่อง (Going Concern Basis) ทั้งนี้ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีความเห็นว่าจะระยะเวลาประมาณการ 5 ปีเพียงพอที่จะแสดงกระแสเงินสดในระยะยาวของธุรกิจนี้ และกระแสเงินสดในปีที่ 5 เหมาะสมที่จะนำมาใช้คิด “มูลค่าของกิจการภายหลังระยะเวลาประมาณการ” (Terminal Value) เนื่องจากที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีสมมติฐานว่าไม่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีสาระสำคัญในธุรกิจนี้ของบริษัทฯ และรายได้จากการขายและบริการของลูกค้า มีการเพิ่มขึ้นในระดับที่เป็นไปได้ และเป็นไปตามหลักความระมัดระวัง

ก. รายได้จากการขายและบริการ

จากข้อมูลการดำเนินงานย้อนหลัง 3 ปีที่ผ่านมา ในปี 2559 – 2561 บริษัทฯ มีรายได้จากการขายและบริการ เท่ากับ 447.39 ล้านบาท 559.18 ล้านบาท และ 597.10 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 24.99 และร้อยละ 6.78 จากปีก่อนหน้า ตามลำดับ โดยรายได้จากการขายและบริการที่เพิ่มขึ้นจะเกิดจากการเพิ่มขึ้นของรายได้จากธุรกิจระบบสำรองไฟฟ้าเป็นหลัก สำหรับไตรมาสที่ 2 ปี 2562 บริษัทฯ มีรายได้จากการขายและบริการ เท่ากับ 237.62 ล้านบาท ทั้งนี้ รายได้ของแต่ละโครงการจะมีสัดส่วนรายได้จากการขายและรายได้จากการบริการที่แตกต่างกันอย่างมากขึ้นอยู่กับลักษณะงานและความต้องการของลูกค้า ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงไม่สามารถหาสัดส่วนของความสัมพันธ์ระหว่างรายได้จากการขายและรายได้จากการบริการของแต่ละโครงการ หรือของกลุ่มธุรกิจได้ นอกจากนี้แต่ละโครงการก็มีมูลค่างานที่แตกต่างกัน ตั้งแต่งานที่มีมูลค่าน้อย (ต่ำกว่า 5 ล้านบาท) ถึงงานที่มีมูลค่ามาก (มากกว่า 100 ล้านบาท) และอายุโครงการส่วนใหญ่จะอยู่ในช่วงระหว่าง 3 - 6 เดือน ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงจัดทำประมาณการโดยอ้างอิงจากคำสั่งซื้อที่ได้รับจากลูกค้า (Backlog order) และที่คาดว่าจะได้รับโดยเฉพาะในปี 2562 และเป้าหมายการเติบโตในอนาคตตามการคาดการณ์ของบริษัท

ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้ประมาณการรายได้ของปี 2562 คิดเป็นมูลค่ารวม 758.44 ล้านบาท หรือคิดเป็นอัตราเพิ่มร้อยละ 27.02 จากปี 2561 โดยอ้างอิงจากคำสั่งซื้อที่ได้รับจากลูกค้าแล้ว ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 และโอกาสทางธุรกิจจากงานประเภทต่างๆ ในอนาคต ซึ่งสามารถแยกตามประเภทธุรกิจ โดยสามารถแยกรายละเอียดมูลค่างานโครงการเปรียบเทียบปี 2561 และประมาณการปี 2562 ได้ดังนี้

ประเภทงานโครงการ	2561	ประมาณการปี 2562	คำสั่งซื้อที่ได้รับแล้ว	ร้อยละของคำสั่งซื้อที่ได้รับแล้ว
1. ระบบสำรองไฟฟ้า	338.80	443.26	378.41	85.37%
2. ระบบประหยัพลังงาน และระบบอื่นๆ	160.26	178.04	114.47	64.29%

ประเภทงานโครงการ	2561	ประมาณการ ปี 2562	คำสั่งซื้อที่ ได้รับแล้ว	ร้อยละของคำสั่ง ซื้อที่ได้รับแล้ว
3. ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน	48.92	131.48	71.39	54.30%
4. ระบบตรวจวัดและจัดการสภาพแวดล้อม	49.11	5.66	0.76	13.36%
รวม	597.10	758.44	565.03	74.50%
อัตราการเพิ่ม(growth)	8.05%	27.02%		

รายได้จากการขายและบริการตามประมาณการปี 2562 ส่วนใหญ่เป็นรายได้ในธุรกิจระบบสำรองไฟฟ้าที่มีสัดส่วนประมาณร้อยละ 58.44 ของรายได้จากการขายและบริการทั้งหมด ประกอบด้วยรายได้จากการขายและติดตั้งอุปกรณ์สำรองไฟฟ้าและปรับแรงดันไฟฟ้าอัตโนมัติ (Uninterruptable Power Supply หรือ UPS) การขายและติดตั้งแบตเตอรี่ (Battery) และการติดตั้งวงจรแปลงไฟฟ้ากระแสสลับเป็นกระแสตรง(Rectifier) เป็นต้น รองลงมาคือ รายได้จากระบบประหยัดพลังงานและระบบอื่นๆคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 23.47 และ รายได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 17.34 ของรายได้จากการขายและบริการทั้งหมด

ทั้งนี้ตามประมาณการรายได้จากการขายและบริการตามประมาณการปี 2562 บริษัทมีสัดส่วนของโครงการที่ลูกค้าได้รับคำสั่งซื้อจากลูกค้าแล้วประมาณ 565.03 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 74.50 ของรายได้จากการขายและบริการทั้งหมด นอกจากนี้ บริษัทยังมีรายชื่อโครงการที่อยู่ระหว่างการประมูลหรือเสนอราคากับบริษัทลูกค้าและหน่วยงานรัฐต่างๆภายในไตรมาสที่ 3 และ ไตรมาสที่ 4 อีกประมาณ 400 ล้านบาท และยังมีโครงการอื่นๆที่บริษัทมีศักยภาพในการรับงาน โดยลูกค้าอยู่ระหว่างการจัดเตรียมแผนงานและขออนุมัติงบประมาณ อีกประมาณ 1,000 ล้านบาท ซึ่งหากบริษัทชนะการประมูล จะสามารถบันทึกเป็นรายได้เพิ่มเติมในปี 2562 – 2563 ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่าบริษัทมีความเป็นไปได้ที่จะมีรายได้ตามที่ประมาณการไว้ในปี 2562

