

เอกสารแนบ 2 GULF

1. วิธีมูลค่าตามบัญชี (Book Value Approach)

วิธี BV เป็นการประเมินมูลค่าทางบัญชีของทรัพย์สินสุทธิ หรือมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นตามงบการเงินของ GULF ณ ขณะใดขณะหนึ่ง ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ใช้มูลค่าทางบัญชีตามงบการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นตามบัญชีของ GULF

ส่วนของผู้ถือหุ้น (งบการเงิน) (หน่วย: ล้านบาท)	ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	11,733.15
ส่วนเกินมูลค่าหุ้นสามัญ	51,822.15
ส่วนต่างจากการรวมธุรกิจภายใต้การควบคุมเดียวกัน	(316.24)
สัดส่วนจากการเปลี่ยนแปลง - สัดส่วนการลงทุน/ ส่วนได้เสียในบริษัทย่อย	1,489.75
กำไรสะสม (ทุนสำรองตามกฎหมาย)	1,173.32
กำไรสะสม (ยังไม่ได้จัดสรร)	47,575.12
องค์ประกอบอื่นของผู้ถือหุ้น	2,011.05
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นตามบัญชีของ GULF	115,488.29
จำนวนหุ้น (ล้านหุ้น)	11,733.15
ราคาต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	9.84

ที่มา: งบการเงินรวมของ GULF สิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567

จากการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธี BV จะได้มูลค่ายุติธรรมของผู้ถือหุ้นตามบัญชีของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เท่ากับ 115,488.29 ล้านบาท หรือคิดเป็นมูลค่าตามบัญชีต่อหุ้นเท่ากับ 9.84 บาทต่อหุ้น

ทั้งนี้ การประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธี BV เป็นการแสดงมูลค่าทางบัญชีของ GULF ณ ช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง โดยไม่ได้คำนึงถึงผลการดำเนินงาน แผนการดำเนินงาน มูลค่าตลาดของสินทรัพย์บางรายการ และเหตุการณ์สำคัญที่เกิดขึ้นภายหลังวันที่ในงบการเงินใช้อ้างอิง อีกทั้งไม่สะท้อนถึงความสามารถในการทำกำไรในอนาคต และแนวโน้มของภาวะเศรษฐกิจอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งปัจจัยภายนอกอื่น ๆ ที่อาจมีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานธุรกิจในอนาคต ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงเห็นว่าวิธีนี้เป็นวิธีที่ **ไม่เหมาะสม** สำหรับการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF

2. วิธีปรับปรุงมูลค่าตามบัญชี (Adjusted Book Value Approach)

วิธี Adjusted BV เป็นการประเมินมูลค่าตามบัญชีของทรัพย์สินสุทธิ หรือมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นตามงบการเงินรวมของ GULF สำหรับงวดสิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 และปรับปรุงด้วยรายการต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นภายหลังจากวันที่ในงบการเงิน และส่วนเพิ่มจากการประเมินใหม่ของสินทรัพย์ตามรายงานการประเมินราคาสินทรัพย์

อย่างไรก็ดีเนื่องจาก GULF ไม่มีการจัดทำรายงานการประเมินสินทรัพย์โดยที่ผู้ประเมินราคาอิสระ นอกจากนี้ GULF ไม่ได้มีการเพิ่มทุน และไม่มีการประกาศจ่ายเงินปันผลเพิ่มเติมหลังจากวันที่ 30 มิถุนายน 2567 อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาเพิ่มเติมถึงการปรับปรุงมูลค่าเงินลงทุนของ GULF ด้วยการปรับปรุงตามมูลค่าราคาตลาด (Market Capitalization) เพื่อสะท้อนมูลค่าที่เป็นปัจจุบันที่ GULF อาจขายเงินลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 ซึ่งเป็นวันที่คณะกรรมการของบริษัทฯ มีมติอนุมัติการเข้าทำธุรกรรมการปรับโครงสร้างในครั้งนี้ โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะปรับปรุงมูลค่าเงินลงทุนของ GULF ในบริษัทฯ เพียงเท่านั้น เนื่องจากข้อจำกัดในการเข้าถึงข้อมูลอื่น ๆ นอกเหนือจากข้อมูลที่เปิดเผยต่อสาธารณะ ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ใช้วิธี Adjusted BV ตามงบการเงินรวมของ GULF สำหรับงวดสิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางมูลค่าหุ้นปรับปรุงตามบัญชีของ GULF

ส่วนของผู้ถือหุ้น (งบการเงิน) (หน่วย: ล้านบาท)	ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นตามบัญชี ของ GULF	115,488.29
หัก: เงินปันผลจ่าย ^{1/}	-
ส่วนเพิ่ม (ลด) จากมูลค่าเงินลงทุนของ GULF ในบริษัทฯ ด้วยการปรับปรุงตามมูลค่าราคาตลาด (Market Capitalization) ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 ^{2/}	(4,911.73)
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของ GULF หลังปรับปรุงมูลค่าตามบัญชี	110,576.56
จำนวนหุ้น (ล้านหุ้น)	11,733.15
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นตามบัญชีต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	9.42

ที่มา: งบการเงินรวมของ GULF สิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567

หมายเหตุ: 1/ ไม่มีเงินปันผลจ่ายเพิ่มเติมจากวันที่ 30 มิถุนายน 2567

2/ ความแตกต่างของ 1) มูลค่าของเงินลงทุน ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 (Market Capitalization) ซึ่งเป็นวันที่คณะกรรมการของบริษัทฯ มีมติอนุมัติการเข้าทำธุรกรรมการปรับโครงสร้างในครั้งนี้ และ 2) มูลค่าเงินลงทุนในบริษัทรวม ที่รับรู้อยู่ในรายการสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน ทั้งนี้ GULF มีสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทฯ ร้อยละ 47.37 จากจำนวนหุ้นที่จดทะเบียนและชำระแล้วของบริษัทฯ จำนวน 3,206.69 ล้านหุ้น และในวันดังกล่าว ราคาปิดตลาดของหุ้น (Closed price) ของบริษัทฯ ในตลาดมีค่าเท่ากับ 76.25 บาทต่อหุ้น ดังนั้น มูลค่าของเงินลงทุนของ GULF ในบริษัทฯ ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 มีค่าเท่ากับ 115,828.27 ล้านบาท ในขณะที่มูลค่าเงินลงทุนของ GULF ในบริษัทฯ ตามวิธีมูลค่าส่วนได้เสีย (Equity Method) มีค่าเท่ากับ 120,740.00 ล้านบาท ส่งผลให้เกิดส่วนเพิ่ม (ลด) จากมูลค่าเงินลงทุนของ GULF ในบริษัทฯ ครั้งนี้ มีค่าเท่ากับ (4,911.73) ล้านบาท

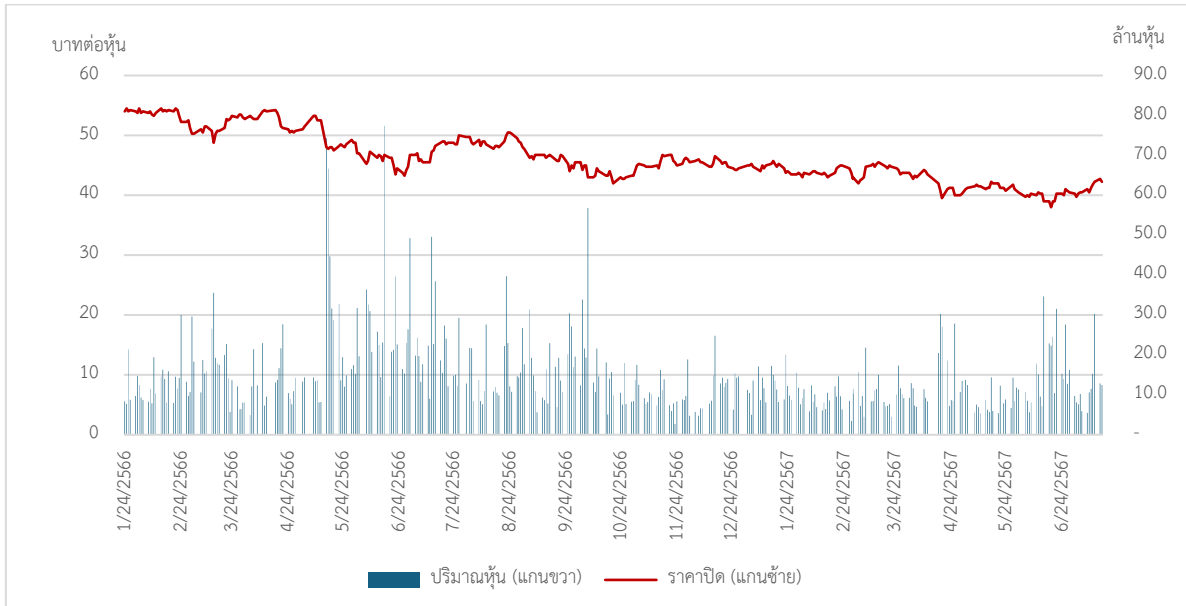
จากการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธี Adjusted BV จะได้มูลค่ายุติธรรมของส่วนของผู้ถือหุ้นตามบัญชีของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เท่ากับ 110,576.56 ล้านบาท หรือคิดเป็นมูลค่าตามบัญชีต่อหุ้นเท่ากับ 9.42 บาทต่อหุ้น

ทั้งนี้ การประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธี Adjusted BV เป็นวิธีที่สะท้อนฐานะการเงิน ณ ช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง และปรับปรุงด้วยรายการต่าง ๆ ภายหลังจากวันที่ในงบการเงินที่ใช้อ้างอิง โดยไม่ได้คำนึงถึงผลการดำเนินงาน แผนการดำเนินงาน มูลค่าตลาดของสินทรัพย์บางรายการ และเหตุการณ์สำคัญที่เกิดขึ้นภายหลังจากวันที่ในงบการเงินใช้อ้างอิง ส่วนปรับปรุงที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต อีกทั้งไม่สะท้อนถึงความสามารถในการทำกำไรในอนาคต และแนวโน้มของภาวะเศรษฐกิจอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งปัจจัยภายนอกอื่น ๆ ที่อาจมีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานธุรกิจในอนาคต ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงเห็นว่าวิธีนี้เป็นวิธีที่ **ไม่เหมาะสม** สำหรับการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF

3. วิธีราคาหุ้นตามราคาตลาด (Market Value Approach)

วิธี VWAP เป็นการประเมินมูลค่าที่ตั้งอยู่บนสมมติฐานว่าราคาในตลาดนั้นเป็นราคาที่สะท้อนอุปสงค์-อุปทานของหลักทรัพย์ของ GULF โดยรวมมูลค่าหุ้นของ GULF แสดงได้ตามแผนภูมิต่อไปนี้

แผนภูมิราคาตลาดของหุ้น GULF ย้อนหลัง 360 วันทำการ



ที่มา: SETSMART ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

หมายเหตุ: ใช้ราคาเฉลี่ยระหว่างวันโดยคำนวณจากมูลค่าหุ้นที่มีการซื้อขายในแต่ละวันต่อปริมาณหุ้นที่มีการซื้อขายในวันนั้น

ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณามูลค่าหุ้นของ GULF ถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักด้วยปริมาณการซื้อขายของหลักทรัพย์ในแต่ละราคา (Volume Weighted Average Price) ย้อนหลัง 7 วันทำการ 15 วันทำการ 30 วันทำการ 60 วันทำการ 90 วันทำการ 120 วันทำการ 180 วันทำการ 270 วันทำการ และ 360 วันทำการ จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567 โดยการประเมินมูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าหุ้นตามราคาตลาด มีรายละเอียดดังนี้

ตารางมูลค่าหุ้นมูลค่าหุ้นตามราคาตลาดของ GULF

ช่วงเวลา	VWAP (บาทต่อหุ้น)
7 วันทำการ จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567	41.77
15 วันทำการ จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567	41.26
30 วันทำการ จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567	40.22
60 วันทำการ จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567	40.50
90 วันทำการ จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567	41.46
120 วันทำการ จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567	41.98
180 วันทำการ จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567	42.92
270 วันทำการ จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567	44.63
360 วันทำการ จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567	46.40

ที่มา: SETSMART ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

หมายเหตุ: ใช้ราคาเฉลี่ยระหว่างวันโดยคำนวณจากมูลค่าหุ้นที่มีการซื้อขายในแต่ละวันต่อปริมาณหุ้นที่มีการซื้อขาย ณ วันนั้น

จากการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธี VWAP จะได้มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของ GULF อยู่ในช่วง 471,955.26 – 544,464.34 ล้านบาท หรือคิดเป็นมูลค่าหุ้นเท่ากับ 40.22 – 46.40 บาทต่อหุ้น

ทั้งนี้ การประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธี VWAP เป็นการสะท้อนมูลค่าหุ้นของ GULF ณ ช่วงเวลาใดเวลาหนึ่งตามอุปสงค์ และอุปทานของนักลงทุน อันเป็นการสะท้อนมูลค่าทรัพย์สินสุทธิที่ใกล้เคียงปัจจุบัน และคำนึงถึงเหตุการณ์สำคัญที่เกิดขึ้นภายหลังวันที่ในงบการเงินที่ใช้อ้างอิง รวมถึงหุ้นของ GULF เป็นหุ้นที่มีสภาพคล่องสูง จากการสะท้อนความคาดหวังของนักลงทุนต่อมูลค่าหุ้นนั้น ๆ นอกจากนี้ หุ้นของ GULF จัดอยู่ใน SET50 ซึ่งเป็นดัชนีที่สะท้อนความเคลื่อนไหวของราคากลุ่มหลักทรัพย์ขนาดใหญ่ที่มีสภาพคล่องสูงที่จดทะเบียนซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ จำนวน 50 หลักทรัพย์ ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงเห็นว่าวิธีนี้เป็นวิธีที่ **เหมาะสม** สำหรับการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF

4. วิธีเปรียบเทียบกับบริษัทที่ประกอบธุรกิจใกล้เคียงกัน (Market Comparable Approach)

การประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธี Market Comparable เป็นการประเมินมูลค่าหุ้นของ GULF ซึ่งอยู่บนสมมติฐานว่าบริษัทที่ประกอบธุรกิจประเภทเดียวกัน หรือใกล้เคียงกันควรมีอัตราส่วนมูลค่าตลาดใกล้เคียงกัน โดยในการเลือกบริษัทที่ประกอบธุรกิจที่ใกล้เคียงกัน เพื่อประเมินมูลค่าหุ้นของ GULF นั้น แต่ละบริษัทที่นำมาเปรียบเทียบกับนั้นอาจมีความแตกต่างกัน อาทิ นโยบายทางการเงิน บัญชี นโยบายการลงทุน ขนาดของกิจการ โครงสร้างรายได้ โครงสร้างต้นทุน และแหล่งที่มาของรายได้อื่น ๆ เป็นต้น ดังนั้น การนำบริษัทที่ประกอบธุรกิจที่ใกล้เคียงกันมาเปรียบเทียบกับนั้นอาจไม่ได้ครอบคลุมบริษัทที่คล้ายคลึงกันทั้งหมด และอาจมีความแตกต่างกันในหลายประการดังที่อธิบายไปแล้วข้างต้น

ในการประเมินมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของ GULF ด้วยวิธีเปรียบเทียบอัตราส่วนตลาด ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระนำข้อมูลค่ามัธยฐานของอัตราส่วนตลาดของบริษัทเทียบเคียงในระยะเวลาเฉลี่ย 7 วันย้อนหลังไปจนถึง 360 วันย้อนหลัง จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567 มาใช้ในการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ซึ่งได้ทำการประเมินมูลค่าโดยใช้อัตราส่วนตลาด 3 วิธี ดังนี้

- (1) อัตราส่วนราคาต่อมูลค่าทางบัญชี (Price to Book Value Ratio - P/BV)
- (2) อัตราส่วนราคาต่อกำไร (Price to Earnings Ratio - P/E)
- (3) อัตราส่วนเปรียบเทียบระหว่างมูลค่ากิจการต่อกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีนิติบุคคล ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย (Enterprise Value to Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization - EV/ EBITDA)

เนื่องจาก GULF ประกอบธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่น (Holding Company) ซึ่งแบ่งการดำเนินธุรกิจออกเป็น 5 ธุรกิจหลัก ประกอบไปด้วย 1) ธุรกิจผลิตไฟฟ้า 2) ธุรกิจก๊าซ 3) ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค 4) ธุรกิจดิจิทัล และ 5) การลงทุนและธุรกิจอื่น ๆ โดย GULF มีโครงสร้างรายได้หลักจากการประกอบธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ จึงนำข้อมูลของบริษัทเทียบเคียงที่ประกอบธุรกิจใกล้เคียงกับ GULF และมีการประกอบธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก ที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ โดยสามารถสรุปรายชื่อ และรายละเอียดของแต่ละบริษัทเทียบเคียง ดังนี้

ตารางข้อมูลบริษัทที่ประกอบธุรกิจที่ใกล้เคียงกัน

บริษัท	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศ	หน่วย: ล้านบาท				
			รายได้ ^{1/}	กำไรสุทธิ ^{1/}	สินทรัพย์ ^{2/}	ส่วนผู้ถือหุ้น ^{2/}	มูลค่า หลักทรัพย์
GULF	ประกอบธุรกิจโดยการถือหุ้นในบริษัทอื่น (Holding Company) ซึ่งแบ่งการดำเนินงานธุรกิจออกเป็น 5 ธุรกิจหลัก ประกอบด้วย 1) ธุรกิจผลิตไฟฟ้า 2) ธุรกิจก๊าซ 3) ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค 4) ธุรกิจดิจิทัล และ 5) การลงทุนและธุรกิจอื่น ๆ โดย GULF มีโครงสร้างรายได้หลักจากการประกอบธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก	ไทย	119,240.51	18,845.95	472,868.49	148,305.99	495,725.58
บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) (“GPSC”)	เป็นผู้ให้บริการสาธารณูปโภค บริษัทผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ไอ้่น้ำ และน้ำประปา GPSC ให้บริการลูกค้าในประเทศไทย	ไทย	86,170.66	3,440.57	309,890.58	120,493.32	116,313.83
บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) (“BGRIM”)	ดำเนินธุรกิจเป็นบริษัทพลังงานหมุนเวียน บริษัทมุ่งเน้นการพัฒนา การเงิน การก่อสร้าง และการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานสีเขียว นอกจากนี้ ยังให้บริการจำหน่ายไฟฟ้า การดำเนินงาน และการบำรุงรักษา	ไทย	55,529.35	1,864.33	180,965.54	53,706.14	58,655.25
บริษัท ราช กรุ๊ป จำกัด (มหาชน) (“RATCH”)	เป็นผู้ดำเนินธุรกิจในฐานะบริษัทพลังงาน และโครงสร้างพื้นฐาน บริษัทมุ่งเน้นการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และพลังงานหมุนเวียน รวมถึงธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้า และพลังงาน ราช กรุ๊ป ให้บริการลูกค้าในเอเชีย	ไทย	38,010.24	5,256.41	230,411.94	113,683.34	60,900.00

ที่มา: Bloomberg Terminal ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

หมายเหตุ: 1/ ข้อมูลย้อนหลัง 12 เดือน จากวันที่ 31 มีนาคม 2567

2/ ข้อมูล ณ วันที่ 31 มีนาคม 2567

(1) วิธีอัตราส่วนราคาตลาดต่อมูลค่าตามบัญชี (P/ BV)

วิธี P/ BV เป็นการนำมูลค่าหุ้นตามบัญชีของ GULF ตามงบการเงินรวมของ GULF สำหรับงวดสิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 ซึ่งเท่ากับ 115,488.29 ล้านบาท ตามที่แสดงในวิธีมูลค่าหุ้นตามบัญชี คูณกับค่าเฉลี่ยมัธยฐาน (Median) ส่วนราคาตลาดต่อมูลค่าตามบัญชี (P/ BV Ratio) ของบริษัทเทียบเคียงข้างต้นในระยะเวลาเฉลี่ย 7 วันย้อนหลังไปจนถึง 360 วันย้อนหลัง จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางมูลค่าหุ้นตามราคาตลาดต่อมูลค่าตามบัญชีของ GULF

บริษัท	P/ BV Ratio (เท่า)								
	7 วัน	15 วัน	30 วัน	60 วัน	90 วัน	120 วัน	180 วัน	270 วัน	360 วัน
GULF ^{1/}	3.30	3.25	3.19	3.22	3.30	3.34	3.41	3.50	3.61
GPSC ^{1/}	0.96	0.94	0.96	1.05	1.11	1.14	1.13	1.13	1.22
BGRIM ^{1/}	1.08	1.06	1.07	1.16	1.22	1.25	1.26	1.35	1.48
RATCH ^{1/}	0.54	0.53	0.52	0.53	0.54	0.54	0.56	0.59	0.62
ค่ามัธยฐาน P/ BV	1.02	1.00	1.01	1.11	1.17	1.20	1.20	1.24	1.35
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นตามบัญชีของ GULF (ล้านบาท)	115,488.29	115,488.29	115,488.29	115,488.29	115,488.29	115,488.29	115,488.29	115,488.29	115,488.29
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (ล้านบาท)	117,403.00	115,283.36	117,185.41	127,674.44	134,558.08	138,032.31	138,078.94	143,719.25	155,640.92
จำนวนหุ้น (ล้านหุ้น)	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15
ราคาต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	10.01	9.83	9.99	10.88	11.47	11.76	11.77	12.25	13.27

หมายเหตุ: 1/ อ้างอิงจาก Bloomberg Terminal ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

ค่ามัธยฐาน (Median) ของอัตราส่วน P/ BV ของบริษัทเทียบเคียง สำหรับงวด 12 เดือนย้อนหลังเท่ากับ 1.00 – 1.35 เท่า ด้วยวิธีอัตราส่วนราคาตลาดต่อมูลค่าตามบัญชีจะได้มูลค่ายุติธรรมของส่วนของผู้ถือหุ้นของ GULF อยู่ในช่วง 115,283.36 – 155,640.92 ล้านบาท หรือคิดเป็นมูลค่าหุ้นเท่ากับ 9.83 – 13.27 บาทต่อหุ้น

ทั้งนี้ การประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธี P/ BV เป็นวิธีที่สะท้อนถึงฐานะทางการเงิน ณ ช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง โดยไม่ได้คำนึงถึงผลการดำเนินงาน แผนการดำเนินงาน มูลค่าตลาดของสินทรัพย์บางรายการ และเหตุการณ์สำคัญที่เกิดขึ้นภายหลังวันที่งบการเงินใช้อ้างอิง อีกทั้งไม่สะท้อนถึงความสามารถในการทำกำไรในอนาคต และแนวโน้มของภาวะเศรษฐกิจอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งปัจจัยภายนอกอื่น ๆ ที่อาจมีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานธุรกิจในอนาคต ดังนั้นที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงเห็นว่าวิธีนี้เป็นวิธีที่ **ไม่เหมาะสม** สำหรับการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF

(2) วิธีอัตราส่วนราคาต่อกำไร (P/E)