สำหรับการประมาณการรายได้จากการขายและบริการในแต่ละประเภทธุรกิจ ในระหว่างปี 2563 - 2566 บริษัทฯ ได้กำหนดให้ภาพรวมของรายได้จากการขายและบริการขยายตัวที่ประมาณร้อยละ 5 – 10 ซึ่งอ้างอิงจากผลการดำเนินงานของบริษัทฯที่ผ่านมา 3 ปีย้อนหลัง โดยมีอัตราการเติบโตของรายได้จากการขายและบริการเฉลี่ยที่ประมาณร้อยละ 12.68 และนโยบายที่เกี่ยวข้องกับเป้าหมายการเติบโตตามการประมาณการยอดขายโดยฝ่ายบริหารของบริษัทฯ สำหรับเป้าหมายของการเติบโตดังกล่าวคาดว่าจะมีอัตราการเติบโตของรายได้ประเภทที่ 1 – 3 เท่ากับร้อยละ 10 ต่อปี และรายได้ประเภทที่ 4 เท่ากับร้อยละ 5 ต่อปี ทั้งนี้ฝ่ายบริหารของบริษัทฯได้พิจารณาจากหลายปัจจัย อาทิ ความต้องการใช้งานของลูกค้าเดิมที่จะต้องมีการเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์บางรายการในรอบ 3 – 5 ปี วิสัยทัศน์ของลูกค้ารายที่สำคัญเพื่อจะประเมินการเติบโตและศักยภาพของบริษัทฯในการต่อยอดธุรกิจโครงการใหม่ๆ และภาวะตลาดที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น นอกจากนี้ บริษัทฯยังให้ความสำคัญกับการเข้าไปศึกษารายละเอียดในแต่ละโครงการ เพื่อทำการออกแบบและคัดเลือกอุปกรณ์และส่วนประกอบต่างๆ โดยบริษัทฯจะมีทีมงานเฉพาะทางที่จะคอยนำเสนอข้อมูลเกี่ยวกับข้อมูลของผลิตภัณฑ์และบริการให้กับลูกค้า เพื่อให้ลูกค้ามีความเข้าใจมากขึ้นและเล็งเห็นผลประโยชน์ของระบบและผลิตภัณฑ์ที่บริษัทฯจำหน่ายและให้บริการ ซึ่งจะทำให้ได้รับบริการที่ตรงกับความต้องการและช่วยแก้ปัญหาให้ตรงจุด นอกจากนี้ ตามที่ลูกค้ารายที่สำคัญของบริษัทฯ เช่น รัฐวิสาหกิจบางแห่งมีความต้องการที่จะปรับตัวให้ธุรกิจเข้ากับสภาพสถานการณ์ในปัจจุบันโดยยกระดับบริการโครงสร้างพื้นฐานดิจิทัล (Digital Infrastructure) เพื่อสนับสนุนภาครัฐและภาคธุรกิจ และพัฒนาการบริการดิจิทัล (Digital Service) บริษัทฯมีแนวทางที่จะหาพันธมิตรทางธุรกิจที่มีความเชี่ยวชาญเกี่ยวกับการบริการดิจิทัล ซึ่งบริษัทฯคาดว่าจะสามารถต่อยอดในธุรกิจของบริษัทฯและธุรกิจที่เกี่ยวข้องได้ในอนาคต

ข. รายได้อื่น

รายได้อื่น ประกอบด้วย รายได้จากค่าบริหารจัดการ ดอกเบี้ยรับ และรายได้อื่นๆ ได้แก่

- รายได้จากการบริหารจัดการจะพิจารณาเฉพาะบริษัทที่ไม่อยู่ในกลุ่มบริษัทเท่านั้น ได้แก่ สัญญาบริหารจัดการให้กับ BIGGAS ซึ่งมีมูลค่าปีละ 3.60 ล้านบาท กำหนดให้เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 2.03 ต่อปี ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยดัชนีราคาผู้บริโภค (Consumer Price Index: CPI) ระยะเวลา 20 ปี (ระหว่างปี 2543 – 2562)
- รายได้ดอกเบี้ยรับจากการให้กู้ยืมเงินกลุ่มบริษัท BIGGAS กำหนดให้เป็นไปตามสัญญากู้ยืมเงินจำนวนเงินรวม 382.50 ล้านบาท อัตราดอกเบี้ยอยู่ระหว่างร้อยละ 5.50 - 6.40 ต่อปี และมีกำหนดชำระคืนในไตรมาสที่ 3 ปี 2562
- รายได้จากการขายใบอนุญาตโครงการพลังงานชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์ มูลค่า 8.50 ล้านบาท ซึ่งบริษัทฯได้บันทึกเป็นรายได้แล้วในไตรมาสที่ 1 ของปี 2562

ประมาณการรายได้และอัตราการเติบโตในช่วงปี 2562 – 2566

หน่วย: ล้านบาท

หน่วยธุรกิจ	เกิดขึ้นจริง	ประมาณการ				
	2561	2562	2563	2564	2565	2566
(1) ระบบสำรองไฟฟ้า (Power Backup Solution)	338.80	443.26	487.58	536.34	589.98	648.97
(2) ระบบประหยัดพลังงาน (Energy Saving Solution) และระบบอื่นๆ	160.26	178.04	195.84	215.43	236.97	260.67
(3) ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (Renewable Energy)	48.92	131.48	144.63	159.10	175.01	192.51
(4) ระบบตรวจวัดและจัดการสภาพแวดล้อม (Power and Environment Monitoring Solution)	49.11	5.66	5.94	6.24	6.55	6.87
รายได้อื่น	13.09	64.70	3.67	3.75	3.82	3.90
รวม	610.18	823.13	837.67	920.85	1,012.32	1,112.92
อัตราการเติบโต		34.90%	6.38%	9.93%	9.93%	9.94%

ค. ต้นทุนขายและบริการ

ในปี 2559 – 2561 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 ต้นทุนขายและบริการเท่ากับ 370.23 ล้านบาท 417.26 ล้านบาท 476.36 ล้านบาทและ 185.23 ล้านบาท ตามลำดับ หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 82.75 ร้อยละ 74.62 ร้อยละ 79.78 และร้อยละ 78.18 ของรายได้จากการขายและบริการ ตามลำดับ โดยต้นทุนส่วนใหญ่จะเป็นต้นทุนค่าอุปกรณ์และต้นทุนค่าแรงเป็นหลัก

สำหรับต้นทุนขายและบริการในส่วนของธุรกิจออกแบบ จำหน่าย ติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้า และตรวจวัดจัดการสภาพแวดล้อม ซึ่งจะประกอบด้วยค่าใช้จ่ายที่สำคัญ ได้แก่ ต้นทุนค่าอุปกรณ์ ต้นทุนค่าแรง และค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น ทางที่ปรึกษาทางการเงินได้ประมาณค่าใช้จ่ายดังกล่าวส่วนใหญ่ตามสัดส่วนที่เกิดขึ้นจริงโดยอ้างอิงจากต้นทุนขายและบริการเฉลี่ยแต่ละรายการต่อประเภทรายได้จากการขายและบริการ ซึ่งได้อ้างอิงจากสัดส่วนเฉลี่ยของปี 2560 - 2561 และไตรมาส 2 ปี 2562 และกำหนดให้เป็นสัดส่วนคงที่ที่แปรผันไปตามรายได้จากการขายและบริการแต่ละประเภท สำหรับประมาณการของปี 2562 – 2566 รายละเอียดของต้นทุนขายและบริการมีดังนี้

- 1) ต้นทุนขายและบริการของระบบสำรองไฟฟ้า (Power Backup Solution) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 74.95 ของรายได้จากระบบสำรองไฟฟ้าตลอดการประมาณการ
- 2) ต้นทุนขายและบริการของระบบประหยัดพลังงาน (Energy Saving Solution) และระบบอื่นๆ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 78.32 ของรายได้จากระบบประหยัดพลังงานและระบบอื่นๆตลอดการประมาณการ
- 3) ต้นทุนขายและบริการของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (Renewable Energy) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 81.69 ของรายได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนตลอดการประมาณการ
- 4) ต้นทุนขายและบริการของระบบตรวจวัดและจัดการสภาพแวดล้อม (Power and Environment Monitoring Solution) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 48.03 ของรายได้จากระบบตรวจวัดและจัดการสภาพแวดล้อมตลอดการประมาณการ
- 5) ต้นทุนขายและบริการอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เช่น เงินเดือน ค่าจ้างทำของ และค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการซื้อสินค้า ซึ่งไม่ได้บันทึกเข้าโครงการใดโครงการหนึ่งโดยตรง เป็นต้น สำหรับเงินเดือนในส่วนต้นทุนขายกำหนดให้เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 5.0 ต่อปีตามนโยบายของบริษัทฯที่ได้กำหนดไว้ และสำหรับค่าใช้จ่ายอื่นๆจะกำหนดให้คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.01 ของรายได้จากการขายและบริการรวม นอกจากนี้ยังรวมค่าเสื่อมราคาของเครื่องมือและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการขายและบริการโดยตรงซึ่งการตัดค่าเสื่อมราคาดังกล่าวเป็นไปตามนโยบายของบริษัทฯที่กำหนดไว้