วิธี P/E เป็นการนำกำไรสุทธิของ GULF ตามกำไรสุทธิ 12 เดือนย้อนหลัง จากงบการเงิน ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 20,910.52 ล้านบาท คูณด้วยค่ามัธยฐาน (Median) ของอัตราส่วนราคาตลาดต่อกำไรสุทธิ (P/E Ratio) ของบริษัทที่เทียบเคียงข้างต้นในระยะเวลาเฉลี่ย 7 วันย้อนหลังไปจนถึง 360 วันย้อนหลัง จากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางมูลค่าหุ้นตามราคาตลาดต่อกำไรสุทธิของ GULF

บริษัท	P/E Ratio (เท่า)								
	7 วัน	15 วัน	30 วัน	60 วัน	90 วัน	120 วัน	180 วัน	270 วัน	360 วัน
GULF ^{1/}	25.95	25.54	25.13	25.35	25.93	26.26	26.87	27.57	28.43
GPSC ^{1/}	33.51	32.91	33.66	36.78	38.92	39.85	39.52	39.72	42.66
BGRIM ^{1/}	31.00	30.45	30.78	33.44	35.11	36.08	36.38	39.03	42.55
RATCH ^{1/}	11.75	11.44	11.29	11.55	11.58	11.75	12.17	12.79	13.50
ค่ามัธยฐาน P/E	28.48	27.99	27.95	29.40	30.52	31.17	31.62	33.30	35.49
กำไรสุทธิ 12 เดือนย้อนหลัง (ล้านบาท)	20,910.52	20,910.52	20,910.52	20,910.52	20,910.52	20,910.52	20,910.52	20,910.52	20,910.52
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (ล้านบาท)	595,435.52	585,306.99	584,481.72	614,706.73	638,218.60	651,794.02	661,244.47	696,249.21	742,186.35
จำนวนหุ้น (ล้านหุ้น)	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15
ราคาต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	50.75	49.88	49.81	52.39	54.39	55.55	56.36	59.34	63.26

หมายเหตุ: 1/ อ้างอิงจาก Bloomberg Terminal ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

ค่ามัธยฐาน (Median) ของอัตราส่วน P/E ของบริษัทเทียบเคียง สำหรับงวด 12 เดือนย้อนหลังเท่ากับ 27.95 – 35.49 เท่า อันส่งผลให้มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธีอัตราส่วนราคาตลาดต่อกำไรสุทธิที่อยู่ในช่วง 584,481.72 – 742,186.35 ล้านบาท หรือคิดเป็นมูลค่าหุ้นเท่ากับ 49.81 – 63.26 บาทต่อหุ้น

ทั้งนี้ การประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธี P/E ไม่ได้คำนึงถึงความแตกต่างของแต่ละบริษัท อาทิ โครงสร้างรายได้ โครงสร้างเงินทุน เงินทุน และไม่ได้คำนึงถึงผลประโยชน์ประกอบกิจการของ GULF ในอนาคต ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงเห็นว่าวิธีอัตราส่วนราคาตลาดต่อกำไรสุทธิอาจเป็นวิธีที่ **ไม่เหมาะสม** สำหรับการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF

(3) วิธีอัตราส่วนเปรียบเทียบระหว่างมูลค่ากิจการต่อกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีนิติบุคคล ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย (EV/ EBITDA)

วิธี EV/ EBITDA เป็นการนำกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีนิติบุคคล ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย (EBITDA) ของ GULF ในงวด 12 เดือนย้อนหลังจากงบการเงิน ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 (ไม่รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า) ซึ่งเท่ากับ 25,592.25 ล้านบาท คูณด้วยค่ามัธยฐาน (Median) ของอัตราส่วน EV/ EBITDA ของบริษัทที่เทียบเคียงข้างต้น ในระยะเวลาเฉลี่ย 7 วันย้อนหลังไปจนถึง 360 วันย้อนหลัง โดยมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของ GULF มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางมูลค่าตามมูลค่ากิจการต่อกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีนิติบุคคล ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่ายของ GULF

บริษัท	EV/EBITDA Ratio (เท่า)								
	7 วัน	15 วัน	30 วัน	60 วัน	90 วัน	120 วัน	180 วัน	270 วัน	360 วัน
GULF ¹	32.65	32.32	31.99	32.17	32.63	32.90	33.38	33.94	34.64
GPSC ^{1/}	12.74	12.63	12.77	13.34	13.73	13.90	13.84	13.87	14.41
BGRIM ^{1/}	11.08	11.01	11.05	11.40	11.62	11.75	11.79	12.14	12.61
RATCH ^{1/}	14.09	13.92	13.84	13.98	14.00	14.09	14.33	14.67	15.07
ค่ามัธยฐาน EV/ EBITDA	13.42	13.27	13.30	13.66	13.86	14.00	14.08	14.27	14.74
EBITDA ของ GULF (ล้านบาท)	25,592.25	25,592.25	25,592.25	25,592.25	25,592.25	25,592.25	25,592.25	25,592.25	25,592.25
มูลค่ากิจการของ GULF (ล้านบาท)	343,342.97	339,728.60	340,405.50	349,546.47	354,805.93	358,174.54	360,402.26	365,282.90	377,218.35
บวก: เงินสด และ รายการเทียบเท่าเงินสด ^{2/3/} (ล้านบาท)	39,593.99	39,593.99	39,593.99	39,593.99	39,593.99	39,593.99	39,593.99	39,593.99	39,593.99
หัก: หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย ^{2/} (ล้านบาท)	(301,567.46)	(301,567.46)	(301,567.46)	(301,567.46)	(301,567.46)	(301,567.46)	(301,567.46)	(301,567.46)	(301,567.46)
บวก: เงินปันผลค้างรับ ^{4/} (ล้านบาท)	3,038.12	3,038.12	3,038.12	3,038.12	3,038.12	3,038.12	3,038.12	3,038.12	3,038.12
บวก: เงินปันผลค้างรับพิเศษ ^{5/} (ล้านบาท)	6,835.77	6,835.77	6,835.77	6,835.77	6,835.77	6,835.77	6,835.77	6,835.77	6,835.77
หัก: เงินปันผลจ่าย ^{6/} (ล้านบาท)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
หัก: ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม ^{2/} (ล้านบาท)	(28,389.02)	(28,389.02)	(28,389.02)	(28,389.02)	(28,389.02)	(28,389.02)	(28,389.02)	(28,389.02)	(28,389.02)
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของ GULF (ล้านบาท)	62,854.35	59,239.98	59,916.88	69,057.85	74,317.31	77,685.92	79,913.65	84,794.28	96,729.73
จำนวนหุ้น (ล้านหุ้น)	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15	11,733.15
ราคาต่อหุ้น (บาทต่อหุ้น)	5.36	5.05	5.11	5.89	6.33	6.62	6.81	7.23	8.24

หมายเหตุ: 1/ อ้างอิงจาก Bloomberg Terminal ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

- 2/ อ้างอิงจากงบการเงิน ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567
- 3/ เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดของ GULF ประกอบไปด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินฝากสถาบันการเงินระยะสั้นที่ใช้เป็นหลักประกัน และเงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน
- 4/ เนื่องจาก GULF ถือหุ้นในบริษัทฯ เป็นจำนวน 1,519.06 ล้านหุ้น หรือคิดเป็นร้อยละ 47.37 ส่งผลให้ GULF จะได้รับเงินปันผลจากบริษัทฯ โดยในวันที่ 7 สิงหาคม 2567 คณะกรรมการของบริษัทฯ ได้อนุมัติการจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลเป็นอัตรา 2.00 บาทต่อหุ้น ซึ่งจะกำหนดชำระให้แก่ผู้ถือหุ้นในวันที่ 5 กันยายน 2567
- 5/ GULF จะได้รับเงินปันผลพิเศษจากบริษัทฯ ในอัตรา 4.50 บาทต่อหุ้น ก่อนธุรกรรมการควบบริษัทเสร็จสิ้น อันเป็นเงื่อนไขที่สำคัญของธุรกรรมการควบบริษัท
- 6/ ไม่มีเงินปันผลจ่ายเพิ่มเติมจากวันที่ 30 มิถุนายน 2567

ค่ามัธยฐาน (Median) ของอัตราส่วน EV/ EBITDA ของ GULF เทียบเคียง สำหรับงวด 12 เดือนย้อนหลังเท่ากับ 13.27 – 14.74 เท่า อันส่งผลให้มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธีอัตราส่วนเปรียบเทียบระหว่างมูลค่ากิจการต่อกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีนิติบุคคล ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย อยู่ในช่วง 59,239.98 – 96,729.73 ล้านบาท คิดเป็นมูลค่าหุ้นเท่ากับ 5.05 – 8.24 บาทต่อหุ้น

ทั้งนี้ การประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธี EV/ EBITDA ไม่ได้คำนึงถึงความแตกต่างของแต่ละบริษัท อาทิ โครงสร้างรายได้ โครงสร้างเงินทุน เงินทุน และไม่ได้คำนึงถึงผลประกอบการของ GULF ในอนาคต ดังนั้น ที่ปรึกษาการเงินอิสระจึงเห็นว่าวิธีอัตราส่วนเปรียบเทียบระหว่างมูลค่ากิจการต่อกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีนิติบุคคล ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงเห็นว่าวิธีนี้เป็นวิธีที่ ไม่เหมาะสม สำหรับการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF

5. วิธีเปรียบเทียบธุรกรรมที่ใกล้เคียงกัน (Transaction Comparable Approach)

วิธีเปรียบเทียบธุรกรรมที่ใกล้เคียงกันเป็นวิธีคำนวณ โดยใช้ค่ามัธยฐานของ EV/ EBITDA สำหรับงวด 12 เดือนย้อนหลังของบริษัทที่เทียบเคียงในอุตสาหกรรมของ GULF นับจาก วันที่ 30 มิถุนายน 2567 มาคูณกับ EBITDA สำหรับงวด 12 เดือนย้อนหลังของ GULF นับจาก วันที่ 30 มิถุนายน 2567 (ไม่รวมส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วมและการร่วมค้า) ซึ่งเท่ากับ 25,592.25 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระพิจารณาว่าการเลือกธุรกรรมที่เกิดขึ้นในอดีตที่มีลักษณะเดียวกันกับธุรกรรมการควบบริษัท ที่จะเกิดขึ้นในครั้งนี้ (Amalgamation) ประกอบกับการที่บริษัทผู้ถูกซื้อเป็นผู้ประกอบธุรกิจที่มีลักษณะใกล้เคียงกันกับ GULF อาจเป็นไปได้ยาก ดังนั้นจึงเลือกพิจารณาธุรกรรมการควบรวมบริษัท ประเภทการรวมกันของทั้งสองบริษัท (M&A) แทน โดยจะมีเกณฑ์ในการพิจารณารายธุรกรรม ได้แก่ 1) บริษัทผู้ถูกซื้อที่มีลักษณะการประกอบธุรกิจใกล้เคียงกันกับ GULF 2) บริษัทผู้ถูกซื้อให้บริการอยู่ในทวีปเอเชีย เนื่องจากพิจารณาว่า บริษัทที่ประกอบธุรกิจอยู่ในทวีปเอเชีย จะมีลักษณะและเงื่อนไขทางเศรษฐกิจ สภาพแวดล้อม รวมถึงพฤติกรรมของผู้บริโภคใกล้เคียงกันกับลักษณะดังกล่าวของประเทศไทย และ 3) เป็นธุรกรรมในอดีต 5 ปี ย้อนหลังจากวันที่ 16 กรกฎาคม 2567 เพื่อเป็นการสะท้อนสถานะเศรษฐกิจที่ใกล้เคียงกันกับปัจจุบัน โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางข้อมูลของธุรกรรมที่ใกล้เคียงกัน

วันที่	ผู้ถูกซื้อ	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศ	มูลค่าซื้อขาย (ล้านบาท)	อัตราส่วน EV/ EBITDA (เท่า)
12 ธ.ค. 2566	Japan Wind Development Co Ltd	พัฒนาโครงการพลังงานลมที่มีจุดประสงค์เพื่อนำเสนอแหล่งพลังงานสะอาด รวมถึงมีความเชี่ยวชาญในการพัฒนา การก่อสร้าง การดำเนินงาน และการบำรุงรักษาโครงการพลังงานลม และให้บริการที่ครอบคลุมตั้งแต่การสำรวจสภาพลมไปจนถึงการก่อสร้าง การผลิตไฟฟ้า และการบำรุงรักษาอย่างต่อเนื่อง โดยให้การสนับสนุนที่ครอบคลุมแก่ลูกค้าตลอดกระบวนการ	ญี่ปุ่น	49,881.82	13.12
12 พ.ค. 2565	Renewable Japan Energy Infrastructure Fund Inc	ประกอบธุรกิจกองทุนโครงสร้างพื้นฐานพลังงานทดแทนของญี่ปุ่นลงทุนในโรงงานผลิตพลังงานทดแทน และสินทรัพย์ที่เกี่ยวข้องกับโรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้า เช่น ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ธุรกิจผลิตพลังงานลม ธุรกิจผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ	ญี่ปุ่น	11,597.31	16.38

วันที่	ผู้ถูกซื้อ	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศ	มูลค่าซื้อขาย (ล้านบาท)	อัตราส่วน EV/ EBITDA (เท่า)
18 ธ.ค. 2564	SCG	ดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้า และไอน้ำในเขตสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์ศรีราชา โดยใช้เทคโนโลยีพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration Combined Cycle) ปัจจุบันมีกำลังการผลิตไฟฟ้า 214 เมกะวัตต์ และไอน้ำ 96 ตัน/ ชั่วโมง นอกจากนี้ ยังมีการดำเนินธุรกิจด้านพลังงานหมุนเวียนจากเชื้อเพลิงชีวมวล 2 โครงการ ณ สวนอุตสาหกรรมสหพัฒน์ลำพูน กำลังการผลิตไฟฟ้า 9.6 เมกะวัตต์ และไอน้ำ 25 ตัน/ ชั่วโมง และที่ อ.พรานกระต่าย จ.กำแพงเพชร กำลังการผลิตไฟฟ้า 7.5 เมกะวัตต์	ไทย	5,979.84	11.06
ค่ามัธยฐาน					13.12

ที่มา: Bloomberg Terminal ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

ค่ามัธยฐาน (Median) ของอัตราส่วน EV/ EBITDA ของรายการซื้อขายอื่นในอดีตเท่ากับ 13.12 เท่า

ตารางการคำนวณมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นจากการเทียบกับธุรกรรมที่ใกล้เคียงกัน

	หน่วย	งวด 12 เดือน ย้อนหลัง
อัตราส่วน EV/ EBITDA	เท่า	13.12
EBITDA 12 เดือนย้อนหลัง	ล้านบาท	25,592.25
มูลค่ากิจการของ GULF	ล้านบาท	335,831.74
บวก: เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ^{1/2/}	ล้านบาท	39,593.99
หัก: หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย ^{1/}	ล้านบาท	(301,567.46)
บวก: เงินปันผลค้างรับ ^{3/}	ล้านบาท	3,038.12
บวก: เงินปันผลค้างรับพิเศษ ^{4/}	ล้านบาท	6,835.77
หัก: เงินปันผลจ่าย ^{5/}	ล้านบาท	-
หัก: ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม ^{1/}	ล้านบาท	(28,389.02)
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น GULF	ล้านบาท	55,343.12
จำนวนหุ้น	ล้านหุ้น	11,733.15
ราคาต่อหุ้น	บาทต่อหุ้น	4.72

ที่มา: Bloomberg Terminal ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

หมายเหตุ: 1/ ข้อมูลจากงบการเงินรวมของ GULF สิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567

2/ เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดของ GULF ประกอบไปด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินฝากสถาบันการเงินระยะสั้นที่ใช้เป็นหลักประกัน และเงินฝากสถาบันการเงินที่ใช้เป็นหลักประกัน

3/ เนื่องจาก GULF ถือหุ้นในบริษัทฯ เป็นจำนวน 1,519.06 ล้านหุ้น หรือคิดเป็นร้อยละ 47.37 ส่งผลให้ GULF จะได้รับเงินปันผลจากบริษัทฯ โดยในวันที่ 7 สิงหาคม 2567 คณะกรรมการของบริษัทฯ ได้อนุมัติการจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลเป็นอัตรา 2.00 บาทต่อหุ้น ซึ่งจะกำหนดชำระให้แก่ผู้ถือหุ้นในวันที่ 5 กันยายน 2567

4/ GULF จะได้รับเงินปันผลพิเศษจากบริษัทฯ ในอัตรา 4.50 บาทต่อหุ้น ก่อนธุรกรรมการควบบริษัทเสร็จสิ้น อันเป็นเงื่อนไขที่สำคัญของธุรกรรมการควบบริษัท

5/ ไม่มีเงินปันผลจ่ายเพิ่มเติมจากวันที่ 30 มิถุนายน 2567

จากการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธีเปรียบเทียบธุรกรรมที่ใกล้เคียงกันจะได้มูลค่ายุติธรรมของส่วนของผู้ถือหุ้นเท่ากับ 55,343.12 ล้านบาท คิดเป็นมูลค่าหุ้นเท่ากับ 4.72 บาทต่อหุ้น

อย่างไรก็ดี ทั้งนี้ การประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF ด้วยวิธีเปรียบเทียบธุรกรรมที่ใกล้เคียงกันมีความแตกต่างของหลายปัจจัย เช่น ขนาดของธุรกรรมที่เกิดขึ้น ระยะเวลาที่เกิดขึ้น และปัจจัยของแต่ละธุรกรรมเทียบเคียง รวมถึงวิธีดังกล่าว ไม่ได้คำนึงถึงผลการดำเนินงาน แผนการดำเนินงาน และความสามารถในการทำกำไรในอนาคต จึงเป็นวิธีที่อาจส่งผลให้การประเมินมูลค่ามีความคลาดเคลื่อน ส่งผลให้การประเมินมูลค่าด้วยวิธีนี้อาจจะไม่สะท้อนมูลค่าที่แท้จริงของ GULF ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงเห็นว่าวิธีนี้เป็นวิธีที่ **ไม่เหมาะสม** สำหรับการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GULF

6. วิธีผลรวมส่วนของกิจการ (Sum of the Parts: SOTP)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประเมินมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น GULF ด้วยวิธี SOTP ซึ่งรวมมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธีประเมินมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธีประเมินมูลค่าต่าง ๆ ที่ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระพิจารณาว่ามีความเหมาะสม สำหรับการประเมินมูลค่าหุ้นของแต่ละบริษัท ได้แก่ วิธี BV VWAP และ DCF ซึ่งวิธี SOTP เป็นผลรวมของมูลค่าที่เหมาะสมของส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละธุรกิจ GULF เข้าไปลงทุน ซึ่งแต่ละวิธีสะท้อนมูลค่ายุติธรรมของธุรกิจต่าง ๆ รวมถึงแผนการดำเนินธุรกิจ ความสามารถในการทำกำไร และแนวโน้มการเติบโต รวมทั้งผลตอบแทนของผู้ถือหุ้นในอนาคตของแต่ละธุรกิจ โดย GULF มีโครงสร้างธุรกิจทั้งหมด 5 ธุรกิจหลัก ประกอบไปด้วย 1) ธุรกิจผลิตไฟฟ้า 2) ธุรกิจก๊าซ 3) ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค 4) ธุรกิจดิจิทัล และ 5) การลงทุนและธุรกิจอื่น ๆ

6.1. กลุ่มธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า (“กลุ่มไฟฟ้า”)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประเมินมูลค่าแต่ละบริษัท ด้วยวิธี SOTP ซึ่งรวมมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธี DCF ของแต่ละบริษัท แบ่งออกเป็น 3 กลุ่มตามขนาดกำลังการผลิต ประกอบไปด้วย 1) โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (Independent Power Producer) (“IPP”) ซึ่งอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนสร้าง เป็นเจ้าของ และดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตเกิน 90.00 MW และเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (“กฟผ.”) 2) โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (Small Power Producer) (“SPP”) ซึ่งอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนสร้าง เป็นเจ้าของ และดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตที่จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ตั้งแต่ 10.00 MW ขึ้นไปแต่ไม่เกิน 90.00 MW และเข้าทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. และ 3) โครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer) (“VSPP”) ซึ่งอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบไม่เกิน 10.00 MW สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวง (“กฟน.”) หรือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (“กฟภ.”) ได้ ทั้งนี้โครงการ SPP และ VSPP ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะได้รับราคาซื้อขายไฟฟ้าตามมาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของรัฐบาล

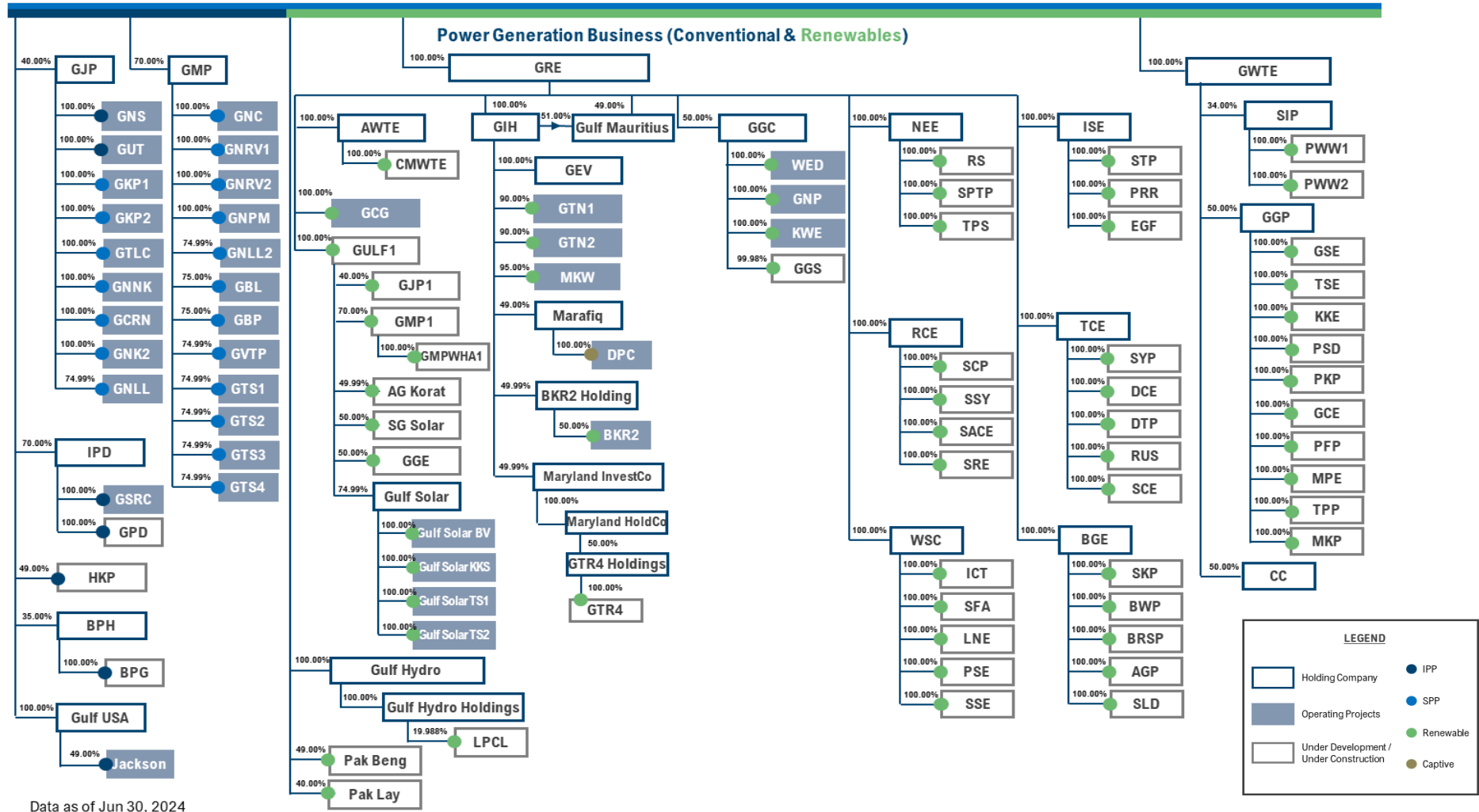
นอกจากนี้ ธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าของ GULF สามารถแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มตามประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ 1) โรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ และ 2) โรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

	ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 (เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว)	ภายในปี 2577 (รวมส่วนที่กำลังพัฒนาและก่อสร้าง)
โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ		
กำลังการผลิตติดตั้ง (รวม)	12,827.94 MW	14,860.44 MW (เพิ่มขึ้นอีก 2,032.50 MW)
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ	7,005.61 MW	8,056.66 MW (เพิ่มขึ้นอีก 1,051.05 MW)
โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน		
กำลังการผลิตติดตั้ง (รวม)	1,731.36 MW	8,909.40 MW (เพิ่มขึ้นอีก 7,178.04 MW)
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของ	1,345.03 MW	5,020.61 MW (เพิ่มขึ้นอีก 3,675.58 MW)

ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้จัดทำประมาณการเป็นระยะเวลา 11 ปี ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2567 – 31 ธันวาคม 2577 ซึ่งคิดมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดเป็นระยะเวลา 10 ปี 6 เดือน ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2567 – 31 ธันวาคม ปี 2577 โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ข้อมูลจากงบการเงินของแต่ละบริษัท ย้อนหลัง 3 ปีจากงวดสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2566 และงบภายในจากงวดสิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 ของแต่ละบริษัท อย่างไรก็ตาม หากบริษัทไม่มีงบภายในจากงวดสิ้นสุด ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะอ้างอิงจากงบการเงินจากงวดสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 เนื่องจากเป็นช่วงระยะเวลาที่สะท้อนผลการดำเนินการของโครงการที่ GULF ได้รับแล้วในปัจจุบัน ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 โดยมีมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เพื่อสะท้อนการเติบโตระยะยาวของ GULF ภายใต้สมมติฐานที่ว่าธุรกรรมดังกล่าวเป็นการปรับโครงสร้างระหว่างกัน และ GULF เป็นผู้หนึ่งในผู้ประกอบการธุรกิจพลังงานภาคเอกชนรายสำคัญในประเทศไทย และมีการขยายการลงทุนไปยังธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ จึงเชื่อได้ว่า GULF จะยังคงมีความสามารถในการดำเนินธุรกิจในกลุ่มธุรกิจต่าง ๆ ได้อย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากข้อจำกัดทางด้านข้อมูลการให้ความเห็นของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระตั้งอยู่บนสมมติฐานว่า ข้อมูล และเอกสารสำคัญดังกล่าวเป็นข้อมูลที่สมบูรณ์ ครบถ้วน และถูกต้อง รวมทั้งพิจารณาจากสถานการณ์ และข้อมูลที่สามารถรับรู้ได้ในปัจจุบัน ซึ่งหากมีการเปลี่ยนแปลงใด ๆ ที่ส่งผลกระทบต่ออย่างมีนัยสำคัญต่อการดำเนินธุรกิจ เช่น เทคโนโลยี สถานการณ์เศรษฐกิจ พฤติกรรมผู้บริโภค นโยบายภาครัฐ และอาจรวมถึงการประมูลโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ เป็นต้น ดังนั้นการประเมินมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่มไฟฟ้า อาจมีการเปลี่ยนแปลงจากมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นที่ทางที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประเมินไว้

อย่างไรก็ดี ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาถึงค่าใช้จ่ายของบริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น (Holding Company) ซึ่งรวมถึง GULF (เฉพาะกิจการ) และบริษัทที่อยู่ภายใต้ GULF สามารถแบ่งตามประเภทธุรกิจที่เข้าไปลงทุนโดยแบ่งเป็น 3 ประเภท ได้แก่ 1) GULF (เฉพาะกิจการ) 2) บริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น ของโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ จำนวน 6 บริษัท 3) บริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น ของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จำนวน 21 บริษัท โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

โครงสร้างการถือหุ้นของ GULF ในกลุ่มธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า สามารถสรุปได้ตามแผนภาพดังนี้



ตารางรายชื่อ และสัดส่วนของการถือหุ้นของกลุ่มธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า

	โครงการโรงไฟฟ้า	สัดส่วนการถือหุ้นของ GULF (ร้อยละ)	กำลังการผลิตไฟฟ้าไอน้ำ และน้ำเย็น ^{1/}	วันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ (COD) / วันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD)
1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ			
1.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP)			
1)	บริษัท กัลฟ์ เอสอาร์ซี จำกัด (“GSRC”)	75.00 ^{2/}	ไฟฟ้าติดตั้ง: 2,650.00 MW PPA: 2,500.00 MW	หน่วยที่ 1-4: <u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 31 มีนาคม 2564 1 ตุลาคม 2564 31 มีนาคม 2565 1 ตุลาคม 2565 ตามลำดับ
2)	บริษัท กัลฟ์ ทีดี จำกัด (“GPD”)	75.00 ^{2/}	ไฟฟ้าติดตั้ง: 2,650.00 MW PPA: 2,500.00 MW	หน่วยที่ 1-3: <u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 31 มีนาคม 2566 1 ตุลาคม 2566 31 มีนาคม 2567 ตามลำดับ หน่วยที่ 4 : อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าใน 1 ตุลาคม 2567
3)	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด (“GUT”)	40.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 1,752.40 MW PPA: 1,600.00 MW	หน่วยที่ 1-2: <u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 มิถุนายน 2558 1 ธันวาคม 2558 ตามลำดับ
4)	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด (“GNS”)	40.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 1,668.20 MW PPA: 1,600.00 MW	หน่วยที่ 1-2: <u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 มิถุนายน 2557 1 ธันวาคม 2557 ตามลำดับ
5)	บริษัท หินกองเพาเวอร์ จำกัด (“HKP”)	49.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 1,540.00 MW PPA: 1,400.00 MW	หน่วยที่ 1: <u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 มีนาคม 2567 หน่วยที่ 2 : อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าในปี 2568
6)	โครงการโรงไฟฟ้าบุรพา (“BPP”)	35.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 600.00 MW PPA: 540.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าในปี 2570
	รวม	35.00 – 75.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 10,860.60 MW PPA: 10,140.00 MW	

1.2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP)			
1)	บริษัท กัลฟ์ วิทีพี จำกัด (“GVTP”)	52.49	ไฟฟ้าติดตั้ง: 140.86 MW ไอน้ำติดตั้ง: 20.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 55.80 MW SSA: 7.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 16 พฤษภาคม 2560
2)	บริษัท กัลฟ์ ที เอส1 จำกัด (“GTS1”)	52.49	ไฟฟ้าติดตั้ง: 138.26 MW ไอน้ำติดตั้ง: 30.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 39.90 MW SSA: 25.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 8 กรกฎาคม 2560
3)	บริษัท กัลฟ์ ที เอส2 จำกัด (“GTS2”)	52.49	ไฟฟ้าติดตั้ง: 138.26 MW ไอน้ำติดตั้ง: 30.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 43.30 MW SSA: 22.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 กันยายน 2560
4)	บริษัท กัลฟ์ ที เอส3 จำกัด (“GTS3”)	52.49	ไฟฟ้าติดตั้ง: 130.20 MW ไอน้ำติดตั้ง: 25.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 46.10 MW SSA: 25.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 พฤศจิกายน 2560
5)	บริษัท กัลฟ์ ที เอส4 จำกัด (“GTS4”)	52.49	ไฟฟ้าติดตั้ง: 130.20 MW ไอน้ำติดตั้ง: 25.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 36.80 MW SSA: 25.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 มกราคม 2561
6)	บริษัท กัลฟ์ เอ็นซี จำกัด (“GNC”)	70.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 126.47 MW ไอน้ำติดตั้ง: 20.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 39.95 MW SSA: 22.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 มีนาคม 2561
7)	บริษัท กัลฟ์ บี แอล จำกัด (“GBL”)	52.50	ไฟฟ้าติดตั้ง: 129.47 MW ไอน้ำติดตั้ง: 10.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 41.35 MW SSA: 8.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 กันยายน 2561
8)	บริษัท กัลฟ์ บีพี จำกัด (“GBP”)	52.50	ไฟฟ้าติดตั้ง: 129.47 MW ไอน้ำติดตั้ง: 10.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 34.70 MW SSA: 5.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 พฤศจิกายน 2561
9)	บริษัท กัลฟ์ เอ็นแอลแอล2 จำกัด (“GNLL2”)	52.49	ไฟฟ้าติดตั้ง: 129.52 MW ไอน้ำติดตั้ง: 10.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 39.60 MW	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 มกราคม 2562
10)	บริษัท กัลฟ์ เอ็นพีเอ็ม จำกัด (“GNPM”)	70.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 138.23 MW ไอน้ำติดตั้ง: 25.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 มีนาคม 2562

			PPA: 90.00 MW ESA: 42.40 MW SSA: 37.00 TPH	
11)	บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี จำกัด ("GNRV1")	70.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 127.45 MW ไอน้ำติดตั้ง: 10.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 34.53 MW SSA: 2.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 พฤษภาคม 2562
12)	บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี จำกัด ("GNRV2")	70.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 127.45 MW ไอน้ำติดตั้ง: 10.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 31.10 MW	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 กรกฎาคม 2562
13)	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นแอลแอล จำกัด ("GNLL")	30.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 125.30 MW ไอน้ำติดตั้ง: 8.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 32.10 MW SSA: 8.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 พฤษภาคม 2556
14)	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคที1 จำกัด ("GKP1")	40.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 124.30 MW ไอน้ำติดตั้ง: 22.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 27.50 MW SSA: 18.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 5 มกราคม 2556
15)	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคที2 จำกัด ("GKP2")	40.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 124.30 MW ไอน้ำติดตั้ง: 22.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 24.04 MW SSA: 26.50 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 กุมภาพันธ์ 2556
16)	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอ็นเค จำกัด ("GNNK")	40.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 130.00 MW น้ำเย็นติดตั้ง: 3,200.00 RT PPA: 90.00 MW ESA: 28.20 MW CWSA: 475.00 RT	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 เมษายน 2556
17)	บริษัท กัลฟ์ เจพี ที แอลซี จำกัด ("GTLC")	40.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 125.80 MW ไอน้ำติดตั้ง: 15.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 36.20 MW SSA: 15.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 มีนาคม 2556
18)	บริษัท กัลฟ์ เจพี ซี อาร์เอ็น จำกัด ("GCRN")	40.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 125.90 MW ไอน้ำติดตั้ง: 15.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 25.35 MW SSA: 15.00 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 กรกฎาคม 2556
19)	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเค2 จำกัด ("GNK2")	40.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 132.40 MW ไอน้ำติดตั้ง: 10.00 TPH PPA: 90.00 MW ESA: 43.83 MW SSA: 9.10 TPH	<u>เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว</u> 1 ตุลาคม 2556

	รวม	30.00 – 70.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 2,473.84 MW ไอน้ำติดตั้ง: 317.00 TPH น้ำเย็นติดตั้ง: 3,200.00 RT PPA: 1,710.00 MW ESA: 702.75 MW SSA: 269.60 TPH CWSA: 475.00 RT	
1.3.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ			
1)	Jackson Generation (“Jackson”)	49.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 1,200.00 MW Merchant: 1,200.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว 4 พฤษภาคม 2565
2)	Duqm Integrated Power and Water Project (“DIPWP”)	49.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 326.00 MW น้ำจืดติดตั้ง: 1,667.00 m ³ /hr PWPA: 208.00 MW WT: 1,250.00 m ³ /hr WWT: 660.00 m ³ /hr	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว ไตรมาส 1 ปี 2566
	รวม	49.00	ไฟฟ้าติดตั้ง: 1,526.00 MW น้ำจืดติดตั้ง: 1,667.00 m ³ /hr Merchant: 1,200.00 MW PWPA: 208.00 MW WT: 1,250.00 m ³ /hr WWT: 660.00 m ³ /hr	
	รวมโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	30.00 – 75.00	ติดตั้ง: 14,860.44 MW ไอน้ำติดตั้ง: 317.00 TPH น้ำเย็นติดตั้ง: 3,200.00 RT น้ำจืดติดตั้ง: 1,667.00 m ³ /hr PPA: 11,850.00 MW ESA: 702.75 MW SSA: 269.60 TPH CWSA: 475.00 RT Merchant: 1,200.00 MW PWPA: 208.00 MW WT: 1,250.00 m ³ /hr WWT: 660.00 m ³ /hr	
2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน			
2.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ^{5/}			
2.1.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง พัฒนา ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP)			
1)	บริษัท บริชแอนด์ไชน่ เพาเวอร์ จำกัด (“BRSP”)	100.00	ติดตั้ง: 176.71 MW PPA: 75.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2567
2)	บริษัท บลูเวฟ เพาเวอร์ จำกัด (“BWP”)	100.00	ติดตั้ง: 176.71 MW PPA: 73.20 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2571
3)	บริษัท สยาม โซนนิ่ง เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด จำกัด (“SSE”)	100.00	ติดตั้ง: 159.47 MW PPA: 67.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2569
4)	บริษัท แสงอรุณ คลีน เอ็นเนอร์จี จำกัด (“SACE”)	100.00	ติดตั้ง: 155.16 MW PPA: 65.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย

				ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2571
5)	บริษัท เอ็นเนอร์ยี เฟิร์ส จำกัด ("EGF")	100.00	ติดตั้ง: 146.54 MW PPA: 61.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2568
6)	บริษัท แสงดี พลังงานสะอาด จำกัด ("SDCE")	100.00	ติดตั้ง: 142.23 MW PPA: 59.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2569
7)	บริษัท ดวงตะวันพลังงาน จำกัด ("DTP")	100.00	ติดตั้ง: 142.23 MW PPA: 60.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2568
8)	บริษัท พัฒนาโซลาร์ จำกัด ("SLD")	100.00	ติดตั้ง: 142.23 MW PPA: 60.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2567
9)	บริษัท อนุรักษ์ กรีน เพาเวอร์ จำกัด ("AGP")	100.00	ติดตั้ง: 107.75 MW PPA: 46.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2570
10)	บริษัท ดับเบิลคลีน เอ็นเนอร์จี จำกัด ("DCE")	100.00	ติดตั้ง: 107.75 MW PPA: 46.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2572
11)	บริษัท ชันเรย์ รีนิวเอเบิล เอ็นเนอร์จี จำกัด ("SRE")	100.00	ติดตั้ง: 107.75 MW PPA: 45.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2571
12)	บริษัท เรืองสยาม จำกัด ("RUS")	100.00	ติดตั้ง: 103.44 MW PPA: 43.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2571
13)	บริษัท ลูมินัส เอ็นเนอร์ยี จำกัด ("LNE")	100.00	ติดตั้ง: 90.61 MW PPA: 68.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2569
14)	บริษัท แสงพัฒนา พลังงาน จำกัด ("SPTP")	100.00	ติดตั้ง: 77.01 MW PPA: 58.71 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2568
15)	บริษัท แสงสยาม จำกัด ("SSY")	100.00	ติดตั้ง: 77.01 MW PPA: 55.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2571
16)	บริษัท โซลาร์ ฟอว์ ออล จำกัด ("SFA")	100.00	ติดตั้ง: 77.01 MW PPA: 58.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2571
17)	บริษัท แสงไทยพลังงาน จำกัด ("STP")	100.00	ติดตั้ง: 77.01 MW PPA: 58.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2567
18)	บริษัท พลังงานรุ่งเรือง จำกัด ("PRR")	100.00	ติดตั้ง: 72.48 MW PPA: 54.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2567
19)	บริษัท ไทยพัฒน โซลาร์ จำกัด ("TPS")	100.00	ติดตั้ง: 67.95 MW PPA: 51.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2568
20)	บริษัท สุริยาพัฒนา จำกัด ("SYP")	100.00	ติดตั้ง: 63.42 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง

			PPA: 48.00 MW	โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2568
21)	บริษัท สกาย เพาเวอร์ จำกัด (“SKP”)	100.00	ติดตั้ง: 63.42 MW PPA: 48.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2567
22)	บริษัท ปันโซลาร์ เอ็นเนอร์จี จำกัด (“PSE”)	100.00	ติดตั้ง: 58.89 MW PPA: 44.60 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2571
23)	บริษัท ราชา โซลาร์ จำกัด (“RS”)	100.00	ติดตั้ง: 49.83 MW PPA: 37.80 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2568
24)	บริษัท อีสานคลีนเพาเวอร์ จำกัด (“ICT”)	100.00	ติดตั้ง: 49.83 MW PPA: 37.80 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2568
25)	บริษัท แสงดีดลีน เพาเวอร์ จำกัด (“SCP”)	100.00	ติดตั้ง: 45.30 MW PPA: 34.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2571
	รวม	100.00	ติดตั้ง: 2,537.74 MW PPA: 1,353.11 MW	
2.1.2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ประเภทกลุ่มอื่น ๆ (Solar Rooftop – สัญญาซื้อขายไฟฟ้าเอกชน)			
1)	บริษัท กัลฟ์1 จำกัด (“GULF1”) บริษัท กัลฟ์ เอ็มพี1 จำกัด (“GMP1”) บริษัท กัลฟ์ เอ็มพี ดีเบลิวเอชเอ1 จำกัด (“GMPWHA1”) บริษัท กรีนเงิน เอ็นเนอร์จี จำกัด (“GGE”) บริษัท เอสจี โซลาร์ จำกัด (“SG Solar”) บริษัท เอจี โคราช จำกัด (“AG Korat”) บริษัท กัลฟ์ เจพี 1 จำกัด (“GJP1”)	40.00 – 100.00	ติดตั้ง: 119.00 MW/ ติดตั้ง: 506.00 MW (ส่วนที่อยู่ระหว่างการพัฒนา) PPA: 119.00 MW/ PPA: 506.00 MW (ส่วนที่อยู่ระหว่างการพัฒนา) ^{3/}	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 และอยู่ระหว่างการพัฒนา โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าในปี 2567 - 2573
	รวม	40.00 - 100.00	ติดตั้ง: 625.00 MW PPA: 625.00 MW	
	รวมโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	40.00 – 100.00	ติดตั้ง: 3,162.74 MW PPA: 1,978.11 MW	
2.2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม			
2.2.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนขนาดเล็ก (SPP)			
1)	บริษัท วินด์ ทู เพาเวอร์ จำกัด (“WTP”)	100.00	ติดตั้ง: 90.00 MW PPA: 90.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2570
2)	บริษัท ลมเพลิน จำกัด (“LPL”)	100.00	ติดตั้ง: 90.00 MW PPA: 90.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2570
3)	บริษัท วายุ เพาเวอร์ จำกัด (“WYU”)	100.00	ติดตั้ง: 78.00 MW PPA: 78.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2570
4)	บริษัท ลมรักซ์ กรีนเอ็นเนอร์จี จำกัด (“LGE1”) - โครงการ 1	100.00	ติดตั้ง: 60.00 MW PPA: 60.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2571

5)	บริษัท ลมรักซ์ กรีนเอ็นเนอร์จี จำกัด ("LGE2") - โครงการ 2	100.00	ติดตั้ง: 60.00 MW PPA: 60.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2571
6)	บริษัท พัฒนาพลังงานลม จำกัด ("WED")	50.00	ติดตั้ง: 50.00 MW (SPP) ติดตั้ง: 10.00 MW (VSPP) PPA: 50.00 MW (SPP) PPA: 10.00 MW (VSPP)	เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ มีนาคม - ธันวาคม 2559
7)	บริษัท กรีนเวชั่น เพาเวอร์ จำกัด ("GNP")	50.00	ติดตั้ง: 67.50 MW PPA: 60.00 MW	เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ 27 มีนาคม 2561
8)	บริษัท โคราชวินด์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด ("KWE")	50.00	ติดตั้ง: 50.00 MW PPA: 50.00 MW	เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ 20 มิถุนายน 2561
9)	บริษัท วาโย เพาเวอร์ จำกัด ("WYO")	100.00	ติดตั้ง: 36.00 MW PPA: 36.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้า 31 ธันวาคม 2571
	รวม	50.00 – 100.00	ติดตั้ง: 591.50 MW PPA: 584.00 MW	
2.3.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวล			
2.3.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP)			
1)	บริษัท เชียงใหม่ เวสต์ ทู เอ็นเนอร์จี จำกัด ("CMWTE")	100.00	ติดตั้ง 9.50 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
	รวม	100.00	ติดตั้ง: 9.50 MW PPA: 8.00 MW	
2.3.2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะอุตสาหกรรม ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP)			
1)	บริษัท กรีนซิน เอ็นเนอร์ยี จำกัด ("GSE")	50.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
2)	บริษัท ทอแสง เอ็นเนอร์ยี จำกัด ("TSE")	50.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
3)	บริษัท เคียงกัน เอ็นเนอร์ยี จำกัด ("KKE")	50.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
4)	บริษัท พรหมแสงดาว จำกัด ("PSD")	50.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
5)	บริษัท พรสวรรค์ พาวเวอร์ จำกัด ("PKP")	50.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
6)	บริษัท กรีนแคร์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด ("GCE")	50.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
7)	บริษัท พรสวรรค์ พาวเวอร์ จำกัด ("PFP")	50.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
8)	บริษัท มี พรึม เอ็นเนอร์ยี จำกัด ("MPE")	50.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
9)	บริษัท เดอะพรสวรรค์ พาวเวอร์ จำกัด ("TPP")	50.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
10)	บริษัท มีขวัญ พาวเวอร์ จำกัด ("MKP")	50.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
11)	บริษัท พาวเวอร์ วัตต์ 1 จำกัด ("PWW1")	34.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569