หน่วย: ล้านบาท

รายการ	เกิดขึ้นจริง	ประมาณการ				
	2561	2562	2563	2564	2565	2566
ต้นทุนขายและบริการ						
(1) ระบบสำรองไฟฟ้า (Power Backup Solution)	269.67	332.21	365.43	401.97	442.17	486.39
(2) ระบบประหยัดพลังงาน (Energy Saving Solution) และระบบอื่นๆ	114.72	139.44	153.38	168.72	185.60	204.16
(3) ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (Renewable Energy)	39.22	107.41	118.15	129.97	142.96	157.26
(4) ระบบตรวจวัดและจัดการสภาพแวดล้อม (Power and Environment Monitoring Solution)	23.59	2.72	2.85	2.99	3.14	3.30
ต้นทุนอื่นๆที่เกี่ยวข้อง	29.16	25.79	26.72	27.83	29.22	32.54
รวม	476.36	607.57	666.54	731.48	803.09	883.65
สัดส่วนต่อรายได้รวม	78.07%	73.81%	79.56%	79.43%	79.32%	79.39%

ง. ค่าใช้จ่ายในการขายและจัดจำหน่าย

สำหรับค่าใช้จ่ายในการขายและจัดจำหน่าย จะประกอบไปด้วย ค่าบริการหลังการขาย ค่าคอมมิชชั่น ค่าโฆษณา และค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ข้อมูล 3 ปีย้อนหลัง ในปี 2559 – 2561 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 ค่าใช้จ่ายในการขายและจัดจำหน่าย เท่ากับ 7.69 ล้านบาท 6.99 ล้านบาท 9.46 ล้านบาทและ 5.89 ล้านบาท ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนต่อรายได้จากการขายและบริการในสัดส่วนเท่ากับร้อยละ 1.72 ร้อยละ 1.25 ร้อยละ 1.58 และร้อยละ 2.48 ตามลำดับ

สำหรับประมาณการของปี 2562 – 2566 ทางที่ปรึกษาทางการเงินได้ประมาณค่าใช้จ่ายดังกล่าว ตามสัดส่วนที่เกิดขึ้นจริงโดยอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายในการขายและบริการแต่ละรายการต่อรายได้จากการขายและบริการ เฉลี่ย 3 ปีย้อนหลัง (ปี 2559 – 2561) หรืออ้างอิงจากสัดส่วนค่าใช้จ่ายในการขายและบริการแต่ละรายการต่อรายได้จากการขายและบริการของปี 2561 เนื่องจากมีแนวโน้มที่สูงขึ้นหรือลดลงจากเดิมมาก โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- ค่าบริการหลังการขาย คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.09 ของรายได้จากการขายและบริการ
- ค่าใช้จ่ายอื่น เช่น ค่าคอมมิชชั่น ค่าโฆษณา และค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น คิดเป็นสัดส่วนรวมร้อยละ 0.56 ของรายได้จากการขายและบริการ

หน่วย: ล้านบาท

รายการ	เกิดขึ้นจริง	ประมาณการ				
	2561	2562	2563	2564	2565	2566
ค่าบริการหลังการขาย	6.98	6.83	7.51	8.26	9.08	9.98
ค่าใช้จ่ายอื่น	2.48	4.28	4.71	5.18	5.69	6.26
รวม	9.46	11.11	12.21	13.43	14.77	16.24

จ. ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

สำหรับค่าใช้จ่ายในการบริหาร มีรายการสำคัญซึ่งประกอบด้วย เงินเดือนและค่าจ้างพนักงาน ค่าสาธารณูปโภค ค่าวิชาชีพ ค่าใช้จ่ายสำนักงาน และค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการบริหาร ทั้งนี้ข้อมูล 3 ปีย้อนหลัง ในปี 2559 – 2561 และไตรมาสที่ 2 ปี 2562 ค่าใช้จ่ายในการบริหาร เท่ากับ 112.44 ล้านบาท 101.20 ล้านบาท 82.64 ล้านบาท และ 50.69 ล้านบาท

สำหรับประมาณการของปี 2562 – 2566 ทางที่ปรึกษาทางการเงินได้กำหนดอัตราการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายในการบริหารแต่ละรายการ ในอัตราร้อยละ 2.03 ต่อปี ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยดัชนีราคาผู้บริโภค (Consumer Price Index: CPI) 20 ปี (ระหว่างปี 2543 – 2562) ยกเว้นค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับเงินเดือนและค่าจ้างพนักงาน ที่จะกำหนดให้เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 5.00 ต่อปีตามนโยบายของบริษัทที่ได้กำหนดไว้ ทำให้มีค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารในช่วงระยะเวลาประมาณการที่เพิ่มขึ้น

หน่วย: ล้านบาท

รายการ	เกิดขึ้นจริง	ประมาณการ				
	2561	2562	2563	2564	2565	2566
เงินเดือนและค่าจ้างพนักงาน	51.75	54.34	57.05	59.91	62.90	66.05
ค่าเบี้ยประชุมและบำเหน็จกรรมการ	3.00	3.06	3.12	3.19	3.25	3.32
ค่าสาธารณูปโภคและธรรมเนียมอื่น	8.02	8.18	8.35	8.52	8.69	8.87
ค่าเช่าและค่าซ่อมแซม	3.73	3.81	3.89	3.97	4.05	4.13
ค่าใช้จ่ายสำนักงานและวัสดุสิ้นเปลือง	4.64	4.73	4.83	4.93	5.03	5.13
ค่าใช้จ่ายอื่น	11.50	22.37 ¹	9.21	8.65	8.89	9.13
รวม	82.64	96.49	86.46	89.15	92.80	96.61

หมายเหตุ: ¹ ค่าใช้จ่ายอื่นของปี 2562 ได้รวมค่าใช้จ่ายในการจ้าง FA ที่ปรึกษาทางกฎหมาย และ IFA ในการเข้าทำรายการได้มาซึ่งหุ้นของ BIGGAS โดยการแลกเปลี่ยนหุ้นกับ PSTC

ฉ. ค่าใช้จ่ายทางการเงิน

ค่าใช้จ่ายทางการเงินของบริษัท ประกอบด้วย ดอกเบี้ยจากหุ้นกู้ ดอกเบี้ยจากเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินมีอัตราดอกเบี้ยอยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ 4.73 – 5.73 ต่อปี และค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 บริษัทฯ มีเงินกู้ยืมจากธนาคารพาณิชย์ ซึ่งตามระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้บริษัทฯจะสามารถชำระเงินกู้ยืมดังกล่าวได้ทั้งหมด

ภายในปี 2562 และทางที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคาดว่าบริษัทจะมีการกู้ยืมจากธนาคารโดยไม่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีสาระสำคัญ นอกจากนี้บริษัทยังมีการออกหุ้นกู้และที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้กำหนดให้บริษัทต่ออายุหุ้นกู้ในจำนวนเงินและอัตราดอกเบี้ยคงเดิมเท่ากับร้อยละ 5.00 ต่อปี ตลอดระยะเวลาประมาณการ(ปี 2562-2566)

ข. ค่าเสื่อมราคา

กำหนดให้ค่าเสื่อมราคาตัดด้วยวิธีเส้นตรงตามอายุการให้ประโยชน์ ซึ่งเป็นไปตามนโยบายทางบัญชีของบริษัทฯ มีรายละเอียดดังนี้

- อาคาร	20 ปี
- เครื่องมือและอุปกรณ์	5 ปี
- เครื่องตกแต่ง เครื่องใช้สำนักงาน และคอมพิวเตอร์	3 และ 5 ปี
- ยานพาหนะ	5 ปี
- อุปกรณ์สำหรับให้เช่า	5 ปี

ข. ภาษีเงินได้นิติบุคคล

อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20 ต่อปีของกำไรก่อนค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ และกำหนดให้คงที่ตลอดระยะเวลาประมาณการ

ณ. ค่าใช้จ่ายลงทุน (Capital Expenditure)