12)	บริษัท พาวเวอร์ วัตต์ 2 จำกัด ("PWW2")	34.00	ติดตั้ง 9.90 MW PPA: 8.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2569
	รวม	34.00 – 50.00	ติดตั้ง: 118.80 MW PPA: 96.00 MW	
2.3.3.	โครงการโรงงานผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม (Solid Recovered Fuel: SRF)			
1)	บริษัท เซอร์คูลาร์ แคมป์ จำกัด ("CC")	50.00	ติดตั้ง: 118.80 ตัน	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ภายในปี 2568 - 2569
	รวม	50.00	ติดตั้ง: 118.80 ตัน	
2.3.4.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากชีวมวล ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนขนาดเล็ก (SPP)			
1)	บริษัท กอล์ฟ จะนะ กรีน จำกัด ("GCG")	100.00	ติดตั้ง: 25.00 MW PPA: 20.62 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว 1 มีนาคม 2563
	รวม	100.00	ติดตั้ง: 25.00 MW PPA: 20.62 MW	
2.4.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ			
2.4.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม ที่ดำเนินการในต่างประเทศ			
1)	Borkum Riffgrund 2 Offshore Wind Farm GmbH & Co. oHG ("BKR2")	24.99	ติดตั้ง: 464.80 MW PPA: 450.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว 1 เมษายน 2562
2)	Mekong Wind Power Joint Stock Company ("MKW")	95.00	ติดตั้ง: 128.00 MW PPA: 128.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว 4 MW: เดือนตุลาคม 2564 124 MW: เดือนมิถุนายน - กรกฎาคม 2566
3)	โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม Outer Dowsing ^{4/}	24.99	ติดตั้ง: 1,500.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2574
	รวม	24.99 – 95.00	ติดตั้ง: 2,092.80 MW PPA: 578.00 MW	
2.4.2.	2.4.2 โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ			
1)	Gulf Tay Ninh 1 Joint Stock Company ("GTN1")	90.00	ติดตั้ง: 68.80 MW PPA: 48.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว 6 มีนาคม 2562
2)	Gulf Tay Ninh 2 Joint Stock Company ("GTN2")	90.00	ติดตั้ง: 50.00 MW PPA: 50.00 MW	เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว 19 เมษายน 2562
	รวม	90.00	ติดตั้ง: 118.80 MW PPA: 98.00 MW	
2.4.3.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ			
1)	Luang Prabang Power Company Limited ("LPCL")	19.99	ติดตั้ง: 1,460.00 MW PPA: 1,400.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2573
2)	Pak Beng Power Company Limited ("Pak Beng")	30.00	ติดตั้ง: 912.00 MW PPA: 897.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2576
3)	Pak Lay Power Company Limited ("Pak Lay")	34.00	ติดตั้ง: 770.00 MW PPA: 763.00 MW	อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขาย ไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2576
	รวม	19.99 – 34.00	ติดตั้ง: 3,142.00 MW PPA: 3,060.00 MW	

	รวมโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงาน หมุนเวียน	19.99 – 100.00	ติดตั้ง: 9,379.94 MW PPA: 6,413.53 MW	
--	---	-------------------	--	--

ที่มา: รายงานประจำปี 2566 และข้อมูลจาก GULF

หมายเหตุ: 1/ PPA หมายถึง กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาระหว่างโครงการโรงไฟฟ้ากับภาครัฐ เช่น กฟผ. หรือ กฟภ. หรือ การไฟฟ้าเวียดนาม (Vietnam Electricity: “EVN”) และกับภาคเอกชน

ESA หมายถึง กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาระหว่างโครงการโรงไฟฟ้ากับลูกค้าอุตสาหกรรม

SSA หมายถึง กำลังการผลิตไอน้ำตามสัญญาระหว่างโครงการโรงไฟฟ้าและลูกค้าอุตสาหกรรม

CWSA หมายถึง กำลังการผลิตน้ำเย็นตามสัญญาระหว่างโครงการโรงไฟฟ้ากับลูกค้าอุตสาหกรรม

PWPA หมายถึง กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาระหว่างโครงการโรงไฟฟ้ากับโรงกลั่นน้ำมัน Duqm Refinery and Petrochemical Industries Company (“DRPIC”)

WT หมายถึง กำลังการผลิตน้ำจืดตามสัญญาระหว่างโครงการโรงไฟฟ้ากับโรงกลั่นน้ำมัน DRPIC

WWT หมายถึง ปริมาณน้ำเสียตามสัญญาให้บริการเกี่ยวกับน้ำเสีย

2/ GSRC และ GPD เป็นโครงการโรงไฟฟ้าภายใต้บริษัทย่อย IPD ซึ่งภายใต้สัญญาแนบท้ายฉบับที่ 2 ของสัญญาร่วมทุนใน IPD ระหว่าง GULF และคู่สัญญา GULF มีสิทธิได้รับเงินปันผลจาก IPD ในจำนวนร้อยละ 75.00 ของเงินปันผลทั้งหมดที่ IPD จ่ายในแต่ละครั้ง จากสัดส่วนการถือหุ้นและสิทธิออกเสียงใน IPD ของ GULF ที่ร้อยละ 70.00 ของหุ้นที่ออกและชำระแล้วทั้งหมดใน IPD

3/ Gulf1 มีแผนการก่อสร้าง (Master plan) ซึ่งมีกำลังการผลิตที่อยู่ระหว่างขั้นตอนการเซ็นสัญญาเป็นจำนวนทั้งสิ้น 309 MW

4/ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประเมินมูลค่าด้วยวิธีมูลค่าตามบัญชี ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 ของ Maryland Investco Limited ซึ่งสะท้อนเงินลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม Outer Dowsing

ตารางรายชื่อและสัดส่วนการถือหุ้นของบริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น (Holding Company)

ชื่อบริษัท	สัดส่วนการถือหุ้นของ GULF (ร้อยละ)
บริษัทใหญ่ที่ถือหุ้นในบริษัทย่อย	
บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (“GULF”) (เฉพาะกิจการ)	
โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	
บริษัท กัลฟ์ เจพี จำกัด (“GJP”)	40.00
บริษัท อินดิเพนเดนท เพาเวอร์ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (“IPD”)	70.00
บริษัท บูรพา เพาเวอร์ โฮลดิ้ง จำกัด (“BPH”)	35.00
บริษัท กัลฟ์ เอ็มพี จำกัด (“GMP”)	70.00
Gulf Energy USA, LLC (“Gulf USA”)	100.00
Centralised Utilities Company LLC (“Marafiq”)	49.00
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	
บริษัท กัลฟ์ เวสต์ ทู เอ็นเนอร์จี โฮลดิ้งส์ จำกัด (“GWTE”)	100.00
บริษัท กัลฟ์ ไฮโดรเพาเวอร์ จำกัด (“Gulf Hydro”)	100.00
Gulf Hydropower Holdings Pte. Ltd. (“Gulf Hydro Holdings”)	100.00
บริษัท กัลฟ์ รีนิวเอเบิล เอ็นเนอร์จี จำกัด (“GRE”)	100.00
Gulf international Holding Pte. Ltd. (“GIH”)	100.00
Gulf Energy Mauritius Company Limited (“Gulf Mauritius”)	49.00
Gulf Energy (Vietnam) LLC (“GEV”)	100.00
Borkum Riffgrund 2 Investor Holding GmbH (“BKR2 Holding”)	49.99
Maryland Investco Limited (“Maryland InvestCo”)	49.99
Maryland Holdco Limited (“Maryland HoldCo”)	49.99
GT R4 Holdings Limited (“GTR4 Holdings”)	25.00
บริษัท ออล เวสต์ ทู เอ็นเนอร์จี จำกัด (“AWTE”)	100.00
บริษัท ซันเทค อินโนเวชั่น พาวเวอร์ จำกัด (“SIP”)	34.00
บริษัท กัลฟ์ โซลาร์ จำกัด (“GSL/ Gulf Solar”)	74.99
บริษัท กัลฟ์ กันกุล คอร์ปอเรชั่น จำกัด (“GGC”)	50.00
บริษัท นอร์ท อีสท์ อิเล็กทริก จำกัด (“NEE”)	100.00
บริษัท รีนิวเอเบิล คลีน เอ็นเนอร์จี (“RCE”)	100.00
บริษัท ดับบลิวเอส คลีน เทค จำกัด (“WSC”)	100.00
บริษัท พลังงานอีสาน จำกัด (“ISE”)	100.00
บริษัท ทริเปิ้ลคลีน เอ็นเนอร์จี จำกัด (“TCE”)	100.00
บริษัท บลูแอนด์กรีน เอ็นเนอร์จี จำกัด (“BGE”)	100.00

สรุปสมมติฐานที่สำคัญ

ในการประเมินมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละบริษัทที่ GULF เข้าไปลงทุนในกลุ่มไฟฟ้าโดยวิธี DCF ซึ่งสะท้อนแผนการดำเนินงานธุรกิจ ความสามารถในการทำกำไร และแนวโน้มการเติบโตนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณากำหนดสมมติฐานต่าง ๆ โดยอ้างอิงจาก 1) สมมติฐานตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือตามประกาศที่ กฟผ. กำหนด 2) สมมติฐานของ Gulf และ 3) สมมติฐานของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. อ้างอิงสมมติฐานตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือตามประกาศที่ กฟผ. กำหนด เนื่องจากเป็นข้อตกลงร่วมกันระหว่างผู้ซื้อไฟฟ้าและผู้ขายไฟฟ้าที่มีหลักฐานอ้างอิงเป็นลายลักษณ์อักษร หรือเป็นไปตามประกาศที่ กฟผ. กำหนดซึ่งมีการเปิดเผยต่อสาธารณะ โดยมีสรุปสมมติฐานหลักในการประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระที่อ้างอิงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ได้แก่

1	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	
1.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP)	
1)	รายได้	
	ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability Payments)	<ul style="list-style-type: none"> • ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าจำนวนเต็ม (Full Availability Payment: FAP) • มูลค่าเงินเพิ่มค่าระบบส่งไฟฟ้ารายเดือน (Added Facility Charge: AFC)
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา • อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate)
2)	ต้นทุนและค่าใช้จ่าย	
	ต้นทุนการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า (Power Development Fund: PDF)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า
1.2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP)	
1)	รายได้	
1.1)	รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.	
	ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน (CP₀) • อัตราแลกเปลี่ยนฐาน (FX₀) • กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน (EP₀) • ราคาก๊าซธรรมชาติฐาน (P₀) • อัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) • กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา
	ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS₀) • ดัชนีที่ใช้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปรมาณู (PES_t) • กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา
	เงินชดเชยต้นทุนการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า (Power Development Fund: PDF)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า
1.2)	รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	
	รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> • กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา
1.3)	รายได้จากการจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	

	รายได้จากการจำหน่ายไอน้ำ	<ul style="list-style-type: none"> ปริมาณไอน้ำตามสัญญาซื้อขายไอน้ำ
1.4)	รายได้จากการจำหน่ายน้ำเย็นให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	
	รายได้จากการจำหน่ายน้ำเย็น	<ul style="list-style-type: none"> ปริมาณน้ำเย็นตามสัญญา
1.3.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ	
1)	รายได้	
1.1)	โครงการโรงไฟฟ้า Jackson	
	ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)	<ul style="list-style-type: none"> กำลังการผลิตติดตั้ง
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)	<ul style="list-style-type: none"> กำลังการผลิตติดตั้ง
1.2)	โครงการโรงไฟฟ้า DIPWP	
	ค่าความพร้อม (Capacity Payment)	<ul style="list-style-type: none"> อัตราค่าความพร้อม กำลังการผลิตตามสัญญา
	ค่าพลังงาน (Energy Payment)	<ul style="list-style-type: none"> อัตราผันแปร กำลังการผลิตตามสัญญา
2)	ต้นทุนและค่าใช้จ่าย	
2.1)	โครงการโรงไฟฟ้า Jackson	
	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	<ul style="list-style-type: none"> กำลังการผลิตติดตั้ง
2.1)	โครงการโรงไฟฟ้า DIPWP	
	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	<ul style="list-style-type: none"> อัตราค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) กำลังการผลิตตามสัญญา
2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	
2.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในประเทศ	
1)	รายได้	
	อัตราค่าไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> อัตราค่าไฟฟ้า (Feed-in Tariff) อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง
	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง
	รายได้จากการผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม	<ul style="list-style-type: none"> ราคาขายเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม
	รายได้อื่น	<ul style="list-style-type: none"> รายได้จากการรับกำจัดขยะมูลฝอย (Tipping fee) รายได้ส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าพลังงานลม (Adder)
2.2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ	
1)	รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> อัตราค่าไฟฟ้า (Tariff)

2. อ้างอิงสมมติฐานของ GULF เนื่องจากเป็นไปตามแผนการเปิดดำเนินงานหรือแผนการปิดซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าของ Gulf รวมถึงเป็นสมมติฐานที่มีการใช้ความชำนาญเฉพาะด้านของ GULF โดยมีสรุปสมมติฐานหลักในการประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระที่อ้างอิงตามสมมติฐานของ GULF ได้แก่

1	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	
1.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP)	
1)	รายได้	
	ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability Payments)	<ul style="list-style-type: none"> ค่าความพร้อมจ่ายที่ลดลง (Deduction for Reduced Availability: DED)
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)	<ul style="list-style-type: none"> ดัชนีความพร้อม

		<ul style="list-style-type: none"> • อัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Rate) • Start-Up Fuel Payment TDC Payment VOM Payment
2)	ต้นทุนและค่าใช้จ่าย	
	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Rate)
	ต้นทุนค่าบริการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (TDC Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • ค่าบริการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (TDC Payment)
1.2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP)	
1)	รายได้	
1.1)	รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.	
	ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • ดัชนีความพร้อม
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • ดัชนีความพร้อม
	ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • ดัชนีความพร้อม
1.2)	รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่อุตสาหกรรม	
	รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> • ดัชนีความพร้อม
1.3.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ	
1)	รายได้	
1.1)	โครงการโรงไฟฟ้า DIPWP	
	ค่าพลังงาน (Energy Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Factor)
2)	ต้นทุนและค่าใช้จ่าย	
2.1)	โครงการโรงไฟฟ้า DIPWP	
	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate) • อัตราการเสื่อมประสิทธิภาพ (Degradation Rate) • อัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Factor)
2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	
2.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในประเทศ	
1)	รายได้	
1.1)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราส่วนสมรรถภาพ (Capacity factor)
	รายได้จากการผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม	<ul style="list-style-type: none"> • ปริมาณเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม
2)	ต้นทุนและค่าใช้จ่าย	
	ต้นทุนของ EPC และ Solar PV Panel	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราส่วนต้นทุนต่อรายได้ของ EPC และ Solar PV Panel
2.2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ	
1)	รายได้	
	รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราส่วนสมรรถภาพ (Capacity factor) สำหรับ MKW

3. อ้างอิงสมมติฐานของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะนำข้อมูลผลการดำเนินงานย้อนหลัง ข้อมูลงบการเงิน หรือข้อมูลภายในที่ได้รับจาก GULF หรือข้อมูลของ GULF ที่เปิดเผยต่อสาธารณะ มาใช้ประกอบการประมาณการสมมติฐานต่าง ๆ ของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ โดยมีสรุปสมมติฐานหลักที่อ้างอิงตามประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ได้แก่

4.

1	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	
1.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP)	
1)	รายได้	
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate)
2)	ต้นทุนและค่าใช้จ่าย	
	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) • อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate) • อัตราการเสื่อมประสิทธิภาพ (Degradation Rate)
	ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร	• อัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อรายได้
	ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่	• อัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ต่อ MW
	ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร	• อัตราส่วนค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหารต่อ MW
1.2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP)	
1)	รายได้	
1.1)	รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.	
	ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP_f) • อัตราแลกเปลี่ยน (FX_r)
	ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP_f) • ราคาก๊าซธรรมชาติ (Pt) • อัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Rate)
	ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving Payment)	• อัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Rate)
1.2)	รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	
	รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า	• อัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Rate)
1.3)	รายได้จากการจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	
	รายได้จากการจำหน่ายไอน้ำ	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าไอน้ำ (Steam Price) • อัตราการจ่ายไอน้ำ (Dispatch Rate)
1.4)	รายได้จากการจำหน่ายน้ำเย็นให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	
	รายได้จากการจำหน่ายน้ำเย็น	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าน้ำเย็น • อัตราการจ่ายน้ำเย็น (Dispatch Rate)
2)	ต้นทุนและค่าใช้จ่าย	
	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) • อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate) • อัตราการเสื่อมประสิทธิภาพ (Degradation Rate)
	ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร	• อัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อรายได้
	ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่	• อัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ต่อ MW
	ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร	• อัตราส่วนค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหารต่อ MW
1.3.	โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ	
1)	รายได้	
1.1)	โครงการโรงไฟฟ้า Jackson	
	ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP_f) • อัตรากำลังผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor)

	ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) • อัตราการใช้ความร้อนของตลาด • อัตรากำลังผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor)
	รายได้เสริม (Ancillary Service Revenue)	<ul style="list-style-type: none"> • รายได้เสริมจากรายได้เสริมเฉลี่ย
1.1)	โครงการโรงไฟฟ้า DIPWP	
	ค่าพลังงาน (Energy Payment)	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) • อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate) • อัตราการเสื่อมประสิทธิภาพ (Degradation Rate)
2)	ต้นทุนและค่าใช้จ่าย	
2.1)	โครงการโรงไฟฟ้า Jackson	
	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) • อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate) • อัตราการเสื่อมประสิทธิภาพ (Degradation Rate) • อัตรากำลังผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor)
	ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อรายได้
	ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ต่อ MW
2.2)	โครงการโรงไฟฟ้า DIPWP	
	ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อรายได้
	ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ต่อ MW
2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	
2.1.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในประเทศ	
1)	รายได้	
	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> • จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี
2)	ต้นทุน	
	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปร	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง • อัตราส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปรต่อรายได้จากการผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม
	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่	<ul style="list-style-type: none"> • ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่
	ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	<ul style="list-style-type: none"> • ค่าใช้จ่ายในการบริหาร
2.2.	โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ	
1)	รายได้	
	รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> • กำลังการผลิตติดตั้ง • จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี • อัตราส่วนสมรรถภาพ (Capacity factor) สำหรับทุกโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ นอกเหนือจาก MKW
	รายได้อื่น	<ul style="list-style-type: none"> • รายได้อื่น
2)	ต้นทุนและค่าใช้จ่าย	
	ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง
	ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่	<ul style="list-style-type: none"> • ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่

3. บริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น (Holding Company)		
1)	รายได้	
	รายได้จากการบริหารจัดการ	<ul style="list-style-type: none"> • รายได้จากการบริหารจัดการ (Management fee)
	รายได้อื่น	<ul style="list-style-type: none"> • รายได้ดอกเบี้ย
2)	ต้นทุน	
	ต้นทุนจากการบริหารจัดการ	<ul style="list-style-type: none"> • อัตราส่วนต้นทุนจากการบริหารจัดการต่อรายได้จากการบริหารจัดการ
	ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	<ul style="list-style-type: none"> • ค่าใช้จ่ายในการบริหาร
	ค่าใช้จ่ายอื่น	<ul style="list-style-type: none"> • ค่าใช้จ่ายอื่น

6.1.1. โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ

โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติภายใต้ GULF สามารถแบ่งตามลักษณะสัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้เป็น 3 ประเภท ได้แก่ 1) โรงไฟฟ้าประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) 2) โรงไฟฟ้าประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และ 3) โรงไฟฟ้าที่ดำเนินการในต่างประเทศ โดยมีรายละเอียดดังนี้

6.1.1.1 โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP)

ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 GULF ได้ลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) คิดเป็นกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาที่เปิดดำเนินการแล้วจำนวนทั้งสิ้น 8,275 MW และอยู่ระหว่างการพัฒนาอีก 1,865 MW ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังต่อไปนี้

1. สมมติฐานรายได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะรายได้แต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 1.1) รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และ 1.2) รายได้อื่น ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1.1) รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยอ้างอิงจากข้อกำหนดและเงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) และ กฟผ. ซึ่งมีการกำหนดค่าตอบแทนที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ประกอบด้วย 1) ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability Payments) และ 2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payments) ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

(1) ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability Payments)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะได้รับค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าจาก กฟผ. สำหรับการจัดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาเพื่อพร้อมจ่ายให้แก่ กฟผ. โดยค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าครอบคลุมถึงต้นทุนการดำเนินงานและซ่อมบำรุงคงที่ (Fixed Operating and Maintenance Cost) การชำระเงินต้นและดอกเบี้ย (Debt Servicing Expenses) และผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น (Return on Equity) ตามที่สัญญากำหนด โดยตลอดระยะเวลาที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้จัดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อพร้อมจ่ายให้แก่ กฟผ. และปฏิบัติให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะได้รับค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าจาก กฟผ. โดยไม่คำนึงว่าจะได้มีการจ่ายไฟฟ้าจริงให้แก่ กฟผ. หรือไม่ โดยมีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$AP_m = \sum_{gm} FAP_{gx} - \sum_m DED_{gx} + AFC_n$$

โดยที่:

AP_m = ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (ล้านบาท)

$\sum_{gm} FAP_{gx}$ = ผลรวมของค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าจำนวนเต็ม (Full Availability Payment) (ล้านบาท) ซึ่งคำนวณจากค่าเครดิตความพร้อมจ่ายพื้นฐาน (Base Availability Credit: BAC) และพลังไฟฟ้าตามสัญญาที่ผลิตได้จริง (Dependable Contracted Capacity: DCC) โดยอ้างอิงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท

และ กฟผ. และกำหนดให้ค่าดัชนีราคาผู้บริโภคในประเทศเติบโตในอัตราร้อยละ 2.00 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

$\sum_m DED_{gx}$ = ผลรวมของจำนวนค่าปรับทั้งหมดจากค่าความพร้อมจ่ายที่ลดลง (Deduction for Reduced Availability) การแจ้งภายในระยะเวลาสั้น (Short Notice) และความล้มเหลวในการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Failure) (ล้านบาท) โดยอ้างอิงจากการประมาณการของ GULF ซึ่งสะท้อนแผนการดำเนินงาน รวมถึงแผนการซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้าแต่ละโครงการ

AFC_n = มูลค่าเงินเพิ่มค่าระบบส่งไฟฟ้ารายเดือน (Added Facility Charge) (ล้านบาท) โดยที่อ้างอิงค่า AFC จากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กฟผ.

โดยมีมูลค่าตัวแปรแต่ละโครงการในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท IPP มีรายละเอียดโดยสรุป ดังนี้

ตารางประมาณการค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
FAP (ล้านบาท)	2,369.97 - 9,175.79	4,189.58 - 9,245.90	4,221.11 - 9,256.84	4,276.47 - 9,229.27	3,570.76 - 9,271.15	3,930.13 - 8,921.89
DED (ล้านบาท)	13.37 - 227.28	22.51 - 145.00	28.41 - 145.39	26.04 - 160.05	25.62 - 159.14	25.44 - 131.85
AFC (ล้านบาท)	62.64 - 158.78	62.64 - 158.78	62.64 - 158.78	62.64 - 158.78	62.64 - 158.78	62.64 - 158.78

หน่วย: ล้านบาท	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
FAP (ล้านบาท)	3,665.29 - 8,594.98	3,541.02 - 8,926.74	4,173.40 - 8,556.86	3,468.50 - 7,920.53	3,151.66 - 8,116.03
DED (ล้านบาท)	31.83 - 326.93	18.81 - 49.72	22.77 - 47.93	23.08 - 198.26	17.47 - 232.27
AFC (ล้านบาท)	62.64 - 158.78	62.64 - 158.78	62.64 - 158.78	62.64 - 158.78	62.64 - 158.78

ที่มา: สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กฟผ. (PPA) ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

(2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. ซึ่งครอบคลุม

1) ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Payment) และ 2) ค่าดำเนินงานของโครงการ โดยมีรายละเอียดโดยสรุป ดังนี้

■ ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Payment)

ค่าเชื้อเพลิง = อัตราค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) x อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate) x ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง

โดยที่:

อัตราค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) = ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท/ MMBTU) โดยอ้างอิงจากวัฏจักรราคา ก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ซึ่งอยู่ระหว่างเดือนตุลาคม ปี 2563 ถึง เดือนเมษายน ปี 2567 ตลอดช่วงประมาณการ มีค่าเท่ากับ 354.47 บาท/

MMBTU รวมถึงอัตราค่าบริการที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาก๊าซธรรมชาติ มีค่าเท่ากับ 4.94 บาท/ MMBTU ซึ่งอ้างอิงจากประกาศของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate) = อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (BTU/ kWh) โดยอ้างอิงจากอัตราการใช้ความร้อนสุทธิที่กำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กกพ.

ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง = ปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจ่ายจริงให้แก่ กกพ. (GWh) โดยที่คำนวณจากปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนพร้อมจ่ายคูณด้วยอัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Rate) โดยอ้างอิงจากประมาณการของ GULF ซึ่งมีความสอดคล้องกับประมาณการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของ กกพ.

โดยมีมูลค่าตัวแปรแต่ละโครงการในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท IPP มีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการค่าเชื้อเพลิง ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
อัตราค่าเชื้อเพลิง (บาท/ MMBTU)	359.41	359.41	359.41	359.41	359.41	359.41
ปริมาณไฟฟ้าที่พร้อมจ่าย (GWh)	5,018.30 - 20,852.50	11,610.20 - 20,762.50	11,610.20 - 20,852.50	11,459.00 - 20,762.50	11,221.85 - 20,567.50	11,610.20 - 20,762.50
อัตราการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ)	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
อัตราค่าเชื้อเพลิง (บาท/ MMBTU)	359.41	359.41	359.41	359.41	359.41
ปริมาณไฟฟ้าที่พร้อมจ่าย (GWh)	11,459.00 - 20,852.50	11,207.00 - 20,762.50	11,828.60 - 20,852.50	11,677.40 - 20,762.50	11,425.40 - 20,567.50
อัตราการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ)	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45

ที่มา: สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กกพ. (PPA) ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

■ ค่าดำเนินงานของโครงการ

ค่าดำเนินงานของโครงการ ประกอบด้วย 1) ค่าเชื้อเพลิงเริ่มต้น (Start-Up Fuel Payment) 2) ค่าบริการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (TDC Payment) และ 3) ค่าดำเนินงานและซ่อมบำรุงผันแปร (Variable Operating and Maintenance Payment) โดยที่อ้างอิงค่าดำเนินงานของโครงการจากการประมาณการของ GULF ซึ่งสะท้อนแผนการดำเนินงาน รวมถึงแผนการซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้าแต่ละโครงการ โดยมีรายละเอียดดังนี้

โดยมีมูลค่าตัวแปรแต่ละโครงการในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท IPP มีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการค่าดำเนินงานของโครงการ ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

หน่วย: ล้านบาท	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
Start-Up Fuel Payment	3.62 - 31.29	4.41 - 31.93	4.50 - 32.57	4.59 - 33.23	4.69 - 33.91	4.79 - 34.59
TDC Payment	1,028.50 - 1,626.44	960.53 - 1,626.44	960.53 - 1,626.44	960.53 - 1,626.44	960.53 - 1,626.44	960.53 - 1,626.44
VOM Payment	81.20 - 407.04	122.26 - 413.39	132.76 - 423.38	133.77 - 429.99	141.80 - 434.57	137.46 - 447.47

หน่วย: ล้านบาท	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
Start-Up Fuel Payment	4.89 - 35.29	4.99 - 36.00	5.09 - 36.72	5.20 - 37.46	5.30 - 38.21
TDC Payment	960.53 - 1,626.44	960.53 - 1,626.44	960.53 - 1,626.44	960.53 - 1,626.44	960.53 - 1,626.44
VOM Payment	134.99 - 458.39	145.15 - 465.54	145.88 - 476.80	150.65 - 484.23	157.43 - 489.40

ที่มา: ประมาณการโดย GULF

1.2) รายได้อื่น

รายได้อื่น ประกอบด้วย รายได้ดอกเบี้ย โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ดอกเบี้ยจากรายได้ดอกเบี้ยเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 โดยรายได้ดอกเบี้ยของแต่ละบริษัทในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท IPP มีค่าอยู่ในช่วง 11.13 - 63.89 ล้านบาท ตลอดช่วงประมาณการ

2. สมมติฐานต้นทุนและค่าใช้จ่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่าย โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะต้นทุน และค่าใช้จ่ายแต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 2.1) ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง 2.2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร 2.3) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ และ 2.4) ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

2.1) ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง

ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของแต่ละบริษัท ประกอบด้วย 1) ต้นทุนวัตถุดิบค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost) 2) ต้นทุนค่าบริการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (TDC Payment) และ 3) ต้นทุนการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า (Power Development Fund: PDF)

(1) ต้นทุนวัตถุดิบค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost)

$$\text{ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง} = \text{ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate)} \times \text{อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate)} \times \text{ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง}$$

โดยที่:

ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) = ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท/ MMBTU) โดยอ้างอิงจากวัฏจักรราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ซึ่งอยู่ระหว่างเดือนตุลาคม ปี 2563 ถึง เดือนเมษายน ปี 2567 ตลอดช่วงประมาณการ มีค่าเท่ากับ 354.47 บาท/ MMBTU รวมถึงอัตราค่าบริการที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาก๊าซ

ธรรมชาติ มีค่าเท่ากับ 4.94 บาท/ MMBTU ซึ่งอ้างอิงจากประกาศของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate) = อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (BTU/ kWh) โดยประมาณการอัตราการใช้ความร้อนสุทธิสำหรับปี 2567 จากอัตราการใช้ความร้อนสุทธิเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 และที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณการอัตราการเสื่อมประสิทธิภาพ (Degradation Rate) ของอัตราการใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงตามข้อมูลที่ได้รับจาก GULF

ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง = ปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจ่ายจริงให้แก่ กกพ. (GWh) โดยที่คำนวณจาก ปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนพร้อมจ่ายคูณด้วยอัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Rate) อ้างอิงจากประมาณการของ GULF ซึ่งมีความสอดคล้องกับประมาณการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของ กกพ.

ตารางประมาณการต้นทุนวัตถุดิบค่าเชื้อเพลิง ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
อัตราค่าเชื้อเพลิง (บาท/ MMBTU)	359.41	359.41	359.41	359.41	359.41	359.41
อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (BTU/ kWh)	6,172.69 - 7,111.34	6,172.69 - 7,121.29	6,172.69 - 7,131.26	6,172.69 - 7,141.25	6,172.69 - 7,151.24	6,172.69 - 7,161.25
ปริมาณไฟฟ้าที่พร้อมจ่าย (GWh)	5,018.30 - 20,852.50	11,610.20 - 20,762.50	11,610.20 - 20,852.50	11,459.00 - 20,762.50	11,221.85 - 20,567.50	11,610.20 - 20,762.50
อัตราการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ)	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
อัตราค่าเชื้อเพลิง (บาท/MMBTU)	359.41	359.41	359.41	359.41	359.41
อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (BTU/ kWh)	6,172.69 - 7,171.28	6,172.69 - 7,181.32	6,172.69 - 7,191.37	6,172.69 - 7,201.44	6,172.69 - 7,211.52
ปริมาณไฟฟ้าที่พร้อมจ่าย (GWh)	11,459.00 - 20,852.50	11,207.00 - 20,762.50	11,828.60 - 20,852.50	11,677.40 - 20,762.50	11,425.40 - 20,567.50
อัตราการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ)	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45	10.00 - 92.45

ที่มา: ประมาณการโดย GULF และ ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

(2) ต้นทุนค่าบริการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (TDC Payment)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระอ้างอิงต้นทุนค่าบริการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (TDC Payment) ของแต่ละบริษัท ในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท IPP โดยอ้างอิงจากการประมาณการของ GULF มีค่าเท่ากับ 960.53 - 1,626.44 ล้านบาท ในช่วงประมาณการ ซึ่งมีค่าเท่ากับรายได้ค่าบริการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (TDC Payment)

(3) ต้นทุนการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า (Power Development Fund: PDF)

ผู้ประกอบการพลังงานทุกรายมีหน้าที่ต้องนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เพื่อพัฒนาและฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า โดยตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน มีอัตราการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าเท่ากับ 0.01 บาทต่อ kWh ต่อเดือน

2.2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร ประกอบไปด้วย ค่าน้ำ ค่าสารเคมี และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรอื่น ๆ โดยประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อรายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 0.03 - 0.53 ตลอดช่วงประมาณการ

2.3) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ ประกอบไปด้วย 1) ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน 2) ค่าซ่อมบำรุง 3) ค่าประกันภัย และ 4) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่อื่น ๆ โดยประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ต่อ MW เฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 0.18 - 0.75 ล้านบาท/ MW และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานมีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 5.00 ต่อปี ตลอดช่วงประมาณการ ซึ่งเป็นไปตามการปฏิบัติทั่วไป (General Practice) ของค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับผลประโยชน์พนักงานสำหรับบริษัทเอกชน (“การปฏิบัติทั่วไป”) และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่อื่น ๆ มีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี ตลอดช่วงประมาณการ โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

2.4) ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหารต่อ MW เฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 มีค่าอยู่ในช่วง 0.08 - 0.19 ล้านบาท/ MW และกำหนดให้มีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี ตลอดช่วงประมาณการ โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

3. สมมติฐานค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการภาษีเงินได้นิติบุคคล โดยอ้างอิงสิทธิประโยชน์ภาษีที่แต่ละบริษัทได้รับจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment: BOI) เป็นระยะเวลา 3 - 13 ปี และภายหลังจากระยะเวลาที่ได้รับสิทธิประโยชน์สูงสุดแล้ว ได้กำหนดให้อัตรากำไรสุทธิได้นิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20.00

4. สมมติฐานเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินทุนหมุนเวียน โดยอ้างอิงจากระยะเวลาการเก็บหนี้ ระยะเวลากลับสินค้า ระยะเวลากำรชาระหนี้เฉลี่ย 3 ปีย้อนหลังของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระยะเวลาการเก็บหนี้เฉลี่ยของแต่ละโครงการ อยู่ในช่วง 58 – 95 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการเก็บสินค้าเฉลี่ยของแต่ละโครงการ อยู่ในช่วง 26 – 36 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการชำระหนี้เฉลี่ยของแต่ละโครงการ อยู่ในช่วง 20 – 59 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

5. สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการลงทุน (CAPEX)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินลงทุน โดยอ้างอิงค่าใช้จ่ายในการลงทุนเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 รวมถึงแผนการลงทุนในอนาคตของ GULF ซึ่งได้มีการทำสัญญาจัดหาอะไหล่ และการซ่อมบำรุงระยะยาว (Long Term Services Agreement: LTSA หรือ Long Term Parts Agreement: LTPA) สำหรับแต่ละบริษัท ซึ่งครอบคลุมสำหรับค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงแล้ว โดยมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุน ตั้งแต่ปี 2564A – 2566A และ 2567F – 2577F

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	1.53 – 11,244.73	35.54 – 9,466.7	79.3 – 10,984.37	73.71 – 6,042.91	52.32 – 11,442.73	52.32 – 356.93	52.32 – 146.05

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	52.32 – 303.01	52.32 – 95.09	52.32 – 154.37	73.71 – 397.39	73.71 – 341.77	73.71 – 101.69	73.71 – 253.76

ที่มา: งบการเงินปี 2564 – 2566 ของแต่ละบริษัท ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

6. สมมติฐานค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้การคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ และค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนของแต่ละบริษัท เป็นอัตราคงที่ตามวิธีเส้นตรง (Straight-Line) โดยกำหนดอายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

ตารางสมมติฐานการคิดค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

สินทรัพย์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	อายุการใช้งาน (ปี) ^{1/}
อาคาร	20
โรงไฟฟ้า เครื่องจักร และอุปกรณ์	5 – 25
เครื่องมือ และอุปกรณ์	5
เครื่องตกแต่ง และติดตั้ง และอุปกรณ์สำนักงาน	5
ยานพาหนะ	5
สินทรัพย์สิทธิการใช้	25
คอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์	3 – 10

หมายเหตุ: 1/ อายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท อ้างอิงจากหมายเหตุประกอบงบการเงิน ณ ปี 2566

7. อัตราคิดลด (Discount Rate)

ในการกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ WACC ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของ K_e กับ K_d ปรับด้วยผลประโยชน์ทางภาษีจากการจ่ายดอกเบี้ย ถ่วงน้ำหนักด้วย W_e และ W_d โดยมีสูตรการคำนวณดังต่อไปนี้

การคำนวณหา WACC

WACC	=	$K_e \times W_e + K_d \times (1 - T) \times W_d$ = ร้อยละ 4.91 – 6.00
โดยที่		
K_e	=	ร้อยละ 9.67
K_d	=	ร้อยละ 3.30 – 5.30 อ้างอิงจากอัตราการจ่ายดอกเบี้ยจริงต่อหนี้สินที่มีดอกเบี้ยเฉลี่ยในปี 2566
Tax Rate (T)	=	ร้อยละ 20.00
W_e	=	ร้อยละ 32.30 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท
W_d	=	ร้อยละ 67.70 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท

การคำนวณหา K_e

K_e	=	$R_f + \beta \times (R_m - R_f)$ = ร้อยละ 9.67
โดยที่		
Risk Free Rate (R_f)	=	ร้อยละ 2.90 อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 15 ปี ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567
Market Return (R_m)	=	ร้อยละ 9.23 อ้างอิงข้อมูลจากผลตอบแทนการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ (SET Total Return Index: SET TRI Index) ย้อนหลัง 15 ปี นับตั้งแต่ 16 กรกฎาคม 2567
Levered Beta (β)	=	1.07 เท่า โดยคำนวณจาก Levered Beta ของบริษัทที่ประกอบธุรกิจประเภทเดียวกัน หรือใกล้เคียงกับโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ หรือมีรายได้จากการประกอบธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก และเป็นบริษัทที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เฉลี่ยย้อนหลัง 15 ปี (ข้อมูลจาก Bloomberg Terminal) เพื่อใช้ในการคำนวณ K_e มีค่าอยู่ในช่วง 0.69 – 1.20 อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาใช้ Unlevered Beta เนื่องจากต้องการลดผลกระทบจากโครงสร้างทางการเงินที่แตกต่างกันของแต่ละบริษัทที่ประกอบธุรกิจใกล้เคียงกัน ซึ่งมีการพิจารณา Levered Beta และโครงสร้างทางการเงินของแต่ละบริษัท โดยปรับปรุงให้เป็น Unlevered Beta ซึ่งมีสูตรคำนวณดังนี้ Unlevered Beta

= Levered Beta / (1 + ((1-t) x (D/E))) จากนั้นจึงได้ปรับปรุง Unlevered Beta เป็น Levered Beta โดยอ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายระยะยาวของแต่ละบริษัท ซึ่งมีสูตรคำนวณดังนี้

$$\text{Levered Beta} = \text{Unlevered Beta} \times (1 + (1-t)(D/E))$$

ตารางข้อมูลบริษัทที่ประกอบธุรกิจที่ใกล้เคียงกัน

บริษัท	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศ	รายได้ย้อนหลัง 12 เดือน (ล้านบาท)	มูลค่าหลักทรัพย์ (ล้านบาท)
GULF	ประกอบธุรกิจหลัก ได้แก่ 1) ธุรกิจพลังงาน ซึ่งประกอบด้วยธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ และธุรกิจให้บริการที่เกี่ยวข้องของกลุ่มบริษัทฯ ธุรกิจพลังงานหมุนเวียน และธุรกิจก๊าซ 2) ธุรกิจโครงสร้างพื้นฐาน และสาธารณูปโภค และ 3) ธุรกิจดิจิทัล	ไทย	119,240.51	495,725.58
GPSC	ประกอบธุรกิจหลักในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ใอน้ำ และสาธารณูปโภคต่าง ๆ รวมถึงดำเนินธุรกิจในการเข้าถือหุ้นในบริษัทที่ประกอบธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า ใอน้ำ สาธารณูปโภคต่าง ๆ รวมถึงธุรกิจ New S-curve ทั้งใน และต่างประเทศ	ไทย	86,170.66	116,313.83
BGRIM	ประกอบธุรกิจหลักด้านการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า ใอน้ำ และธุรกิจที่เกี่ยวข้องทั้งในประเทศ และต่างประเทศ	ไทย	55,529.35	58,655.25
RATCH	ประกอบธุรกิจพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงหลักประเภทต่าง ๆ โครงการพลังงานทดแทน ตลอดจนธุรกิจเกี่ยวเนื่องกับการผลิตไฟฟ้า และธุรกิจพลังงานด้านอื่น ๆ ทั้งในประเทศ และต่างประเทศ	ไทย	38,010.24	60,900.00

ที่มา: Bloomberg Terminal ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

ตารางข้อมูลบริษัทที่ประกอบธุรกิจที่ใกล้เคียงกัน

บริษัท	15Y Beta (เท่า)	D/E (เท่า)	Tax (ร้อยละ)	Unlevered Beta ^{1/} (เท่า)
GULF	1.11	1.95	4.01	0.39
GPSC	1.20	1.25	10.55	0.57
BGRIM	1.20	2.12	7.29	0.41
RATCH	0.69	0.88	14.73	0.39
ค่ามัธยฐาน				0.40

หมายเหตุ: 1/ Unlevered Beta เป็นการคำนวณเพื่อลดผลกระทบจากโครงสร้างทางการเงินที่แตกต่างกันของแต่ละบริษัท

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณ WACC ของแต่ละบริษัท ในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท IPP ตามโครงสร้างทางการเงินของ GULF มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 4.91 – 6.00

8. มูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	4,450.00	5,700.00	6,950.00	8,900.00	9,600.00	9,600.00	9,600.00
รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.	16,100.71	39,759.33	60,846.60	84,359.02	100,130.71	100,141.14	99,472.26
รายได้อื่น	8.54	32.67	197.46	100.99	110.38	110.38	110.38
รายได้รวม	16,109.25	39,792.00	61,044.06	84,460.02	100,241.09	100,251.52	99,582.64
ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	(9,734.14)	(28,166.37)	(46,910.35)	(65,415.10)	(78,025.19)	(78,011.15)	(77,658.15)
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอื่น ๆ	0.46	0.71	(173.17)	(344.45)	(2,518.26)	(2,567.83)	(2,618.22)
ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร	(232.04)	(276.81)	(335.50)	(737.38)	(719.01)	(733.39)	(748.06)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	(1,607.03)	(2,195.81)	(2,868.82)	(4,481.69)	(4,623.42)	(4,637.20)	(4,646.24)
ค่าใช้จ่ายรวม	(11,572.76)	(30,638.27)	(50,287.85)	(70,978.62)	(85,885.88)	(85,949.57)	(85,670.67)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	4,536.49	9,153.73	10,756.22	13,481.40	14,355.20	14,301.95	13,911.97

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	9,600.00	9,600.00	9,600.00	9,600.00	9,600.00	9,600.00	9,600.00
รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.	98,451.12	98,710.68	97,934.94	98,067.33	98,281.26	96,877.50	96,466.47
รายได้อื่น	110.38	110.38	110.38	110.38	110.38	110.38	110.38
รายได้รวม	98,561.50	98,821.06	98,045.32	98,177.71	98,391.64	96,987.88	96,576.85
ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	(77,474.89)	(77,742.60)	(77,741.20)	(77,870.81)	(78,214.21)	(77,931.41)	(77,592.06)
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอื่น ๆ	(2,670.20)	(2,730.07)	(2,786.63)	(2,844.08)	(2,904.92)	(2,963.82)	(3,027.84)
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	(763.02)	(778.28)	(793.85)	(809.73)	(825.92)	(842.44)	(859.29)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	(4,657.79)	(4,666.01)	(4,675.19)	(4,689.01)	(4,704.28)	(4,713.30)	(4,725.72)
ค่าใช้จ่ายรวม	(85,565.90)	(85,916.97)	(85,996.87)	(86,213.63)	(86,649.33)	(86,450.97)	(86,204.91)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	12,995.60	12,904.09	12,048.45	11,964.08	11,742.31	10,536.91	10,371.94

ที่มา: ผลรวมของรายได้และค่าใช้จ่าย ตามงบการเงินปี 2564 - 2566 ของแต่ละบริษัทตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการกระแสเงินสดอิสระของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

**ตารางการประมาณการทางการเงินของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ
ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF**

หน่วย: ล้านบาท	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
EBIT x (1 – Tax Rate)	11,400.11	13,903.32	13,838.42	13,182.68	12,123.98	11,275.82
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(6,431.85)	(3,121.95)	(2.41)	145.83	267.35	(120.16)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	4,481.69	4,623.42	4,637.20	4,646.24	4,657.79	4,666.01
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	9,449.95	15,404.80	18,473.21	17,974.75	17,049.12	15,821.67
เงินลงทุน	(6,925.73)	(6,146.11)	(344.43)	(226.03)	(288.81)	(205.64)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(6,925.73)	(6,146.11)	(344.43)	(226.03)	(288.81)	(205.64)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิของบริษัท BPP ^{1/}	-	(1,844.84)	(1,844.84)	419.84	419.84	419.84
กระแสเงินสดอิสระสุทธิของกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท IPP	2,524.22	7,413.85	16,283.95	18,168.56	17,180.15	16,035.86

หน่วย: ล้านบาท	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
EBIT x (1 – Tax Rate)	10,384.43	10,060.21	9,853.12	8,838.48	8,717.59
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	163.21	8.17	16.56	232.54	81.53
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	4,675.19	4,689.01	4,704.28	4,713.30	4,725.72
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	15,222.84	14,757.40	14,573.96	13,784.31	13,524.83
เงินลงทุน	(229.35)	(345.55)	(381.76)	(225.39)	(310.46)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(229.35)	(345.55)	(381.76)	(225.39)	(310.46)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิของบริษัท BPP ^{1/}	419.84	419.84	419.84	419.84	419.84
กระแสเงินสดอิสระสุทธิของกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท IPP	15,413.32	14,831.69	14,612.03	13,978.76	13,634.21

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: 1/ GULF มีแผนเปิดดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) โครงการใหม่ ได้แก่ บริษัท BPP ซึ่งมีกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าในปี 2570 อย่างไรก็ตาม เนื่องจากข้อจำกัดด้านข้อมูล ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้ทำการประมาณการค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) โดยอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้นเฉลี่ยของโรงไฟฟ้ากลุ่ม IPP ในอดีต และได้ประมาณการกระแสเงินสดสุทธิของ BPP จากกระแสเงินสดสุทธิต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาเฉลี่ยตลอดอายุโครงการของโรงไฟฟ้ากลุ่ม IPP ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว ได้แก่ GSRC GPD GUT GNS และ HKP ซึ่งมีค่าเท่ากับ 2.23 ล้านบาทต่อ MW

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เนื่องจากมีความเชื่อว่าธุรกิจจะดำเนินงานอย่างต่อเนื่องภายหลังจากระยะเวลาการประมาณการ ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้นำมูลค่าสุดท้ายมาใช้ประกอบการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดแต่ละปี เพื่อสะท้อนมูลค่าธุรกิจที่มีการดำเนินกิจการต่อไปอย่างต่อเนื่องหลังจากระยะเวลาการประมาณการ โดยมูลค่าสุดท้าย คือมูลค่ากระแสเงินสดภายหลังจากระยะเวลาประมาณการ อย่างไรก็ตาม โครงการโรงไฟฟ้าเป็นธุรกิจที่มีการดำเนินงานตามสัญญา ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้ทำการปรับปรุงมูลค่าสุดท้าย เพื่อให้สะท้อนต่อธุรกิจที่