จากแผนงานของบริษัทฯในระหว่างช่วงประมาณการ 5 ปี ตั้งแต่ปี 2562 – 2566 บริษัทฯยังไม่ได้มีแผนการใช้จ่ายลงทุนที่แน่นอนในธุรกิจดังกล่าวเนื่องจากโครงการลงทุนต่างๆยังอยู่ในระหว่างการพิจารณาถึงความเหมาะสมและความคุ้มค่าของการลงทุนจากผู้บริหารและคณะทำงานของบริษัทฯ อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณการค่าใช้จ่ายในส่วนดังกล่าว ในปี 2562 - 2566 เฉลี่ยประมาณปีละ 1.00 – 10.00 ล้านบาท สำหรับซื้อสินทรัพย์ใหม่เพื่อทดแทนสินทรัพย์เดิมที่หมดอายุการใช้งาน

ญ. การหมุนเวียนของลูกหนี้การค้า สินค้าคงเหลือ เจ้าหนี้การค้า

อัตราหมุนเวียนเฉลี่ยของลูกหนี้การค้า สินค้าคงเหลือ และเจ้าหนี้การค้า มีรายละเอียดดังนี้

- ลูกหนี้การค้า เฉลี่ยประมาณ 140 วัน
- สินค้าคงเหลือ เฉลี่ยประมาณ 40 วัน
- เจ้าหนี้การค้า เฉลี่ยประมาณ 30 วัน

ทั้งนี้อัตราหมุนเวียนเฉลี่ยของเวลาลูกหนี้การค้า สินค้าคงคลัง และเจ้าหนี้การค้าเป็นไปตามการคำนวณตัวเลขจากงบการเงินเฉพาะกิจการ 3 ปีย้อนหลัง (ปี 2559 - 2561)

ฎ. มูลค่าสุดท้ายของโครงการ

ในการหามูลค่าสุดท้ายของโครงการ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้อัตราขยายตัวของกระแสเงินสดหลังจากช่วงระยะเวลาประมาณการ (Terminal Value Growth) เท่ากับร้อยละ 1.00 ต่อปี โดยมีสมมติฐานว่าเป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 50 ของอัตรา CPI เท่านั้น

ตารางสรุปผลการดำเนินงาน

(หน่วย: ล้านบาท)	2561	2562F	2563F	2564F	2565F	2566F
รายได้จากการขายและบริการ	597.10	758.44	834.00	917.10	1,008.50	1,109.02
รายได้อื่น	13.09	64.70	3.78	3.86	3.93	4.01
รวมรายได้	610.18	823.13	837.78	920.96	1,012.43	1,113.03
ต้นทุนขายและบริการ	(476.36)	(607.57)	(666.54)	(731.48)	(803.09)	(883.65)
กำไรขั้นต้น	133.82	215.57	171.24	189.48	209.34	229.38
ค่าใช้จ่ายในการขายและจัดจำหน่าย	(9.46)	(11.11)	(12.21)	(13.43)	(14.77)	(16.24)
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	(82.64)	(96.49)	(86.46)	(89.15)	(92.80)	(96.61)
กำไรก่อนดอกเบี้ยจ่ายและภาษี (EBIT)	41.72	107.97	72.57	86.89	101.77	116.53
ต้นทุนทางการเงิน	(45.82)	(61.44)	(43.61)	(41.53)	(42.43)	(43.42)
กำไรก่อนภาษี (EBT)	(4.10)	46.53	28.96	45.36	59.34	73.11
ภาษี	(12.64)	(21.59)	(14.51)	(17.38)	(20.35)	(23.31)
กำไรสุทธิ	(16.74)	24.93	14.45	27.98	38.99	49.81

ตารางสรุปกระแสเงินสดอิสระของ PSTC (FCF)

(หน่วย: ล้านบาท)	2H2562F	2563F	2564F	2565F	2566F
กำไรก่อนดอกเบี้ยและภาษีเงินได้	53.98	72.57	86.89	101.77	116.53
ภาษี	(10.80)	(14.51)	(17.38)	(20.35)	(23.31)
ค่าเสื่อมราคา	2.37	4.76	3.93	4.13	6.19
เงินลงทุน	(4.72)	(1.00)	(1.00)	(1.00)	(10.32)
การเปลี่ยนแปลงเงินทุนหมุนเวียน	(10.03)	(7.23)	(33.68)	(37.05)	(40.79)
มูลค่าสุดท้าย (Terminal value)	-	-	-	-	769.67
กระแสเงินสด (FCF)	30.80	54.58	38.76	47.50	817.97
ต้นทุนเงินทุนถ่วงเฉลี่ย (WACC)	6.73%	7.08%	7.18%	7.27%	7.34%
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ	29.81	49.26	32.60	37.16	594.75

จากประมาณการกระแสเงินสดสุทธิในตารางข้างต้น และนำมาคิดส่วนลดตามอัตราส่วนลดของกลุ่มบริษัทฯ จะได้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มธุรกิจออกแบบ จำหน่าย และติดตั้งระบบจ่ายไฟฟ้าและตรวจวัดจัดการสภาพแวดล้อม เท่ากับ 743.58 ล้านบาท

อัตราส่วนลด (Discount Rate) และมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของกลุ่มบริษัทฯ (ไม่รวมกลุ่ม BIGGAS)

อัตราส่วนลดที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด ได้มาจากการคำนวณต้นทุนทางการเงินถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ตามโครงสร้างทุนของโครงการฯ ซึ่งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้คำนวณค่า WACC จากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนของหนี้ (K_D) และต้นทุนของทุน (K_E) ของโครงการฯ มีรายละเอียดการประมาณการอัตราส่วนลด ดังนี้

$$WACC = K_E * E / (D + E) + K_D * (1 - T) * D / (D + E)$$

K_E	=	ต้นทุนของทุน หรืออัตราผลตอบแทนที่ผู้ถือหุ้นต้องการ (R_E)
K_D	=	ต้นทุนของหนี้ หรืออัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของโครงการฯ
T	=	อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล
E	=	ส่วนของผู้ถือหุ้น หรือเงินลงทุนในส่วนของผู้ถือหุ้น
D	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย

ต้นทุนของทุน (K_E) หรืออัตราผลตอบแทนที่ผู้ถือหุ้นต้องการ คำนวณได้จาก Capital Asset Pricing Model (CAPM) ดังนี้

$$K_E = R_f + \beta(R_m - R_f)$$

โดยที่

Risk Free Rate (R_f) = อ้างอิงจากอัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลอายุ 20 ปีซึ่งเป็นระยะเวลาเหมาะสมเพื่อสะท้อนถึงความเสี่ยงในระยะยาวสำหรับโครงการที่มีอายุเฉลี่ยที่เหลืออยู่ของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประมาณ 19.03 ปี มีค่าเท่ากับร้อยละ 2.62 ต่อปี (ข้อมูล ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562) ซึ่งเป็นอัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลที่มีการออกและเสนอขายอย่างต่อเนื่อง และเป็นปัจจัยทางเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ ซึ่งเป็นอัตราของระยะเวลาที่สอดคล้องกับการประเมินมูลค่าโครงการ (ที่มา: www.thaibma.or.th)

Beta (β) = 0.37 เท่า โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ย Unlevered Beta ของกลุ่มบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยและตลาดเอ็ม เอ ไอ โดยช่วงเวลาของข้อมูลที่นำมาหา Beta เท่ากับ 2 ปีย้อนหลัง ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2560 ถึงวันที่ 30 มิถุนายน 2562 (เป็นช่วงเวลาสะท้อนความผันผวนของราคานั้นเมื่อเปรียบเทียบกับดัชนีตลาดหลักทรัพย์ฯ) และปรับปรุงด้วยประมาณการอัตราส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม PSTC (ยกเว้น BIGGAS) ในปี 2562 โดยกลุ่มบริษัทที่ใช้อ้างอิง มีรายละเอียดตามตารางที่นำเสนอเช่นเดียวกับวิธีประเมินมูลค่าหุ้นวิธีที่ 3 (ที่มา: <http://www.efinancethai.com/>)

Market Risk (R_m) = อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ถัวเฉลี่ยรายเดือนย้อนหลัง 20 ปี ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2542 ถึง มิถุนายน 2562 ซึ่งเท่ากับร้อยละ 11.70 ต่อปี โดยกำหนดช่วงเวลาให้เหมาะสมกับระยะเวลาของโครงการที่เหลือ (ที่มา: <http://www.setsmart.com/>)

T = ประมาณอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล ที่ร้อยละ 20 ต่อปี

Debt/Equity เป็นการคำนวณจากหนี้สินที่มีดอกเบี้ยหารด้วยส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีการเปลี่ยนแปลงไปตามโครงสร้างทางการเงินในแต่ละปีและทำให้อัตราส่วนลดมีการแปรผันตามโครงสร้างดังกล่าว โดยสัดส่วนดังกล่าวของกลุ่ม PSTC (ยกเว้น BIGGAS) อยู่ในช่วง 0.17 – 0.72 ตลอดช่วงประมาณการ

จากสมมติฐานดังกล่าวจะได้ค่า K_D เฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 8.22 ต่อปี และ K_E เฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 5.11 ต่อปี (เป็นต้นทุนภาระหนี้ที่ไม่รวมในส่วนของบริษัท BIGGAS) จากข้อมูลข้างต้นนี้ นำมาคำนวณต้นทุนทางการเงินถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) อยู่ในช่วงร้อยละ 6.73 – 7.62 ต่อปี และกำหนดเป็นอัตราส่วนลดเพื่อหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดจากการดำเนินงานตลอดช่วงระยะเวลาประมาณการ โดยมีมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิรายปีแยกตามกลุ่มธุรกิจ ดังนี้

มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิแยกรายปีตามกลุ่มธุรกิจของ PSTC (ยกเว้น BIGGAS)

(หน่วย: ล้านบาท)

ปี	2H2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569
กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	55.33	104.61	91.99	70.40	59.46	59.98	49.64	46.82
กลุ่มโรงไฟฟ้าชีวมวล	(231.20)	99.65	104.17	92.71	84.34	77.78	71.45	64.58
กลุ่มโรงไฟฟ้าชีวมวล	50.13	60.57	82.62	71.50	64.63	55.64	51.09	46.69
ธุรกิจระบบไฟฟ้า	29.81	49.26	32.60	37.16	594.75	0.00	0.00	0.00
รวมมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ	(95.92)	314.09	311.38	271.77	803.18	193.39	172.18	158.08
อัตราส่วนลด (%)	6.73%	7.08%	7.18%	7.27%	7.34%	7.48%	7.46%	7.49%

ปี	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577
กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	44.32	39.74	36.53	32.86	30.22	27.84	25.70	23.62
กลุ่มโรงไฟฟ้าชีวมวล	55.58	51.00	46.89	41.91	38.70	35.52	31.90	49.41
กลุ่มโรงไฟฟ้าชีวมวล	42.76	37.92	34.68	50.14	0.00	0.00	0.00	0.00
ธุรกิจระบบไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวมมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ	142.65	128.66	118.09	124.91	68.92	63.37	57.60	73.03
อัตราส่วนลด (%)	7.50%	7.48%	7.49%	7.47%	7.49%	7.49%	7.48%	7.49%

ปี	2578	2579	2580	2581	2582	2583	2584	2585
กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	21.69	22.47	15.92	14.63	12.72	13.77	8.70	2.33
กลุ่มโรงไฟฟ้าชีวมวล	24.89	13.86	12.73	12.24	21.43	0.00	0.00	0.00
กลุ่มโรงไฟฟ้าชีวมวล	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ธุรกิจระบบไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
รวมมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ	46.58	36.33	28.64	26.86	34.16	13.77	8.70	2.33
อัตราส่วนลด (%)	7.50%	7.51%	7.52%	7.52%	7.54%	7.61%	7.62%	7.62%

หมายเหตุ ช่วงเวลาประมาณการของกลุ่ม PSTC ตั้งแต่ กรกฎาคม 2562 ถึง มกราคม 2585

จากประมาณการกระแสเงินสดสุทธิข้างต้น ได้มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิรวมของกลุ่ม PSTC (ไม่รวม BIGGAS) เท่ากับ 3,102.76 ล้านบาท โดยมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิแยกรายกลุ่มของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงาน

แสงอาทิตย์ กลุ่มโรงไฟฟ้าชีวภาพ กลุ่มโรงไฟฟ้าชีวมวล กลุ่มธุรกิจระบบไฟฟ้า เท่ากับ 911.30 ล้านบาท 799.53 ล้านบาท 648.36 ล้านบาท 743.58 ล้านบาท ตามลำดับ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ทำการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) ของมูลค่ากิจการ โดยมีการปรับค่าของอัตราส่วนลด (Discount Rate) หรือ WACC ให้เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นและลดลงร้อยละ 0.25 ต่อปีจากอัตราส่วนลดกรณีพื้นฐาน (Base Case) มีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ สรุปได้ดังนี้

(หน่วย: ล้านบาท)

การวิเคราะห์ความไว	กรณีการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนลด (ร้อยละต่อปี)		
	เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.25	กรณีพื้นฐาน 6.73% – 7.62%	ลดลงร้อยละ 0.25
มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มบริษัทฯ	3,032.05	3,102.76	3,176.98

หมายเหตุ การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนลด (WACC) เพิ่มขึ้นหรือลดลงแต่ละกรณี ส่งผลเปลี่ยนแปลงอัตราดังกล่าวไปพร้อมกันตลอดปีประมาณการ

จากการประเมินมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิสำหรับกลุ่มบริษัทฯ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 อยู่ในช่วงระหว่าง 3,032.05 – 3,176.98 ล้านบาท และสรุปมูลค่าหุ้นกลุ่มบริษัทฯ ได้ดังนี้

กลุ่ม PSTC	(ล้านบาท)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรวมของกลุ่ม ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	3,032.05 – 3,176.98
รายการปรับปรุง	
บวก: เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	16.30
บวก: เงินให้กู้ยืมแก่กลุ่ม BIGGAS (ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562)	679.50 ^{1/}
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ยงวดล่าสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	(2,476.04) ^{2/}
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของ PSTC (ยกเว้น BIGGAS) – สุทธิ	1,251.81 – 1,396.74
บวก: มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของกลุ่ม BIGGAS ตามสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ ร้อยละ 51	3,726.69 – 4,435.20
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของ PSTC (รวม BIGGAS) – สุทธิ	4,978.50 – 5,831.94
จำนวนหุ้นที่ชำระแล้วทั้งหมด (ล้านหุ้น) ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562	6,878.65
มูลค่าหุ้นของบริษัท (บาทต่อหุ้น)	0.72 – 0.85

หมายเหตุ 1/ เงินให้กู้ยืมแก่กลุ่มบริษัท BIGGAS เทียบเคียงได้รับเงินลงทุนชั่วคราวของบริษัทฯ โดยบริษัทฯจะได้รับชำระคืนทั้งจำนวนภายในไตรมาสที่ 3 ของปี 2562

2/ เป็นมูลค่าตามงบการเงินรวมของกลุ่มบริษัทฯ ที่ไม่รวมกลุ่มบริษัท BIGGAS ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2562 และเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ยกับสถาบันการเงินและบุคคลภายนอกเท่านั้น ไม่มีการนำรายการหนี้สินระหว่างกันภายในกลุ่มมารวมคำนวณ

จากการประเมินมูลค่าหุ้นโดยวิธีนี้ จะได้มูลค่าหุ้นของบริษัทอยู่ระหว่าง 0.72 – 0.85 บาทต่อหุ้น และมูลค่ากิจการเท่ากับ 4,978.50 – 5,831.94 ล้านบาท

สรุปความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระในการประเมินราคาค่าหุ้นของบริษัทฯ

จากการประเมินราคาค่าหุ้นทั้ง 6 วิธี สามารถแสดงเป็นแผนภาพเปรียบเทียบราคาประเมินของแต่ละวิธี ได้ดังนี้