ดำเนินการต่อเนื่อง โดยการคำนึงถึงค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ และปรับปรุงด้วยมูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตนที่เหลืออยู่ ณ ปีที่ 11 เพื่อให้สะท้อนมูลค่าสุดท้ายของโครงการ ณ ปีที่ 11 โดยมีสูตรคำนวณ ดังต่อไปนี้

ตารางการคำนวณมูลค่าสุดท้าย

มูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	=	$\frac{[FCFF_n \times (1+g) - \text{Annual initial CAPEX}]}{WACC-g} + \text{Net PPE}_n$
FCFF ₁₁	=	มูลค่ากระแสเงินสดในปี 2577 (ปีที่ 11)
g – อัตราการเติบโตระยะยาว (Terminal Growth Rate)	=	อัตราการเพิ่มขึ้นของกระแสเงินสดต่อปี อย่างต่อเนื่องไปตลอด (Going Concern Basis) กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป
WACC	=	ร้อยละ 4.91 – 6.00
Annual Initial CAPEX	=	ค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) อ้างอิงจากค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้นเฉลี่ยของโรงไฟฟ้ากลุ่ม IPP ในอดีต ทหารด้วยอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละบริษัท
Net PPE ₁₁	=	มูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตน ในปี 2577 (ปีที่ 11)

หน่วย: ล้านบาท	วันที่ 30 มิถุนายน 2567
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) ตั้งแต่ไตรมาส 3 ปี 2567 – 2577 ^{1/}	109,168.42 ^{2/}
มูลค่าปัจจุบันของมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	196,281.48
มูลค่ากิจการของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) (Enterprise Value)	305,449.90
บวก: เงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสด ^{3/}	14,067.27
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย ^{3/}	79,754.60
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (Equity Value)	239,762.57

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: 1/ การคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิจะนับจากวันที่ 1 กรกฎาคม 2567 เป็นต้นไป

2/ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระทำการประเมินมูลค่าโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) จำนวนทั้งสิ้น 6 โครงการ โดยใช้วิธีรวมส่วนมูลค่าของผู้ถือหุ้น (Sum-of-the-Part: SOTP) ซึ่งเป็นการคำนวณมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละโครงการตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ตาม WACC ของแต่ละโครงการ

3/ อ้างอิงจากงบการเงินภายในของ GULF

6.1.1.2 โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP)

ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 GULF ได้ลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) คิดเป็นกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาที่เปิดดำเนินการแล้วจำนวนทั้งสิ้น 1,710 MW ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังต่อไปนี้

1. สมมติฐานรายได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะรายได้แต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 1.1) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. 1.2) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม 1.3) รายได้จากการจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม 1.4) รายได้จากการจำหน่ายน้ำเย็นให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม และ 1.5) รายได้อื่น ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

1.1) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยอ้างอิงจากข้อกำหนด และเงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และ กฟผ. ซึ่งมีการกำหนดค่าตอบแทนที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับ แบ่งออกเป็น 4 ส่วน ประกอบด้วย 1) ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) 2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) 3) ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Fuel Saving Payment) และ 4) เงินชดเชยต้นทุนการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า (Power Development Fund: PDF) ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

(1) ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะได้รับค่าพลังไฟฟ้าจาก กฟผ. สำหรับการจัดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาเพื่อพร้อมจ่ายให้แก่ กฟผ. ทั้งนี้ ค่าพลังไฟฟ้าครอบคลุมถึงต้นทุนคงที่ต่าง ๆ และค่าใช้จ่ายในการชำระหนี้ของโรงไฟฟ้า หากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้จัดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อพร้อมจ่ายให้แก่ กฟผ. และปฏิบัติให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะได้รับค่าพลังไฟฟ้าจาก กฟผ. โดยไม่คำนึงว่าจะได้มีการจ่ายไฟฟ้าจริงให้แก่ กฟผ. หรือไม่ โดยมีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)} = \text{อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP}_t\text{)} \times \text{ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง}$$

■ อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP_t)

$$\text{อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP}_t\text{)} = \text{CP}_0 \times [(0.50 \times \text{FX}_t / \text{FX}_0) + 0.50]$$

โดยที่:

อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP_t) = อัตราค่าพลังไฟฟ้า ในเดือนที่ t (บาท/ kW/ เดือน)

อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน (CP₀) = อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน (บาท/ kW/ เดือน) ซึ่งเท่ากับ 383.66 บาท/ kW/ เดือน สำหรับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration พ.ศ. 2550 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2553) หรือ

เท่ากับ 420.00 บาท/ kW/ เดือน สำหรับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. 2553 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2554)

อัตราแลกเปลี่ยน (FX_t) = อัตราแลกเปลี่ยนระหว่างเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐเทียบกับเงินสกุลบาทถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อ และอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้าซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (THB/ USD) โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้กำหนดสมมติฐานจากอัตราแลกเปลี่ยนระหว่างเงินสกุลดอลลาร์สหรัฐเทียบกับเงินสกุลบาทถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อและอัตราขาย ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 ตลอดช่วงประมาณการ

อัตราแลกเปลี่ยนฐาน (FX₀) = อัตราแลกเปลี่ยนฐาน (THB/USD) ซึ่งเท่ากับ 37.00 THB/ USD สำหรับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration พ.ศ. 2550 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2553) หรือ

เท่ากับ 34.00 THB/ USD สำหรับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. 2553 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2554)

โดยมีมูลค่าตัวแปรแต่ละโครงการในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP มีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการอัตราค่าพลังไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F – 2577F
อัตราแลกเปลี่ยนฐาน (THB/ USD)	34.00 - 37.00
อัตราแลกเปลี่ยน (THB/ USD)	36.20
อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน (บาท/ kWh)	383.66 - 420.00
อัตราค่าพลังงาน (บาท/ kWh)	379.49 - 433.56

ที่มา: ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration พ.ศ. 2550 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2553) และระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. 2553 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2554) และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

▪ ปริมาณพลังไฟฟ้า

ปริมาณพลังไฟฟ้าพร้อมจ่าย = กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา x ดัชนีความพร้อม (Availability Factor)

โดยที่:

ปริมาณพลังไฟฟ้าพร้อมจ่าย = ปริมาณพลังไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายให้แก่ กฟผ. (MWh)

กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา = กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW) โดยอ้างอิงปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาที่ผลิตได้จริงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง

ผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กฟผ. ซึ่งมีค่าคงที่ ตลอดช่วง
ประมาณการ

ดัชนีความพร้อม = ดัชนีความพร้อม (ร้อยละ) อ้างอิงจากการประมาณการของ
GULF ซึ่งสะท้อนความพร้อมของการผลิตไฟฟ้า รวมถึงแผนการ
ซ่อมบำรุงของแต่ละโรงไฟฟ้า

โดยมีมูลค่าตัวแปรแต่ละโครงการในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP มีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการปริมาณพลังไฟฟ้าพร้อมจ่าย ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2571F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
ดัชนีความพร้อม (ร้อยละ)	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.02 - 99.00	93.02 - 99.00	94.07 - 99.00	94.07 - 99.00
ปริมาณพลังไฟฟ้าพร้อมจ่าย (MWh)	739.34 - 782.65	737.32 - 780.52	733.37 - 780.52	733.37 - 780.52	743.67 - 782.65	741.64 - 780.52

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
ดัชนีความพร้อม (ร้อยละ)	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.02 - 99.00	93.02 - 99.00
ปริมาณพลังไฟฟ้าพร้อมจ่าย (MWh)	737.32 - 780.52	737.32 - 780.52	739.34 - 782.65	733.37 - 780.52	733.37 - 780.52

ที่มา: สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กฟผ. (PPA) และประมาณการโดย GULF

(2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะได้รับค่าพลังงานไฟฟ้าจาก กฟผ. ซึ่ง ประกอบด้วย
ค่าเชื้อเพลิงที่ครอบคลุมต้นทุนเชื้อเพลิงต่าง ๆ ของผู้ผลิต และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน และบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า โดยมีสูตร
การคำนวณ ดังนี้

ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP_t) x ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง

■ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP_t)

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP_t) = $EP_0 + [(P_t - P_0) \times \text{Heat Rate} / 10^6]$

โดยที่:

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (EP_t) = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ในเดือน t (บาท/ kWh) ซึ่งครอบคลุมค่า
เชื้อเพลิง รวมถึงค่าบริการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบ
ส่งก๊าซธรรมชาติ (TDC Payment)

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน (EP ₀)	=	<p>อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน (บาท/ kWh) ซึ่งเท่ากับ 1.70 บาท/ kWh สำหรับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration พ.ศ. 2550 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2553) หรือ</p> <p>เท่ากับ 1.85 บาท/ kWh สำหรับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. 2553 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2554)</p>
ราคาก๊าซธรรมชาติ (P _g)	=	<p>ราคาก๊าซธรรมชาติที่การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (“ปตท.”) จำหน่ายให้แก่โครงการ SPP ในเดือน t (บาท/ MMBTU) โดยประมาณการจากวัฏจักรราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) โดยอ้างอิงจากวัฏจักรราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ซึ่งอยู่ระหว่างเดือนตุลาคม ปี 2563 ถึง เดือนเมษายน ปี 2567 ตลอดช่วงประมาณการ มีค่าเท่ากับ 354.47 บาท/ MMBTU รวมถึงอัตราค่าบริการที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาก๊าซธรรมชาติ มีค่าเท่ากับ 17.16 บาท/ MMBTU ซึ่งอ้างอิงจากประกาศของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)</p>
ราคาก๊าซธรรมชาติฐาน (P ₀)	=	<p>ราคาก๊าซธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่โครงการ SPP ราคามาตรฐาน ซึ่งเท่ากับ 209.45 บาท/ MMBTU สำหรับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration พ.ศ. 2550 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2553) หรือเท่ากับ 232.61 บาท/ MMBTU สำหรับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. 2553 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2554)</p>
อัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate)	=	<p>อัตราการใช้ความร้อนเฉลี่ย ซึ่งเท่ากับ 8,000 BTU/ kWh สำหรับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration พ.ศ. 2550 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2553) หรือเท่ากับ 7,950 BTU/ kWh สำหรับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. 2553 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2554)</p>

โดยมีมูลค่าตัวแปรแต่ละโครงการในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP มีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F – 2577F
ราคาก๊าซธรรมชาติฐาน (บาท/ MMBTU)	209.45 - 232.61
ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท/ MMBTU)	371.62
อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน (บาท/ kWh)	1.70 - 1.85
อัตราการใช้ความร้อน (BTU/ kWh)	7,950.00 - 8,000.00
อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/ kWh)	2.96 - 3.00

ที่มา: ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration พ.ศ. 2550 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2553) และระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. 2553 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2554) และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

■ ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้า = กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา x ดัชนีความพร้อม (Availability Factor) x อัตราการจ่ายกระแสไฟ

โดยที่:

ปริมาณพลังงานไฟฟ้า = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (MWh)

กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา = กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW) โดยอ้างอิงปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญาที่ผลิตได้จริงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กฟผ. ซึ่งมีค่าคงที่ ตลอดช่วงประมาณการ

ดัชนีความพร้อม = ดัชนีความพร้อม (ร้อยละ) อ้างอิงจากการประมาณการของ GULF ซึ่งสะท้อนความพร้อมของการผลิตไฟฟ้า รวมถึงแผนการซ่อมบำรุงของแต่ละโรงไฟฟ้า

อัตราการจ่ายกระแสไฟ = อัตราการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ) หมายถึงอัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตจริงตามการสั่งการต่อพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าพร้อมจ่าย โดยประมาณการจากอัตราการจ่ายกระแสไฟเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 ตลอดช่วงประมาณการ

โดยมีมูลค่าตัวแปรแต่ละโครงการในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP มีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการปริมาณพลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
ดัชนีความพร้อม (ร้อยละ)	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.02 - 99.00	93.02 - 99.00	94.07 - 99.00	94.07 - 99.00
อัตราการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ)	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (MWh)	585.55 - 650.23	600.05 - 646.65	593.48 - 648.45	572.19 - 639.47	580.48 - 650.23	601.70 - 646.65

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
ดัชนีความพร้อม (ร้อยละ)	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.02 - 99.00	93.02 - 99.00
อัตราการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ)	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50
ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง (MWh)	578.93 - 648.45	583.95 - 637.70	600.77 - 650.23	593.48 - 646.65	572.19 - 648.45

ที่มา: สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กฟผ. (PPA) ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

(3) ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving Payment)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะได้รับค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงจาก กฟผ. ตามประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และพลังงานความร้อน โดยมีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving Payment)} = \text{อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS}_t\text{)} \times \text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง}$$

▪ อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS_t)

$$\text{อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS}_t\text{)} = \text{FS}_0 \times \text{PES}_t / 10$$

โดยที่:

FS_t = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในเดือนที่ t (บาท/ kWh)

FS₀ = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน อัตรา 0.36 (บาท/ kWh)

PES_t = ดัชนีที่ใช้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฏุนภูมิ (“PES”) ซึ่งใช้วัดประสิทธิภาพในกระบวนการผลิตพลังงานความร้อน และไฟฟ้าร่วมกันด้วยระบบโคเจนเนอเรชั่น ของโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติของ GULF จากก๊าซธรรมชาติที่ใช้สำหรับเดือน t ทั้งนี้ ในกรณี ค่า PES_t มีค่ามากกว่าร้อยละ 10.00 ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละ 10.00 และ

ในกรณีที่ค่า PES_t มีค่าน้อยกว่าร้อยละ 0.00 ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละ 0.00

■ ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้า = กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา x ดัชนีความพร้อม (Availability Factor) x อัตราการจ่ายกระแสไฟ

โดยที่:

ปริมาณพลังงานไฟฟ้า = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (MWh)

กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา = กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW) โดยอ้างอิงปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญาที่ผลิตได้จริงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กฟผ. ซึ่งมีค่าคงที่ ตลอดช่วงประมาณการ

ดัชนีความพร้อม = ดัชนีความพร้อม อ้างอิงจากการประมาณการของ GULF ซึ่งสะท้อนความพร้อมของการผลิตไฟฟ้า รวมถึงแผนการซ่อมบำรุงของแต่ละโรงไฟฟ้า

อัตราการจ่ายกระแสไฟ = อัตราการจ่ายกระแสไฟ โดยประมาณการจากอัตราการจ่ายกระแสไฟเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 ตลอดช่วงประมาณการ

โดยมีมูลค่าตัวแปรแต่ละโครงการในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP มีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการปริมาณพลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
ดัชนีความพร้อม (ร้อยละ)	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.02 - 99.00	93.02 - 99.00	94.07 - 99.00	94.07 - 99.00
อัตราการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ)	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50
ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง (MWh)	585.55 - 650.23	600.05 - 646.65	593.48 - 648.45	572.19 - 639.47	580.48 - 650.23	601.70 - 646.65

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00
ดัชนีความพร้อม (ร้อยละ)	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.02 - 99.00	93.02 - 99.00
อัตราการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ)	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50	78.02 - 83.50
ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง (MWh)	578.93 - 648.45	583.95 - 637.70	600.77 - 650.23	593.48 - 646.65	572.19 - 648.45

ที่มา: สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กฟผ. (PPA) ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

(4) เงินชดเชยต้นทุนการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า (Power Development Fund: PDF)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) จะได้รับเงินชดเชยสำหรับต้นทุนการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เพื่อพัฒนาและฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า โดยตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน มีอัตราการนำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้าเท่ากับ 0.01 บาทต่อ kWh ต่อเดือน

1.2) รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม

นอกจากรายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) ยังได้มีการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า อีกประมาณร้อยละ 20.00 ถึง 30.00 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง ให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับลูกค้าอุตสาหกรรม โดยรายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม มีสูตรการคำนวณดังนี้

$$\text{รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า} = \text{อัตราค่าไฟฟ้า (Tariff)} \times \text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง}$$

▪ อัตราค่าไฟฟ้า (Tariff)

$$\text{อัตราค่าไฟฟ้า (Tariff)} = \text{อัตราค่าไฟฟ้าฐาน (Base Rate)} + Ft$$

โดยที่:

- อัตราค่าไฟฟ้า (Tariff) = อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/ kWh)
- อัตราค่าไฟฟ้าฐาน (Base Rate) = อัตราค่าไฟฟ้าฐาน (บาท/ kWh) โดยประมาณการจากอัตราค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 ตลอดช่วงประมาณการ
- Ft = สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ซึ่งสะท้อนต้นทุนการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติให้สอดคล้องกับประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งอ้างอิงจากวัฏจักรราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ซึ่งอยู่ระหว่างเดือนตุลาคม ปี 2563 ถึง เดือนเมษายน ปี 2567 ตลอดช่วงประมาณการ

โดยมีมูลค่าตัวแปรแต่ละโครงการในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP มีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการอัตราค่าไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F – 2577F
อัตราค่าไฟฟ้าฐาน (บาท/kWh)	3.02 - 4.48
Ft (บาท/kWh)	0.43
อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/kWh)	3.46 - 4.91

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

▪ **ปริมาณพลังงานไฟฟ้า**

$\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า} = \text{กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา} \times \text{ดัชนีความพร้อม (Availability Factor)} \times \text{อัตราการจ่ายกระแสไฟ}$

โดยที่:

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้า = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (MWh)
- กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา = กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW) โดยอ้างอิงปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญาที่ผลิตได้จริงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และลูกค้าอุตสาหกรรม ซึ่งมีค่าคงที่ตลอดช่วงประมาณการ
- ดัชนีความพร้อม = ดัชนีความพร้อม อ้างอิงจากการประมาณการของ GULF ซึ่งสะท้อนความพร้อมของการผลิตไฟฟ้า รวมถึงแผนการซ่อมบำรุงของแต่ละโรงไฟฟ้า
- อัตราการจ่ายกระแสไฟ = อัตราการจ่ายกระแสไฟ โดยประมาณการจากอัตราการจ่ายกระแสไฟเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี ตั้งแต่ปี 2565 - 2566 เนื่องจากปี 2564 ลูกค้าอุตสาหกรรมได้รับผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคโควิด - 19

โดยมีมูลค่าตัวแปรแต่ละโครงการในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP มีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการปริมาณพลังงานไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	24.04 - 55.80	24.04 - 55.80	24.04 - 55.80	24.04 - 55.80	24.04 - 55.80	24.04 - 55.80
ดัชนีความพร้อม (ร้อยละ)	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.02 - 99.00	93.02 - 99.00	94.07 - 99.00	94.07 - 99.00
อัตราการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ)	33.57 - 90.72	33.57 - 90.72	33.57 - 90.72	33.57 - 90.72	33.57 - 90.72	33.57 - 90.72
ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง (MWh)	90.80 - 344.03	86.79 - 342.13	89.55 - 343.09	90.55 - 324.00	90.80 - 343.07	86.04 - 343.09

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	24.04 - 55.80	24.04 - 55.80	24.04 - 55.80	24.04 - 55.80	24.04 - 55.80
ดัชนีความพร้อม (ร้อยละ)	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.52 - 99.00	93.02 - 99.00	93.02 - 99.00
อัตราการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ)	33.57 - 90.72	33.57 - 90.72	33.57 - 90.72	33.57 - 90.72	33.57 - 90.72
ปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง (MWh)	89.05 - 327.82	90.55 - 343.09	87.03 - 343.07	89.55 - 343.09	90.55 - 324.00

ที่มา: สัญญาที่ผลิตได้จริงจากสัญญาซื้อขายไฟระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และลูกค้าอุตสาหกรรม ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

1.3) รายได้จากการจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม

นอกจากรายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) ยังได้มีการจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมตามสัญญาซื้อขายไอน้ำกับลูกค้าอุตสาหกรรม โดยมีสูตรการคำนวณดังนี้

$$\text{รายได้จากการจำหน่ายไอน้ำ} = \text{อัตราค่าไอน้ำ (Steam Price)} \times \text{ปริมาณไอน้ำตามสัญญาซื้อขายไอน้ำ} \times \text{อัตราการจ่ายไอน้ำ}$$

โดยที่:

อัตราค่าไอน้ำ (Steam Price) = อัตราค่าไอน้ำ (บาท/ตัน) โดยประมาณการอัตราค่าไอน้ำ ให้สอดคล้องกับประมาณการเติบโตของราคาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอ้างอิงจากวัฏจักรราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ซึ่งอยู่ระหว่างเดือนตุลาคม ปี 2563 ถึง เดือนเมษายน ปี 2567 โดยมีค่าเฉลี่ยอัตราค่าไอน้ำของโรงไฟฟ้าในกลุ่ม SPP เท่ากับ 1,231.52 บาท/ตัน ตลอดช่วงประมาณการ

ปริมาณไอน้ำตามสัญญาซื้อขายไอน้ำ = ปริมาณไอน้ำตามสัญญาซื้อขายไอน้ำ (ตันต่อชั่วโมง) โดยอ้างอิงปริมาณไอน้ำตามสัญญาจากสัญญาซื้อขายไอน้ำระหว่างผู้ผลิต

ไฟฟ้าแต่ละบริษัท และลูกค้าอุตสาหกรรม ซึ่งปริมาณไอน้ำตามสัญญาของแต่ละบริษัทมีค่าอยู่ในช่วง 2.00 - 37.00 ตันต่อชั่วโมง ตลอดช่วงประมาณการ

อัตราการจ่ายไอน้ำ (Dispatch Rate) = อัตราการจ่ายไอน้ำ โดยประมาณการจากอัตราการจ่ายไอน้ำเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี ตั้งแต่ปี 2565 - 2566 เนื่องจากปี 2564 ลูกค้าอุตสาหกรรมได้รับผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคโควิด - 19 โดยอัตราการจ่ายไอน้ำของแต่ละบริษัทมีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 21.32 - 69.73 ตลอดช่วงประมาณการ

1.4) รายได้จากการจำหน่ายน้ำเย็นให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม

นอกจากรายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) บางแห่ง ยังได้มีการจำหน่ายน้ำเย็นให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม ตามสัญญาซื้อขายน้ำเย็นกับลูกค้าอุตสาหกรรม โดยมีสูตรการคำนวณดังนี้

รายได้จากการจำหน่ายน้ำเย็น	=	อัตราค่าน้ำเย็น (Chilled Water Price) x ปริมาณน้ำเย็นตามสัญญา x อัตราการจ่ายน้ำเย็น
----------------------------	---	---

โดยที่:

อัตราค่าน้ำเย็น = อัตราค่าน้ำเย็น (บาท/ ตัน) โดยประมาณการอัตราค่าน้ำเย็น ให้สอดคล้องกับประมาณการเติบโตของราคาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอ้างอิงจากวัฏจักรราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ซึ่งอยู่ระหว่างเดือนตุลาคม ปี 2563 ถึงเดือนเมษายน ปี 2567 ตลอดช่วงประมาณการ

ปริมาณน้ำเย็นตามสัญญา = ปริมาณน้ำเย็นตามสัญญาซื้อขาย (ตันความเย็น) โดยอ้างอิงปริมาณน้ำเย็นตามสัญญาจากสัญญาซื้อขายไอน้ำน้ำเย็นระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และลูกค้าอุตสาหกรรม ซึ่งมีค่าคงที่ตลอดช่วงประมาณการ