ตารางสรุปเปรียบเทียบมูลค่าหุ้นของกลุ่มบริษัทฯ ตามการประเมินด้วยวิธีต่างๆ ดังนี้

วิธีการประเมินราคา	มูลค่าหุ้น (บาทต่อหุ้น)	มูลค่าหุ้น (ล้านบาท)	ความเหมาะสมของวิธีการ ประเมินมูลค่า
1. วิธีมูลค่าตามบัญชี (Book Value Approach)	0.44	3,020.23	ไม่เหมาะสม
2. วิธีปรับปรุงมูลค่าตามบัญชี (Adjusted Book Value Approach)	0.35	2,400.16	ไม่เหมาะสม
3. วิธีอัตราส่วนราคาต่อมูลค่าตามบัญชี (Price to Book Value Ratio Approach or P/BV Ratio)	0.71 – 0.81	4,910.40 – 5,558.95	ไม่เหมาะสม
4. วิธีอัตราส่วนราคาต่อกำไรสุทธิต่อหุ้น (Price-to-Earnings Ratio Approach)	0.25 – 0.39	1,746.99 – 2,673.74	ไม่เหมาะสม
5. วิธีมูลค่าตามราคาตลาด (Market Price Approach)	0.65 – 0.73	4,461.50 – 4,996.50	ไม่เหมาะสม
6. วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Approach)	0.72 – 0.85	4,978.50 – 5,831.94	เหมาะสม

ตารางการแสดงผลการประเมินมูลค่าหุ้นด้วยวิธีต่างๆ



จากวิธีประเมินราคาทั้งหมด 6 วิธี ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีความเห็นต่อวิธีการประเมินราคาแต่ละวิธี ดังนี้

1) วิธีมูลค่าหุ้นตามบัญชี (Book Value Approach) จะคำนึงถึงฐานะการเงินขณะใดขณะหนึ่งและมูลค่าทรัพย์สินตามที่ได้บันทึกบัญชีไว้ โดยไม่ได้คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของในอนาคต ความสามารถในการแข่งขันของกิจการ แนวโน้มภาวะเศรษฐกิจและภาพรวมอุตสาหกรรม ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงเห็นว่าการประเมินมูลค่าหุ้นโดยวิธีนี้ไม่เหมาะสมที่จะใช้ประเมินราคายุติธรรมของหุ้นสามัญของบริษัท และไม่สามารถสะท้อนมูลค่าที่แท้จริงของกิจการได้

2) วิธีปรับปรุงมูลค่าตามบัญชี (Adjusted Book Value Approach) สามารถสะท้อนมูลค่าทรัพย์สินสุทธิได้ดีกว่าการประเมินมูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าตามบัญชี เนื่องจากเป็นนำมูลค่าตามบัญชีตามที่ประเมินในข้อ 1 มาปรับปรุงด้วยราคา

ประเมินใหม่ของผู้ที่ดิน อาคารและสิ่งปลูกสร้าง ให้เป็นราคาตลาดหรือราคายุติธรรม รวมถึงปัจจัยอื่นที่อาจมีผลกระทบต่อมูลค่าทรัพย์สินสุทธิ เป็นต้น จากนั้นจึงนำมาหารด้วยจำนวนหุ้น อย่างไรก็ตาม วิธีนี้ไม่ได้คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของกิจการในอนาคต ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่าการประเมินด้วยวิธีนี้อาจไม่สะท้อนราคาที่เป็นจริงของส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทฯได้

3) วิธีมูลค่าหุ้นตามราคาตลาด (Market Price) ราคาตลาดเป็นกลไกที่ถูกกำหนดโดยอุปสงค์และอุปทานของนักลงทุนที่มีต่อหุ้นของบริษัท ซึ่งสามารถสะท้อนถึงมูลค่าหุ้นในขณะนั้น รวมทั้งสะท้อนถึงปัจจัยพื้นฐาน และความต้องการของนักลงทุนทั่วไปที่มีต่อกิจภาพและการเติบโตของบริษัทในอนาคตได้ดีพอสมควร อย่างไรก็ตาม ราคาหุ้นของบริษัทที่มีการซื้อขายกันในตลาดหลักทรัพย์ มีการซื้อขายค่อนข้างน้อยคือมีสัดส่วนการซื้อขายรายวันเฉลี่ย 7 วัน 30 วัน 60 วัน 90 วัน 120 วัน 180 วัน และ 360 วัน ในช่วงประมาณร้อยละ 0.20 - 0.71 ของจำนวนหุ้นที่จำหน่ายได้แล้วทั้งหมดของบริษัทฯ ซึ่งไม่สามารถสะท้อนถึงอุปสงค์และอุปทานของหุ้นได้ และหากพิจารณาถึงปริมาณการซื้อขายหุ้นของบริษัทเป็นรายวันย้อนหลังตั้งแต่เดือนมกราคม - มิถุนายน 2562 ที่ผ่านมา มีสัดส่วนการซื้อขายต่อวันลดลงเหลือร้อยละ 0.18 ของจำนวนหุ้นที่จำหน่ายได้แล้วทั้งหมดของบริษัทฯ หรือคิดเป็นจำนวนหุ้นซื้อขายเฉลี่ยประมาณ 12 ล้านหุ้นต่อวันเท่านั้น สภาพคล่องของบริษัทฯจึงอยู่ในระดับที่ค่อนข้างต่ำ ดังนั้น วิธีมูลค่าหุ้นตามราคาตลาดจึงไม่อาจนำมาใช้เพื่อสะท้อนถึงมูลค่าที่เหมาะสมของบริษัทฯได้

4) วิธีอัตราส่วนราคาต่อมูลค่าตามบัญชี (Price to Book Value Ratio Approach) จะคำนึงถึงฐานะการเงินขณะใดขณะหนึ่งโดยเปรียบเทียบกับค่าเฉลี่ยอัตราส่วนดังกล่าวของกลุ่มบริษัทที่ใช้อ้างอิง โดยไม่ได้คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของบริษัทในอนาคต นอกจากนี้ บริษัทที่นำมาใช้อ้างอิงบางแห่งไม่ได้เป็นบริษัทที่ประกอบธุรกิจหลักเหมือนกับบริษัทฯ หรือ บางบริษัทมีขนาดของธุรกิจที่เล็กกว่าหรือใหญ่กว่าค่อนข้างมาก ดังนั้น การประเมินหุ้นด้วยวิธีนี้อาจไม่สะท้อนถึงมูลค่าที่เหมาะสมของกลุ่มบริษัทฯ ได้

5) วิธีอัตราส่วนราคาต่อกำไรสุทธิต่อหุ้น (Price to Earnings Ratio Approach) ถึงแม้จะเป็นวิธีที่ได้คำนึงถึงความสามารถในการทำกำไรของกิจการ โดยเปรียบเทียบกับค่าเฉลี่ยของอัตราส่วนดังกล่าวของกลุ่มบริษัทที่ใช้อ้างอิง แต่ก็ เป็นเพียงการประเมินจากกำไรในอดีตที่ผ่านมาเท่านั้น โดยไม่ได้สะท้อนถึงความสามารถในการทำกำไรและผลการดำเนินงานของบริษัทในอนาคต ดังนั้น การประเมินหุ้นด้วยวิธีนี้อาจไม่สะท้อนถึงมูลค่าที่เหมาะสมของกลุ่มบริษัทฯได้

6) วิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดซึ่งเป็นวิธีที่สะท้อนถึงความสามารถในการทำกำไร และความสามารถในการสร้างกระแสเงินสดของบริษัทที่จะได้รับในอนาคตตามค่าถ่วงเป็นมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิของกิจการ โดยอ้างอิงจากการดำเนินงานที่ผ่านมา รวมถึงแนวโน้มภาวะเศรษฐกิจ การดำเนินงานของกิจการในอนาคต จึงทำให้วิธีนี้จึงมีความเหมาะสมและสามารถสะท้อนมูลค่าที่เป็นจริงของกิจการได้ดีกว่า

จากวิธีประเมินราคาทั้งหมดที่กล่าวมา ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีความเห็นว่า วิธีการประเมินราคาโดยวิธีมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด เป็นวิธีที่เหมาะสมที่สุดในการประเมินราคากลุ่มบริษัทฯ ซึ่งจะได้มูลค่ากิจการอยู่ระหว่าง 1,251.81 – 1,396.74 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม บริษัทฯได้มีการถือหุ้นร้อยละ 51 ใน BIGGAS ซึ่งได้มีการประเมินราคาไว้ก่อนหน้านี้ ดังนั้น มูลค่าของกลุ่มบริษัทรวมถึงมูลค่าของ BIGGAS ที่บริษัทถือหุ้นอยู่ร้อยละ 51 จะมีมูลค่ารวมจะมีมูลค่าอยู่ระหว่าง 4,978.50 – 5,831.94 ล้านบาท สรุปได้ตามตาราง ดังนี้

มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสด	ช่วงของมูลค่าที่ประเมิน (ล้านบาท)
มูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดของกลุ่มบริษัทฯ (1)	1,251.81 – 1,396.74
มูลค่าปัจจุบันของกลุ่มบริษัท BIGGAS ทั้งหมด	7,307.24 – 8,696.48
บริษัทฯ ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 51 (2)	3,726.69 – 4,435.20
มูลค่ารวม (1) + (2)	4,978.50 – 5,831.94

3.3 สรุปผลอัตราการแลกเปลี่ยนหุ้น

จากผลของการประเมินราคาของกลุ่มบริษัท BIGGAS วิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิเป็นวิธีที่เหมาะสมที่สุดในการประเมินราคา โดยได้มูลค่าการณพื้นฐานเท่ากับ 7,971.13 ล้านบาท หรืออยู่ในช่วงระหว่าง 7,307.24 – 8,696.48 ล้านบาท และผลของการประเมินราคาของกลุ่มบริษัทฯ วิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิเป็นวิธีที่เหมาะสมที่สุดในการประเมินราคา โดยได้มูลค่าการณพื้นฐานเท่ากับ 1,322.52 ล้านบาท หรืออยู่ในช่วงระหว่าง 1,251.81 – 1,396.74 ล้านบาท เมื่อรวมกับสัดส่วนการถือหุ้นของ BIGGAS อีกร้อยละ 51 ทำให้มูลค่าของกลุ่มบริษัทฯ เพิ่มขึ้นเป็นระหว่าง 4,978.50 – 5,831.94 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำมาคำนวณเป็นอัตราการแลกหุ้น 1 หุ้นของ BIGGAS จะได้หุ้นของบริษัทฯ ในสัดส่วนระหว่าง 123.68 – 125.66 หุ้น โดยสัดส่วนของหุ้นที่ออกใหม่จะอยู่ระหว่างร้อยละ 41.83 – 42.22 ของจำนวนหุ้นทั้งหมด ซึ่งจะได้ผลสรุปตามตาราง ดังนี้

มูลค่าแต่ละกิจการ และ อัตราการแลกหุ้น		หน่วย	ช่วงของราคาตามการประเมินของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ		
			WACC+0.25%	กรณีพื้นฐาน	WACC - 0.25%
มูลค่ากิจการกลุ่มบริษัท BIGGAS					
วิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสด		ล้านบาท	7,307.24	7,971.13	8,696.48
สัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทฯ	51%	ล้านบาท	3,726.69	4,065.28	4,435.20
สัดส่วนที่บริษัทฯ จะซื้อเพิ่ม	49%	ล้านบาท	3,580.55	3,905.85	4,261.27
มูลค่าที่ตราไว้ต่อหุ้น		บาท	5.00	5.00	5.00
จำนวนหุ้นทั้งหมด	(1)	ล้านหุ้น	81.63	81.63	81.63
มูลค่าต่อหุ้น	(2)	บาท	89.52	97.65	106.54
มูลค่ากิจการกลุ่มบริษัทฯ					
วิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสด		ล้านบาท	1,251.81	1,322.52	1,396.74
มูลค่ากิจการกลุ่มบริษัท BIGGAS		ล้านบาท	3,726.69	4,065.28	4,435.20
รวมมูลค่าของกลุ่มบริษัทฯ		ล้านบาท	4,978.50	5,387.80	5,831.94
มูลค่าต่อหุ้น		บาท	0.72	0.78	0.85
มูลค่าที่ตราไว้ต่อหุ้น		บาท	0.10	0.10	0.10
จำนวนหุ้นทั้งหมด		ล้านหุ้น	6,878.65	6,878.65	6,878.65
มูลค่าต่อหุ้น	(3)	บาท	0.72	0.78	0.85
อัตราการแลกหุ้น					
1 หุ้นของ BIGGAS ต่อ จำนวนหุ้นของบริษัทฯ	(4)=(2)/(3)		123.68	124.67	125.66
จำนวนหุ้น BIGGAS ที่ต้องซื้อเพิ่ม	(5)=(1)*49%	ล้านหุ้น	40.00	40.00	40.00
จำนวนหุ้นของบริษัทฯ		ล้านหุ้น			
จำนวนหุ้นเดิม			6,878.65	6,878.65	6,878.65
จำนวนหุ้นที่ออกใหม่	(6)=(4)*(5)		4,947.14	4,986.64	5,026.08
รวมจำนวนหุ้นทั้งหมด			11,825.79	11,865.29	11,904.74
ร้อยละ					
จำนวนหุ้นเดิม			58.17%	57.97%	57.78%
จำนวนหุ้นที่ออกใหม่			41.83%	42.03%	42.22%
รวมจำนวนหุ้นทั้งหมด			100.00%	100.00%	100.00%

จากการประเมินของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ บริษัทฯต้องออกหุ้นเพิ่มทุนในสัดส่วนร้อยละ 41.83 – 42.22 ขณะที่คณะกรรมการบริษัทฯมีมติให้ออกหุ้นเพิ่มทุนในสัดส่วนร้อยละ 42 ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นสรุปว่าราคาประเมินกิจการของกลุ่มบริษัทฯ และ กลุ่มบริษัท BIGGAS มีความเหมาะสม และการทำรายการโดยให้ออกหุ้นเพิ่มทุนในสัดส่วนดังกล่าวมีความเหมาะสม

4. สรุปความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาข้อมูลต่างๆแล้ว มีความเห็นว่าการเข้าทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์และรายการที่เกี่ยวข้องกันของบริษัท โดยการเข้าทำรายการลงทุนหุ้นสามัญของBIGGAS ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัทถือหุ้นอยู่ในสัดส่วนร้อยละ 51 โดยบริษัท จะเข้าทำรายการรับโอนหุ้นสามัญของ BIGGAS จำนวน 39,999,998 หุ้น หรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 49 ของจำนวนหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของ BIGGAS คิดเป็นมูลค่ารวม 4,263 ล้านบาท จาก BGTH ภายใต้กระบวนการโอนกิจการทั้งหมด (Entire Business Transfer หรือ EBT) โดยบริษัทจะทำการชำระค่าตอบแทนสำหรับธุรกรรมการรับโอนกิจการทั้งหมดให้กับ BGTH ด้วยการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทจำนวน 4,981,094,116 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 0.10 บาท ในราคาเสนอขาย 0.86 บาทต่อหุ้น คิดเป็นมูลค่าการเสนอขายทั้งสิ้น 4,263.00 ล้านบาท โดยเสนอขายแบบเฉพาะเจาะจงให้แก่บุคคลในวงจำกัด (Private Placement) ให้แก่บริษัท บีจีที โฮลดิ้ง จำกัด (“BGTH”) แทนการชำระค่าตอบแทนด้วยเงินสด ซึ่งภายหลังจากการออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนของบริษัทให้แก่ BGTH จะทำให้ BGTH จะถือหุ้นสามัญของบริษัท ในสัดส่วนร้อยละ 42 ของทุนที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดของบริษัท ซึ่ง BGTH จะมีหน้าที่ต้องทำคำเสนอซื้อหลักทรัพย์ทั้งหมดของบริษัท อย่างไรก็ตาม BGTH จะยื่นคำขอผ่อนผันการทำคำเสนอซื้อกรณีมีเหตุจำเป็นและสมควรประการอื่นต่อสำนักงาน ก.ล.ต. นอกจากนี้ การเข้าทำรายการดังกล่าวยังเข้าข่ายเป็นรายการที่เกี่ยวข้องกันในครั้งนี้ยังเข้าข่ายเป็นการทำรายการกับบุคคลที่เกี่ยวข้องกัน โดยมีขนาดรายการเท่ากับร้อยละ 234.97 ของสินทรัพย์ที่มีตัวตนสุทธิของบริษัท ตามงบการเงินรวมของบริษัท สิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2562