อัตราการจ่ายน้ำเย็น (Dispatch Rate) = อัตราการจ่ายน้ำเย็น โดยประมาณการจากอัตราการจ่ายไอน้ำปี 2566 เนื่องจากอัตราการจ่ายน้ำเย็นลดลงอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 - 2565

1.5) รายได้อื่น

รายได้อื่น ประกอบด้วย รายได้ดอกเบี้ย โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ดอกเบี้ยจากรายได้ดอกเบี้ยเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 โดยรายได้ดอกเบี้ยของแต่ละบริษัทในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP มีค่าอยู่ในช่วง 1.82 - 5.07 ตลอดช่วงประมาณการ

2. สมมติฐานต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่าย โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะต้นทุน และค่าใช้จ่ายแต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 2.1) ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง 2.2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร 2.3) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ และ 2.4) ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

2.1) ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง

$$\text{ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง} = \text{ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate)} \times \text{อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate)} \times \text{ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้}$$

โดยที่:

ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) = ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท/ MMBTU) โดยอ้างอิงจากวัฏจักรราคา ก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ซึ่งอยู่ระหว่างเดือนตุลาคม ปี 2563 ถึงเดือนเมษายน ปี 2567 ตลอดช่วงประมาณการ มีค่าเท่ากับ 354.47 บาท/ MMBTU รวมถึงอัตราค่าบริการที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาก๊าซธรรมชาติ มีค่าเท่ากับ 17.16 บาท/ MMBTU ซึ่งอ้างอิงจากประกาศของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate) = อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ โดยประมาณการอัตราการใช้ความร้อนสุทธิสำหรับปี 2567 จากอัตราการใช้ความร้อนสุทธิเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 และที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณการอัตราการเสื่อมประสิทธิภาพ (Degradation Rate) ของอัตราการใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงตามข้อมูลที่ได้รับจาก GULF

ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง = ปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจ่ายจริง (GWh) ประกอบด้วย 1) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตให้แก่ กฟผ. 2) ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม 3) ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้สำหรับจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม และ 4) ปริมาณไฟฟ้าอื่น ๆ

โดยมีมูลค่าตัวแปรแต่ละโครงการในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP มีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
อัตราค่าเชื้อเพลิง (บาท/ MMBTU)	371.62	371.62	371.62	371.62	371.62	371.62
อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (BTU/ kWh)	7,298.00 - 7,812.95	7,303.55 - 7,823.89	7,309.10 - 7,834.84	7,314.66 - 7,845.81	7,320.22 - 7,856.80	7,325.78 - 7,867.80
ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	674.52 - 944.55	632.84 - 939.37	664.52 - 941.97	672.53 - 888.30	674.52 - 941.94	624.90 - 941.97

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
อัตราค่าเชื้อเพลิง (บาท/ MMBTU)	371.62	371.62	371.62	371.62	371.62
อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (BTU/ kWh)	7,331.35 - 7,878.81	7,336.92 - 7,889.84	7,342.49 - 7,900.89	7,348.07 - 7,911.95	7,353.66 - 7,923.03
ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	660.52 - 874.88	672.53 - 941.97	634.74 - 941.94	664.52 - 941.97	672.53 - 888.30

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

2.2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร ประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายค่าน้ำ ค่าใช้จ่ายค่าสารเคมี และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรอื่น ๆ เป็นต้น โดยประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อรายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม และรายได้จากการจำหน่ายไอน้ำให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 มีค่าอยู่ในช่วง ร้อยละ 0.48 – 1.97 ตลอดช่วงประมาณการ

2.3) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ ประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน ค่าใช้จ่ายค่าซ่อมบำรุง ค่าใช้จ่ายค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่อื่น ๆ เป็นต้น โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ต่อ MW เฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 2.33 – 7.81 ล้านบาท/ MW และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานมีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 5.00 ต่อปี ตลอดช่วงประมาณการ ซึ่งเป็นไปตามการปฏิบัติการทั่วไป และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่อื่น ๆ มีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี ตลอดช่วงประมาณการ โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

2.4) ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหารต่อ MW เฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 มีค่าอยู่ในช่วง 0.36 – 0.81 และกำหนดให้มีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 2.00 ตลอดช่วงประมาณการ โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

3. สมมติฐานค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการภาษีเงินได้นิติบุคคล โดยอ้างอิงสิทธิประโยชน์ภาษีที่แต่ละบริษัทได้รับจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment: BOI) เป็นระยะเวลา 3 – 13 ปี และภายหลังจากระยะเวลาที่ได้รับสิทธิประโยชน์ภาษีสิ้นสุดลง ได้กำหนดให้อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20.00

4. สมมติฐานเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินทุนหมุนเวียน โดยอ้างอิงจากระยะเวลาการเก็บหนี้ ระยะเวลากการเก็บสินค้า ระยะเวลากการชำระหนี้เฉลี่ย 3 ปีย้อนหลังของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระยะเวลาการเก็บหนี้เฉลี่ยของแต่ละโครงการ อยู่ในช่วง 61 – 79 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการเก็บสินค้าเฉลี่ยของแต่ละโครงการ อยู่ในช่วง 2 – 6 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการชำระหนี้เฉลี่ยของแต่ละโครงการ อยู่ในช่วง 38 - 58 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

5. สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการลงทุน (CAPEX)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินลงทุน โดยอ้างอิงค่าใช้จ่ายในการลงทุนเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 อีกทั้ง ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้คำนึงถึงแผนการลงทุนในอนาคตของ GULF ซึ่งได้มีการทำสัญญาจัดหาอะไหล่และการซ่อมบำรุงระยะยาว (Long Term Services Agreement: LTSA หรือ Contractual Service Agreement: CSA) สำหรับแต่ละบริษัท ซึ่งครอบคลุมสำหรับค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงแล้ว โดยมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุน ตั้งแต่ปี 2564A – 2566A และ 2567F – 2577F

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	1.01 - 501.89	1.8 - 102.71	2.88 - 217.4	7.65 - 74.36	7.69 - 74.36	7.69 - 74.36	7.69 - 74.36

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	7.69 - 74.36	7.69 - 74.36	7.69 - 74.36	7.69 - 74.36	7.69 - 74.36	7.69 - 74.36	7.69 - 74.36

ที่มา: งบการเงินปี 2564 – 2566 ของแต่ละบริษัท ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

6. สมมติฐานค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้การคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ และค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนของแต่ละบริษัท เป็นอัตราคงที่ตามวิธีเส้นตรง (Straight-Line) โดยกำหนดอายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

ตารางสมมติฐานการคิดค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

สินทรัพย์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	อายุการใช้งาน (ปี) ^{1/}
อาคาร	20
โรงไฟฟ้า เครื่องจักร และอุปกรณ์	5 – 25
เครื่องมือ และอุปกรณ์	5
เครื่องตกแต่ง และติดตั้ง และอุปกรณ์สำนักงาน	5

สินทรัพย์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	อายุการใช้งาน (ปี) ^{1/}
ยานพาหนะ	5
สินทรัพย์สิทธิการใช้	25
คอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์	3 – 10

หมายเหตุ: 1/ อายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท อ้างอิงจากหมายเหตุประกอบงบการเงิน ณ ปี 2566

7. อัตราคิดลด (Discount Rate)

ในการกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ WACC ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของ K_e กับ K_d ปรับด้วยผลประโยชน์ทางภาษีจากการจ่ายดอกเบี้ย ถ่วงน้ำหนักด้วย W_e และ W_d โดยมีสูตรการคำนวณดังต่อไปนี้

การคำนวณหา WACC

$$\text{WACC} = K_e \times W_e + K_d \times (1 - T) \times W_d = \text{ร้อยละ } 5.38 - 6.38$$

โดยที่

$$K_e = \text{ร้อยละ } 9.67$$

$$K_d = \text{ร้อยละ } 4.16 - 6.02 \text{ อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยจริงต่อหนี้สินที่มีดอกเบี้ยเฉลี่ยในปี 2566}$$

$$\text{Tax Rate (T)} = \text{ร้อยละ } 20.00$$

$$W_e = \text{ร้อยละ } 32.30 \text{ อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท}$$

$$W_d = \text{ร้อยละ } 67.70 \text{ อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท}$$

การคำนวณหา K_e

$$K_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f) = \text{ร้อยละ } 9.67$$

โดยที่

$$\text{Risk Free Rate (R}_f\text{)} = \text{ร้อยละ } 2.90 \text{ อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 15 ปี ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567}$$

$$\text{Market Return (R}_m\text{)} = \text{ร้อยละ } 9.23 \text{ อ้างอิงข้อมูลจากผลตอบแทนการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ (SET Total Return Index: SET TRI Index) ย้อนหลัง 15 ปี นับตั้งแต่ 16 กรกฎาคม 2567}$$

$$\text{Levered Beta } (\beta) = 1.07 \text{ เท่า มีรายละเอียดตามที่ปรากฏในหัวข้อที่ 6.1.1.1 โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) ข้อ 7. อัตราคิดลด (Discount Rate)}$$

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณ WACC ของแต่ละบริษัทในกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP ตามโครงสร้างทางการเงินของ GULF มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 5.38 – 6.38

8. มูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการรายได้และค่าใช้จ่ายของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	1,710.00	1,710.00	1,710.00	1,710.00	1,710.00	1,710.00	1,710.00
รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.	24,606.18	24,286.25	24,521.37	24,606.18	24,286.25	24,521.37	24,376.26
รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	8,270.80	8,159.78	8,235.55	8,277.97	8,166.97	8,241.75	8,197.73
รายได้จากการจำหน่ายไอน้ำและน้ำเย็นให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	602.14	600.49	600.49	599.02	597.38	597.38	597.38
รายได้อื่น	24.74	24.74	24.74	24.74	24.74	24.74	24.74
รายได้รวม	33,503.86	33,071.26	33,382.15	33,507.90	33,075.34	33,385.23	33,196.11
ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	(21,527.66)	(21,186.81)	(21,464.69)	(21,530.26)	(21,189.43)	(21,466.68)	(21,318.52)
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอื่น ๆ	(4,485.19)	(4,599.02)	(4,726.96)	(4,485.21)	(4,599.04)	(4,726.96)	(4,853.20)
ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร	(490.05)	(499.85)	(509.85)	(490.05)	(499.85)	(509.85)	(520.05)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	(2,151.88)	(2,159.34)	(2,166.79)	(2,151.88)	(2,159.34)	(2,166.79)	(2,174.25)
ค่าใช้จ่ายรวม	(28,654.78)	(28,445.02)	(28,868.29)	(28,657.40)	(28,447.66)	(28,870.28)	(28,866.02)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี	4,849.08	4,626.24	4,513.86	4,850.51	4,627.68	4,514.95	4,330.09

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	1,710.00	1,710.00	1,710.00	1,710.00	1,710.00	1,710.00	1,710.00
รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.	24,441.69	24,472.28	24,400.35	24,332.45	24,561.98	24,407.80	24,353.62
รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	8,226.43	8,232.59	8,188.57	8,201.41	8,270.89	8,190.95	8,190.92
รายได้จากการจำหน่ายไอน้ำและน้ำเย็นให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรม	599.02	597.38	597.38	597.38	599.02	597.38	597.38
รายได้อื่น	24.74	24.74	24.74	24.74	24.74	24.74	24.74
รายได้รวม	33,291.87	33,326.99	33,211.04	33,155.98	33,456.63	33,220.88	33,166.65
ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	(21,435.43)	(21,476.39)	(21,388.69)	(21,388.60)	(21,645.35)	(21,470.12)	(21,431.02)
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอื่น ๆ	(4,984.55)	(5,121.33)	(5,262.98)	(5,409.39)	(5,564.33)	(5,718.73)	(5,885.16)
ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร	(530.45)	(541.06)	(551.88)	(562.92)	(574.17)	(585.66)	(597.37)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	(2,181.71)	(2,189.16)	(2,196.62)	(2,204.07)	(2,211.53)	(2,218.99)	(2,226.44)

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
ค่าใช้จ่ายรวม	(29,132.12)	(29,327.93)	(29,400.16)	(29,564.98)	(29,995.39)	(29,993.50)	(30,140.00)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	4,159.75	3,999.06	3,810.88	3,591.00	3,461.24	3,227.38	3,026.65

ที่มา: งบการเงินปี 2564 – 2566 ของแต่ละบริษัทตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการกระแสเงินสดอิสระของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

**ตารางการประมาณการทางการเงินของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ
ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF**

หน่วย: ล้านบาท	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
EBIT x (1- Tax Rate)	4,672.64	4,370.75	4,076.04	3,651.81	3,486.56	3,354.07
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(429.80)	40.46	(2.02)	40.35	8.83	5.50
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	2,151.88	2,159.34	2,166.79	2,174.25	2,181.71	2,189.16
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	6,394.72	6,570.55	6,240.81	5,866.41	5,677.09	5,548.73
เงินลงทุน	(245.68)	(186.40)	(186.40)	(186.40)	(186.40)	(186.40)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(245.68)	(186.40)	(186.40)	(186.40)	(186.40)	(186.40)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิของกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP	6,149.04	6,384.15	6,054.41	5,680.01	5,490.69	5,362.32

หน่วย: ล้านบาท	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
EBIT x (1- Tax Rate)	3,127.69	2,890.78	2,768.99	2,581.90	2,421.32
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	33.76	31.15	(11.31)	39.31	32.03
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	2,196.62	2,204.07	2,211.53	2,218.99	2,226.44
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	5,358.07	5,126.00	4,969.21	4,840.19	4,679.80
เงินลงทุน	(186.40)	(186.40)	(186.40)	(186.40)	(186.40)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(186.40)	(186.40)	(186.40)	(186.40)	(186.40)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิของกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท SPP	5,171.67	4,939.60	4,782.81	4,653.79	4,493.39

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เนื่องจากมีความเชื่อว่าธุรกิจจะดำเนินงานอย่างต่อเนื่องภายหลังระยะเวลาการประมาณการ ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้นำมูลค่าสุดท้ายมาใช้ประกอบการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดแต่ละปี เพื่อสะท้อนมูลค่าธุรกิจที่มีการดำเนินงานต่อไปอย่างต่อเนื่องหลังจากระยะเวลาการประมาณการ โดยมูลค่าสุดท้าย คือมูลค่ากระแสเงินสดภายหลังจากระยะเวลาประมาณการ อย่างไรก็ตาม โครงการโรงไฟฟ้าเป็นธุรกิจที่มีการดำเนินงานตามสัญญา ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้ทำการปรับปรุงมูลค่าสุดท้าย เพื่อให้สะท้อนต่อธุรกิจที่ดำเนินการต่อเนื่อง โดยการคำนึงถึงค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ และปรับปรุงด้วยมูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตนที่เหลืออยู่ ณ ปีที่ 11 เพื่อให้สะท้อนมูลค่าสุดท้ายของโครงการ ณ ปีที่ 11 โดยมีสูตรคำนวณ ดังต่อไปนี้

ตารางการคำนวณมูลค่าสุดท้าย

มูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	=	$\frac{[FCFF_n \times (1+g) - \text{Annual initial CAPEX}]}{WACC-g} + \text{Net PPE}_n$
FCFF ₁₁	=	มูลค่ากระแสเงินสดในปี 2577 (ปีที่ 11)
g – อัตราการเติบโตระยะยาว (Terminal Growth Rate)	=	อัตราการเพิ่มขึ้นของกระแสเงินสดต่อปี อย่างต่อเนื่องไปตลอด (Going Concern Basis) กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป
WACC	=	ร้อยละ 5.38 – 6.38
Annual Initial CAPEX	=	ค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) อ้างอิงจากค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้นเฉลี่ยของโรงไฟฟ้ากลุ่ม SPP ในอดีต ทหารด้วยอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละบริษัท
Net PPE ₁₁	=	มูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตน ในปี 2577 (ปีที่ 11)

หน่วย: ล้านบาท	วันที่ 30 มิถุนายน 2567
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) ตั้งแต่ไตรมาส 3 ปี 2567 – 2577 ^{1/}	41,449.95 ^{2/}
มูลค่าปัจจุบันของมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	43,872.99
มูลค่ากิจการของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) (Enterprise Value)	85,322.94
บวก: เงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสด ^{3/}	6,260.09
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย ^{3/}	29,845.09
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (Equity Value)	61,737.94

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: 1/ การคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิจะนับจากวันที่ 1 กรกฎาคม 2567 เป็นต้นไป

2/ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระทำการประเมินมูลค่าโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) จำนวนทั้งสิ้น 19 โครงการ โดยใช้วิธีรวมส่วนมูลค่าของผู้ถือหุ้น (Sum-of-the-Part: SOTP) ซึ่งเป็นการคำนวณหามูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละโครงการตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ตาม WACC ของแต่ละโครงการ

3/ อ้างอิงจากงบการเงินภายในของ GULF

6.1.1.3 โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ

ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 GULF ได้ลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ ประกอบด้วย 1) โครงการโรงไฟฟ้า Jackson ดำเนินการที่ประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งเป็นโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในตลาดซื้อขายไฟฟ้าเสรี (Merchant Market) ตามระเบียบการซื้อขายไฟฟ้ากับโครงข่ายระหว่าง เพนซิลเวเนีย – นิวเจอร์ซีย์ – แมริแลนด์ (PJM) ซึ่งเป็นตลาดซื้อขายไฟฟ้าเสรี โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการแล้ว จำนวนทั้งสิ้น 1,200 MW 2) โครงการโรงไฟฟ้า DIPWP ดำเนินการที่ประเทศโอมาน ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าเพียงรายเดียวหรือกลุ่มเดียว (Captive) โดยทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และน้ำจืด (Power and Water Purchase Agreement) กับโรงกลั่นน้ำมัน DRPIC โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาที่เปิดดำเนินการแล้ว จำนวนทั้งสิ้น 208 MW ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังต่อไปนี้

1. สมมติฐานรายได้

1.1) สมมติฐานรายได้ของโครงการโรงไฟฟ้า Jackson

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ของโครงการโรงไฟฟ้า Jackson โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะรายได้แต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 1) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า และ 2) รายได้อื่น ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

(1) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า

รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า ประกอบด้วย 1) ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) 2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) และ 3) รายได้เสริม (Ancillary Service Revenue) มีรายละเอียดดังนี้

▪ ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)

โครงการโรงไฟฟ้า Jackson จะได้รับค่าตอบแทนตามความสามารถในการพร้อมจ่ายไฟฟ้าให้กับโครงข่าย ซึ่งมีอัตราค่าพลังไฟฟ้าที่ผ่านการประมูลโดยโครงข่ายระหว่างเพนซิลเวเนีย – นิวเจอร์ซีย์ – แมริแลนด์ (PJM) ล่วงหน้าทุก 3 ปี โดยมีรายละเอียด ดังนี้

$\text{ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)} = \text{อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP)} \times \text{ปริมาณพลังไฟฟ้าพร้อมจ่าย}$

โดยที่

อัตราค่าพลังไฟฟ้า (CP) = อัตราค่าพลังไฟฟ้า (USD/ MW) โดยประมาณการอัตราการเติบโตของอัตราค่าพลังไฟฟ้าตามรายงานเชิงเทคนิค (Technical Report) และกำหนดให้อัตราค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดมีค่าไม่เกินค่าพลังไฟฟ้าเฉลี่ยย้อนหลัง 15 ปี ตั้งแต่ปี 2552 – 2566 ที่ประกาศโดยโครงข่ายระหว่างเพนซิลเวเนีย – นิวเจอร์ซีย์ – แมริแลนด์ (PJM) มีค่าเท่ากับ 95.82 USD/ MW

ปริมาณพลังไฟฟ้าพร้อมจ่าย = ปริมาณไฟฟ้าพร้อมจ่าย (MW) โดยคำนวณจาก ปริมาณไฟฟ้าตามกำลังการผลิต คูณด้วยอัตรากำลังผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor) ซึ่งประมาณการอัตรากำลังการผลิตไฟฟ้าจากค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี ตั้งแต่ปี 2565 – 2566 ตลอดช่วงประมาณการ เนื่องจาก Jackson เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2565

■ **ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)**

โครงการโรงไฟฟ้า Jackson จะได้รับค่าตอบแทนเมื่อโรงไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าให้กับโครงข่ายระหว่างเพนซิลเวเนีย-นิวเจอร์ซีย์-แมริแลนด์ (PJM) โดยราคาพลังงานไฟฟ้าจะครอบคลุมต้นทุนเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายแปรผันอื่น ๆ

$$\text{ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)} = \text{ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate)} \times \text{อัตราการใช้ความร้อนของตลาด} \times \text{ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง}$$

โดยที่

ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) = ราคาก๊าซธรรมชาติ (USD/ MMBTU) โดยอ้างอิงจากวัฏจักรราคา ก๊าซธรรมชาติ Henry Hub Natural Gas เฉลี่ยในอดีต (Historical Natural Gas Price Cycle) ซึ่งอยู่ระหว่างเดือนมิถุนายน ปี 2563 ถึงเดือนมีนาคม ปี 2567 มีค่าเท่ากับ 3.83 USD/ MMBTU

อัตราการใช้ความร้อนของตลาด = อัตราการใช้ความร้อนของตลาด (BTU/ kWh) โดยประมาณการจากค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี ตั้งแต่ปี 2565 – 2566 ตลอดช่วงประมาณการ เนื่องจาก Jackson เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2565

ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง = ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GW) โดยคำนวณจาก ปริมาณไฟฟ้าตามกำลังการผลิต คูณด้วยอัตรากำลังผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor) ซึ่งประมาณการอัตรากำลังการผลิตไฟฟ้าจากค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี ตั้งแต่ปี 2565 – 2566 ตลอดช่วงประมาณการ เนื่องจาก Jackson เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2565

■ **รายได้เสริม (Ancillary Service Revenue)**

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้เสริมจากรายได้เสริมเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี ตั้งแต่ปี 2565 – 2566 ตลอดช่วงประมาณการ เนื่องจาก Jackson เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2565

(2) รายได้อื่น

รายได้อื่น ประกอบด้วย รายได้ดอกเบี้ย โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ดอกเบี้ยจากรายได้ดอกเบี้ยเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี ตั้งแต่ปี 2565 – 2566 ตลอดช่วงประมาณการ เนื่องจาก Jackson เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2565

1.2) สมมติฐานรายได้ของโครงการโรงไฟฟ้า DIPWP

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะรายได้แต่ละประเภท ซึ่งรายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า น้ำจืด และน้ำเสียของโครงการ ประกอบไปด้วย 1) ค่าความพร้อม (Capacity Payment) และ 2) ค่าพลังงาน (Energy Payment) ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

(1) ค่าความพร้อม (Capacity Payment)