จากการเข้าทำรายการข้างต้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเห็นว่าจะจะเป็นผลดีต่อบริษัทในแง่ของการขยายการลงทุนในธุรกิจที่สามารถสร้างรายได้ที่มั่นคงอย่างต่อเนื่องในระยะยาวให้กับบริษัท เพิ่มความสามารถในการทำกำไรจากการรับรู้ผลการดำเนินงานของ BIGGAS นอกจากนี้การเข้าทำรายการดังกล่าวที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเห็นว่า เป็นการลงทุนที่มีความสมเหตุสมผลด้านราคาซึ่งได้พิจารณาแล้วว่า ผู้ถือหุ้นเดิมของบริษัทไม่ได้รับผลกระทบจากการลดลงของราคาหุ้น (Price Dilution) และยังไม่กระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินและฐานะทางการเงินของบริษัทเนื่องจากจะไม่มีการใช้กระแสเงินสดในการเข้าทำรายการ

อย่างไรก็ตามเนื่องจากจะมีการออกหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัด จะส่งผลกระทบต่อสัดส่วนการถือหุ้นสิทธิในการออกเสียงของผู้ถือหุ้นเดิม และส่วนแบ่งกำไรของบริษัท และยังมีความเสี่ยงที่ผลกำไรของ BIGGAS ที่บริษัท จะเข้าลงทุนเพิ่มเติมอีกสัดส่วนร้อยละ 49 จะไม่เป็นไปตามที่บริษัทคาดการณ์เอาไว้ นอกจากนี้การเข้าทำรายการดังกล่าวให้สำเร็จนั้นยังมีหลายกระบวนการที่เข้ามาเกี่ยวข้องซึ่งทางบริษัทจะต้องดำเนินการขออนุญาตจากสำนักงาน ก.ล.ต. และหน่วยงานทั้งภาครัฐและเอกชนอื่นๆ ทั้งนี้หากบริษัทไม่ได้รับการอนุมัติการเข้าทำรายการ อาจเป็นเหตุให้บริษัทไม่สามารถได้มาซึ่งหุ้นของ BIGGAS ในสัดส่วนที่เหลือ และไม่สามารถออกและเสนอขายหุ้นสามัญเพิ่มทุนให้แก่บุคคลในวงจำกัดเพื่อชำระเป็นค่าตอบแทนของการได้มาซึ่งหุ้นอีกด้วย นอกจากนี้การเข้าทำรายการดังกล่าวยังจะต้องได้รับการอนุมัติจากผู้ถือหุ้นเพื่อการเข้าทำรายการดังกล่าว ด้วยคะแนนเสียงไม่น้อยกว่า 3 ใน 4 ของจำนวนเสียงทั้งหมดของผู้ถือหุ้นที่มาประชุม และมีสิทธิออกเสียงลงคะแนนโดยไม่นับส่วนของผู้ถือหุ้นที่มีส่วนได้เสีย

นอกเหนือไปจากการพิจารณาข้อดี ข้อเสียและความเสี่ยงต่างๆของการเข้าทำรายการแล้ว ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระยังได้พิจารณาจากการประเมินราคาเข้าลงทุนในหุ้นของ BIGGAS และราคาเสนอขายหุ้นสามัญของบริษัทต่อบุคคลในวงจำกัด ปรากฏว่าที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้มูลค่าของกลุ่มบริษัทตามวิธีมูลค่าปัจจุบันกระแสเงินสดสุทธิ และ

รวมถึงมูลค่าของกลุ่ม BIGGAS ที่บริษัทถืออยู่ร้อยละ 51 แล้วจะได้มูลค่าอยู่ระหว่าง 4,978.50 – 5,831.94 ล้านบาท โดยมีราคาประเมินต่อหุ้น 0.72 – 0.85 บาทต่อหุ้น ขณะที่กลุ่ม BIGGAS มีมูลค่าอยู่ระหว่าง 7,307.24 – 8,696.48 ล้านบาท โดยมีราคาประเมินต่อหุ้น 89.52 – 106.54 บาทต่อหุ้น ทำให้ได้อัตราแลกหุ้น 1 หุ้นของ BIGGAS สามารถแลกเป็นหุ้นบริษัทได้ในช่วงระหว่าง 123.68 – 125.66 หุ้น ดังนั้น บริษัทต้องออกหุ้นเพิ่มทุนระหว่าง 4,947.14 – 5,026.08 ล้านหุ้นหรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 41.83 – 42.22 ซึ่งเมื่อเทียบกับมติคณะกรรมการบริษัทที่มีมติให้ออกหุ้นเพิ่มทุนจำนวน 4,981.09 ล้านหุ้นหรือคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 42 ของจำนวนหุ้นที่ออกและเรียกชำระแล้วหลังทำรายการ ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีความเห็นว่าราคาประเมินดังกล่าวมีความเหมาะสม

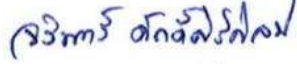
ดังนั้น เมื่อพิจารณาถึงข้อมูลเรื่องการวิเคราะห์ข้อดีและประโยชน์ของการเข้าทำรายการ ข้อด้อยและความเสี่ยงของการเข้าทำรายการโดยรวมตามที่ได้กล่าวมาข้างต้นแล้ว กลุ่มบริษัทฯ จะได้รับประโยชน์ในระยะยาวจากการเข้าทำรายการในครั้งนี้มากกว่า ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงมีความเห็นว่า ผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ควร อนุมัติ การทำรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ในครั้งนี้

อย่างไรก็ตาม ผู้ถือหุ้นของบริษัทฯ ควรจะศึกษาข้อมูลในเอกสารต่างๆ ที่แนบมากับหนังสือเชิญประชุมในครั้งนี้ เพื่อใช้ประกอบการพิจารณาในการตัดสินใจสำหรับการลงมติ ซึ่งการพิจารณาอนุมัติรายการได้มาซึ่งสินทรัพย์ดังกล่าวขึ้นอยู่กับดุลยพินิจและการตัดสินใจของผู้ถือหุ้นเป็นสำคัญ

บริษัท ออฟท์เอเชีย แคปิตอล จำกัด ในฐานะที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ขอรับรองว่าได้ทำหน้าที่ศึกษา และ
วิเคราะห์ข้อมูลต่างๆ ดังที่กล่าวมาแล้วด้วยความรอบคอบ ตามจรรยาบรรณและมาตรฐานวิชาชีพ โดยคำนึงถึง
ผลประโยชน์ของผู้ถือหุ้นเป็นสำคัญ

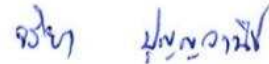
ขอแสดงความนับถือ

บริษัท ออฟท์เอเชีย แคปิตอล จำกัด



(นายจรินทร์ ศักดิ์ศิริศิลป์)

กรรมการ



(นางสาวจริยา ปญญานันท์)

กรรมการ



(นายอรณพ แสงวนิช)

ผู้ควบคุมการปฏิบัติงาน