โครงการ DIPWP ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้า Captive จะได้รับค่าความพร้อมที่ครอบคลุมถึงการดำเนินงาน และซ่อมบำรุงคงที่ การชำระเงินต้น และดอกเบี้ย และผลตอบแทนของผู้ถือหุ้นที่กำหนดไว้ล่วงหน้า นับจากวันเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ของหน่วยผลิตไฟฟ้าหน่วยแรก ซึ่งประกอบด้วย ค่าความพร้อมจากไฟฟ้า ค่าความพร้อมจากน้ำจืด และค่าความพร้อมจากน้ำเสีย โดยมีรายละเอียด ดังนี้

$$\text{ค่าความพร้อม (Capacity Payment)} = \text{อัตราค่าความพร้อม} \times \text{ปริมาณผลิตตามสัญญา}$$

โดยที่

อัตราค่าความพร้อม = อัตราค่าความพร้อม โดยประมาณการโดยอ้างอิงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและน้ำจืด (Power and Water Purchase Agreement) กับโรงกลั่นน้ำมัน DRPIC

ปริมาณผลิตตามสัญญา = ปริมาณผลิตตามสัญญา โดยอ้างอิงจากปริมาณไฟฟ้า ปริมาณน้ำจืด และปริมาณน้ำเสียตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและน้ำจืด (Power and Water Purchase Agreement) กับโรงกลั่นน้ำมัน DRPIC ซึ่งเท่ากับ 208.00 MW 1,250.00 m³/ชม. และ 660.00 m³/ชม. ตามลำดับ ตลอดช่วงประมาณการ

(2) ค่าพลังงาน (Energy Payment)

ค่าพลังงานประกอบด้วยต้นทุนในการดำเนินงาน และซ่อมบำรุงผันแปร และค่าเชื้อเพลิง โดยโรงกลั่นน้ำมัน DRPIC จะเป็นผู้รับภาระต้นทุนของก๊าซธรรมชาติที่ใช้โดยโครงการโรงไฟฟ้า DIPWP ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและน้ำจืด

■ **ต้นทุนในการดำเนินงานและซ่อมบำรุงผันแปร (Variable Charge)**

$$\text{ต้นทุนผันแปร (Variable Charge)} = \text{อัตราผันแปร} \times \text{ปริมาณไฟฟ้า น้ำจืด และน้ำเสีย}$$

โดยที่

อัตราผันแปร = อัตราผันแปร โดยประมาณการโดยอ้างอิงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและน้ำจืด (Power and Water Purchase Agreement) กับโรงกลั่นน้ำมัน DRPIC

ปริมาณไฟฟ้า น้ำจืด และน้ำเสีย = ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณจากปริมาณไฟฟ้า ปริมาณน้ำจืด และปริมาณน้ำเสียตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและน้ำจืด (Power and Water Purchase Agreement) กับโรงกลั่นน้ำมัน DRPIC คูณด้วยอัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Factor) โดยอ้างอิงตามประมาณการของ GULF ซึ่งเป็นไปตามที่คู่สัญญาใช้ในการเจรจาเงื่อนไขสัญญาร่วมกัน

■ **ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Payment)**

$$\text{ค่าเชื้อเพลิง} = \text{อัตราค่าเชื้อเพลิง (Fuel Payment)} \times \text{อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate)} \times \text{ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้}$$

โดยที่

อัตราค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) = ราคาก๊าซธรรมชาติ (USD/ MMBTU) โดยอ้างอิงตามประมาณการของ GULF ซึ่งสอดคล้องกับข้อตกลงระหว่างบริษัทและคู่สัญญา

อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate) = อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ โดยประมาณการอัตราการใช้ความร้อนสุทธิตามประมาณการของ GULF ซึ่งสอดคล้องกับผลการดำเนินงานในอดีต และที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณการอัตราการเสื่อมประสิทธิภาพ (Degradation Rate) ของอัตราการใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงตามข้อมูลที่ได้รับจาก GULF

ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง = ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GW) โดยคำนวณจาก กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา คูณด้วยอัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Factor) ซึ่งอ้างอิงตามประมาณการของ GULF ซึ่งเป็นไปตามที่คู่สัญญาใช้ในการเจรจาเงื่อนไขสัญญาร่วมกัน

2. สมมติฐานต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

2.1) สมมติฐานต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า Jackson

ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า Jackson โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะต้นทุน และค่าใช้จ่ายแต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 1) ค่าเชื้อเพลิง 2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร และ 3) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

(1) ค่าเชื้อเพลิง

$$\text{ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง} = \text{ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate)} \times \text{อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate)} \times \text{ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้}$$

โดยที่

ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate) = ค่าเชื้อเพลิงรวม (USD/ MMBTU) ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณจาก ราคาก๊าซธรรมชาติ + ค่าเชื้อเพลิงส่วนเพิ่ม (Adder) ซึ่งครอบคลุมค่าใช้จ่ายในการขนส่งแล้ว โดยอ้างอิงจากวัฏจักรราคาก๊าซธรรมชาติ Henry Hub Natural Gas เฉลี่ยในอดีต (Historical Natural Gas Price Cycle) ซึ่งอยู่ระหว่างเดือนมิถุนายน ปี 2563 ถึงเดือนมีนาคม ปี 2567

อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate) = อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (BTU/ kWh) โดยประมาณการอัตราการใช้ความร้อนสุทธิสำหรับปี 2567 จากอัตราการใช้ความร้อนสุทธิเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี ตั้งแต่ปี 2565 – 2566 เนื่องจาก Jackson เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2565 และที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณการอัตราการเสื่อมประสิทธิภาพ (Degradation Rate) ของอัตราการใช้พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงตามข้อมูลที่ได้รับจาก GULF

ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง = ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GW) โดยคำนวณจาก ปริมาณไฟฟ้าตามกำลังการผลิต คูณด้วยอัตรากำลังผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor) ซึ่งประมาณการอัตราการผลิตไฟฟ้าจากค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี ตั้งแต่ปี 2565 – 2566 ตลอดช่วงประมาณการ เนื่องจาก Jackson เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2565

(2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร ประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายวัสดุสิ้นเปลืองและอะไหล่ ค่าใช้จ่ายค่าสารเคมี ค่าใช้จ่ายสำหรับระบบการดำเนินงานเชื้อเพลิงดีเซล และค่าใช้จ่ายค่าซ่อมบำรุง เป็นต้น โดยอ้างอิงอัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อรายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า จากค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี ตั้งแต่ปี 2565 – 2566 ตลอดช่วงประมาณการ เนื่องจาก Jackson เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2565

(3) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ ประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน ค่าใช้จ่ายค่าซ่อมบำรุง ค่าใช้จ่ายค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายการบริการทั่วไป เป็นต้น โดยประมาณการจากค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่เฉลี่ยย้อนหลัง 2 ปี ตั้งแต่ปี 2565 – 2566 เนื่องจาก Jackson เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2565 และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานมีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 5.00 ต่อปี ตลอดช่วงประมาณการ ซึ่งเป็นไปตามการปฏิบัติการทั่วไป และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่อื่น ๆ มีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี ตลอดช่วงประมาณการ โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

2.2) สมมติฐานต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า DIPWP

ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า DIPWP โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะต้นทุน และค่าใช้จ่ายแต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 1) ค่าเชื้อเพลิง 2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร และ 3) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ ซึ่งมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

(1) ค่าเชื้อเพลิง

$$\text{ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง} = \text{ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate)} \times \text{อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate)} \times \text{ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้}$$

โดยที่

ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Rate)	=	ราคาก๊าซธรรมชาติ (USD/ MMBTU) โดยอ้างอิงตามประมาณการของ GULF ซึ่งสอดคล้องกับข้อตกลงระหว่างบริษัทและคู่สัญญา
อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ (Heat Rate)	=	อัตราการใช้ความร้อนสุทธิ โดยประมาณการอัตราการใช้ความร้อนสุทธิและอัตราการเสื่อมประสิทธิภาพ (Degradation Rate) ตามประมาณการของ GULF ซึ่งเป็นไปตามที่คู่สัญญาใช้ในการเจรจาเงื่อนไขสัญญาร่วมกัน
ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง	=	ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GW) โดยที่คำนวณจาก กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา คูณด้วยอัตราการจ่ายกระแสไฟ (Dispatch Factor) ซึ่งอ้างอิงตามประมาณการของ GULF ซึ่งเป็นไปตามที่คู่สัญญาใช้ในการเจรจาเงื่อนไขสัญญาร่วมกัน

(2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร ประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายวัสดุสิ้นเปลืองและอะไหล่ ค่าใช้จ่ายค่าสารเคมี ค่าใช้จ่ายสำหรับระบบการดำเนินงานเชื้อเพลิงดีเซล และค่าใช้จ่ายค่าซ่อมบำรุง เป็นต้น โดยประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อรายได้ Variable Charge เฉลี่ย อ้างอิงจากประมาณการของ GULF เนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้า DIPWP เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2566 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้อ้างอิงแผนการดำเนินโครงการของ GULF

(3) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ ประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน ค่าใช้จ่ายค่าซ่อมบำรุง ค่าใช้จ่ายค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายการบริการทั่วไป เป็นต้น โดยอ้างอิงจากประมาณการของ GULF ในปี 2567 – 2568 เนื่องจากโครงการโรงไฟฟ้า DIPWP เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2566 และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานมีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 5.00 ต่อปี ตั้งแต่ปี 2569 ไปตลอดช่วงประมาณการ ซึ่งเป็นไปตามการปฏิบัติโดยทั่วไป (General Practice) ของค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับผลประโยชน์พนักงานสำหรับบริษัทเอกชน และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่อื่น ๆ มีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี ตั้งแต่ปี 2569 ไปตลอดช่วงประมาณการ โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

3. สมมติฐานค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการภาษีเงินได้นิติบุคคล โดยอ้างอิงอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล และนโยบายส่งเสริมการลงทุนของแต่ละประเทศ โดย DIPWP ได้รับการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับกำไรจากกิจการที่ได้รับการส่งเสริมตลอดอายุสัญญา ในขณะที่ Jackson แม้จะไม่มีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้นิติบุคคล อย่างไรก็ตาม เนื่องจากค่าใช้จ่ายภาษีจากผลการดำเนินงานของ Jackson จะถูกจัดเก็บที่บริษัท Gulf Energy USA ที่ได้ถือหุ้นใน Jackson ที่ร้อยละ 49.00 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงประมาณการอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลของ Jackson โดยอ้างอิงอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลของประเทศสหรัฐอเมริกาเท่ากับร้อยละ 28.51

4. สมมติฐานเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital)

เนื่องจาก Jackson และ DIPWP เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2565 และ 2566 ตามลำดับ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้ประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินทุนหมุนเวียน โดยอ้างอิงจากระยะเวลาการเก็บหนี้ ระยะเวลาค่าใช้การเก็บสินค้า ระยะเวลาค่าชำระหนี้เฉลี่ย 3 ปีย้อนหลัง ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 ของกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท IPP ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว เนื่องจากมีลักษณะใกล้เคียงกัน ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระยะเวลาการเก็บหนี้เฉลี่ยของแต่ละโครงการ เท่ากับ 73 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการเก็บสินค้าเฉลี่ยของแต่ละโครงการ เท่ากับ 30 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการชำระหนี้เฉลี่ยของแต่ละโครงการ เท่ากับ 39 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

5. สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการลงทุน (CAPEX)

เนื่องจาก Jackson และ DIPWP เริ่มเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ ในปี 2565 และ 2566 ตามลำดับ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้ประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินลงทุน โดยอ้างอิงค่าใช้จ่ายในการลงทุนเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีย้อนหลัง ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 ของกลุ่มโรงไฟฟ้าประเภท IPP ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว เนื่องจากมีลักษณะใกล้เคียงกัน อีกทั้ง ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้คำนึงถึงแผนการลงทุนในอนาคตของ GULF ซึ่งได้มีการทำสัญญาจัดหาอะไหล่และการซ่อมบำรุงระยะยาว (Long Term Services Agreement) สำหรับแต่ละบริษัท ซึ่งครอบคลุมสำหรับค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงแล้ว โดยมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุน ตั้งแต่ปี 2564A – 2566A และ 2567F – 2577F

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	2,685.69 – 12,189.85	2,123.18 – 3,521.71	63.92 – 884.88	18.5 – 798.59	21.02 – 73.71	32.53 – 73.71	34.11 – 73.71

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	46.48 – 73.71	47.82 – 73.71	41.53 – 73.71	34.32 – 73.71	38.65 – 73.71	73.71 – 128.63	73.71 – 176.34

ที่มา: งบการเงินปี 2564 – 2566 ของแต่ละบริษัท ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: อ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้าซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 เท่ากับ 36.20 THB/ USD

6. สมมติฐานค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้การคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ และค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนของแต่ละบริษัท เป็นอัตราคงที่ตามวิธีเส้นตรง (Straight-Line) โดยกำหนดอายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

ตารางสมมติฐานการคิดค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

สินทรัพย์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	อายุการใช้งาน (ปี) ^{1/}
โรงไฟฟ้า เครื่องจักร และอุปกรณ์	3 - 40
เครื่องตกแต่ง และติดตั้ง	5
อุปกรณ์สำนักงาน	4

หมายเหตุ: 1/ อายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท อ้างอิงจากหมายเหตุประกอบงบการเงิน ณ ปี 2566

7. อัตราคิดลด (Discount Rate)

ในการกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ WACC ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของ K_e กับ K_d ปรับด้วยผลประโยชน์ทางภาษีจากการจ่ายดอกเบี้ย ถ่วงน้ำหนักด้วย W_e และ W_d โดยมีสูตรการคำนวณดังต่อไปนี้

การคำนวณหา WACC

WACC	=	$K_e \times W_e + K_d \times (1 - T) \times W_d$ = ร้อยละ 5.61 – 6.90
โดยที่		
K_e	=	ร้อยละ 6.88 – 12.05
K_d	=	ร้อยละ 4.44 – 7.00 อ้างอิงจากอัตราการจ่ายดอกเบี้ยจริงต่อหนี้สินที่มีดอกเบี้ยเฉลี่ยในปี 2566
Tax Rate (T)	=	ร้อยละ 0.00 – 28.51
W_e	=	ร้อยละ 32.30 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท
W_d	=	ร้อยละ 67.70 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท

การคำนวณหา K_e

K_e	=	$(R_f + \beta \times (R_m - R_f)) + CRP$ = ร้อยละ 6.88 – 12.05
โดยที่		
Risk Free Rate (R_f)	=	ร้อยละ 2.90 อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 15 ปี ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567
Market Return (R_m)	=	ร้อยละ 9.23 อ้างอิงข้อมูลจากผลตอบแทนการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ (SET Total Return Index: SET TRI Index) ย้อนหลัง 15 ปี นับตั้งแต่ 16 กรกฎาคม 2567
Levered Beta (β)	=	1.00 – 1.24 เท่า มีรายละเอียดตามที่ปรากฏในหัวข้อที่ 6.1.1.1 โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) ข้อ 7. อัตราคิดลด (Discount Rate)
Country Risk Premium (CRP)	=	ร้อยละ (2.34) – 1.32 ซึ่งเป็นส่วนชดเชยความเสี่ยงจากลงทุนในต่างประเทศเปรียบเทียบกับประเทศไทย โดยอ้างอิงจากบทวิจัย “Country Risk: Determinants, Measures and Implications” โดย Aswath Damodaran ฉบับอัปเดตเมื่อวันที่ 5 มกราคม 2567

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณ WACC ของแต่ละบริษัทที่ดำเนินการในต่างประเทศ ตามโครงสร้างทางการเงินของ GULF มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 5.61 – 6.90

8. มูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	-	1,200.00	1,408.00	1,408.00	1,408.00	1,408.00	1,408.00
รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า น้ำจืด และน้ำเสีย	25.62	7,188.77	5,317.10	7,990.52	8,162.40	8,426.25	8,535.99
รายได้อื่น	-	17.74	41.71	59.45	77.19	94.92	112.66
รายได้รวม	25.62	7,206.50	5,358.82	8,049.97	8,239.59	8,521.17	8,648.65
ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	-	(4,159.27)	(2,019.71)	(4,038.06)	(4,084.08)	(4,142.27)	(4,203.29)
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร	-	(1,303.97)	(117.81)	(848.82)	(871.24)	(903.97)	(919.59)
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่	-	(213.15)	(443.22)	(544.42)	(640.02)	(656.97)	(674.46)
ค่าเสื่อมราคา และตัดจำหน่าย	(14.13)	(423.70)	(606.90)	(915.54)	(917.40)	(919.48)	(921.59)
ค่าใช้จ่ายรวม	(14.13)	(6,100.09)	(3,187.64)	(6,346.84)	(6,512.74)	(6,622.69)	(6,718.93)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	11.49	1,106.41	2,171.18	1,703.13	1,726.84	1,898.49	1,929.72

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	1,408.00	1,408.00	1,408.00	1,408.00	1,408.00	1,408.00	1,408.00
รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า น้ำจืด และน้ำเสีย	8,598.13	8,613.84	8,546.11	8,692.57	8,758.27	8,778.93	8,583.82
รายได้อื่น	130.39	148.13	165.87	183.60	201.34	219.07	236.81
รายได้รวม	8,728.52	8,761.97	8,711.97	8,876.17	8,959.61	8,998.00	8,820.63
ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง	(4,246.99)	(4,267.51)	(4,211.52)	(4,331.87)	(4,378.30)	(4,403.09)	(4,274.59)
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร	(926.83)	(929.16)	(915.06)	(939.12)	(946.81)	(949.48)	(920.76)
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่	(692.52)	(711.18)	(730.44)	(750.34)	(770.91)	(792.16)	(814.13)
ค่าเสื่อมราคา และตัดจำหน่าย	(923.95)	(926.33)	(928.59)	(930.71)	(932.91)	(936.88)	(941.78)
ค่าใช้จ่ายรวม	(6,790.29)	(6,834.18)	(6,785.60)	(6,952.04)	(7,028.93)	(7,081.60)	(6,951.26)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	1,938.23	1,927.79	1,926.37	1,924.13	1,930.68	1,916.40	1,869.37

ที่มา: ผลรวมของรายได้และค่าใช้จ่าย ตามงบการเงินปี 2564 – 2566 ของแต่ละบริษัทตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ
หมายเหตุ: อ่างอิงอัตราแลกเปลี่ยนที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้าซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 เท่ากับ 36.20 THB/ USD

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการกระแสเงินสดอิสระของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

**ตารางการประมาณการทางการเงินของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ
ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF**

หน่วย: ล้านบาท	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
EBIT x (1- Tax Rate)	1,391.75	1,371.34	1,480.24	1,488.71	1,481.94	1,459.52
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(465.92)	(25.21)	(39.03)	(7.37)	(0.10)	(0.12)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	915.54	917.40	919.48	921.59	923.95	926.33
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	1,841.37	2,263.54	2,360.70	2,402.93	2,405.79	2,385.74
เงินลงทุน	(400.37)	(46.42)	(52.05)	(52.83)	(58.89)	(59.55)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(400.37)	(46.42)	(52.05)	(52.83)	(58.89)	(59.55)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิของกลุ่มโรงไฟฟ้าต่างประเทศ	1,441.00	2,217.12	2,308.64	2,350.10	2,346.90	2,326.19

หน่วย: ล้านบาท	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
EBIT x (1- Tax Rate)	1,444.59	1,428.91	1,420.56	1,395.17	1,347.43
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	0.42	(0.65)	(0.12)	(0.10)	22.98
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	928.59	930.71	932.91	936.88	941.78
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	2,373.61	2,358.96	2,353.35	2,331.94	2,312.19
เงินลงทุน	(56.46)	(52.93)	(55.05)	(99.14)	(122.52)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(56.46)	(52.93)	(55.05)	(99.14)	(122.52)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิของกลุ่มโรงไฟฟ้าต่างประเทศ	2,317.14	2,306.03	2,298.30	2,232.80	2,189.66

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: อ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้าซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 เท่ากับ 36.20 THB/ USD

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เนื่องจากมีความเชื่อว่าธุรกิจจะดำเนินงานอย่างต่อเนื่องภายหลังระยะเวลาการประมาณการ ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้นำมูลค่าสุดท้ายมาใช้ประกอบการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดแต่ละปี เพื่อสะท้อนมูลค่าธุรกิจที่มีการดำเนินงานต่อไปอย่างต่อเนื่องหลังจากระยะเวลาการประมาณการ โดยมูลค่าสุดท้าย คือมูลค่ากระแสเงินสดภายหลังจากระยะเวลาประมาณการ อย่างไรก็ตาม โครงการโรงไฟฟ้าเป็นธุรกิจที่มีการดำเนินงานตามสัญญา ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้ทำการปรับปรุงมูลค่าสุดท้าย เพื่อให้สะท้อนต่อธุรกิจที่ดำเนินการต่อเนื่อง โดยการคำนึงถึงค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ และปรับปรุงด้วยมูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตนที่เหลืออยู่ ณ ปีที่ 11 เพื่อให้สะท้อนมูลค่าสุดท้ายของโครงการ ณ ปีที่ 11 โดยมีสูตรคำนวณ ดังต่อไปนี้

ตารางการคำนวณมูลค่าสุดท้าย

มูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	=	$\frac{[FCFF_n \times (1+g) - \text{Annual initial CAPEX}]}{WACC-g} + \text{Net PPE}_n$
FCFF ₁₁	=	มูลค่ากระแสเงินสดในปี 2577 (ปีที่ 11)
g – อัตราการเติบโตระยะยาว (Terminal Growth Rate)	=	อัตราการเพิ่มขึ้นของกระแสเงินสดต่อปี อย่างต่อเนื่องไปตลอด (Going Concern Basis) กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป
WACC	=	ร้อยละ 5.61 – 6.90
Annual initial CAPEX	=	ค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) อ้างอิงจากค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้นเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าที่ดำเนินการในต่างประเทศในอดีต ทหารด้วยอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละบริษัท
Net PPE ₁₁	=	มูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตน ในปี 2577 (ปีที่ 11)

หน่วย: ล้านบาท	วันที่ 30 มิถุนายน 2567
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศตั้งแต่ไตรมาส 3 ปี 2567 – 2577 ^{2/}	16,962.13 ^{3/}
มูลค่าปัจจุบันของมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	18,682.32
มูลค่ากิจการของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ (Enterprise Value)	35,644.45
บวก: เงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสด ^{4/}	683.12
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย ^{4/}	17,810.67
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (Equity Value)	18,516.90

ที่มา: ประเมินการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

- หมายเหตุ: 1/ อ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้าซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 เท่ากับ 36.20 THB/ USD
- 2/ การคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิจะนับจากวันที่ 1 กรกฎาคม 2567 เป็นต้นไป
- 3/ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระทำการประเมินมูลค่าโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ จำนวนทั้งสิ้น 2 โครงการ โดยใช้วิธีรวมส่วนมูลค่าของผู้ถือหุ้น (Sum-of-the-Part: SOTP) ซึ่งเป็นการคำนวณหามูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละโครงการตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ตาม WACC ของแต่ละโครงการ
- 4/ อ้างอิงจากงบการเงินภายในของ GULF

6.1.2. โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายใต้ GULF สามารถแบ่งตามประเภทพลังงานหมุนเวียน และประเทศที่ดำเนินงานได้เป็น 4 ประเภท ได้แก่ 1) โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จำนวน 32 บริษัท 2) โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม จำนวน 9 บริษัท 3) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานจากขยะ และชีวมวล จำนวน 15 บริษัท และ 4) โครงการโรงไฟฟ้าที่ดำเนินการในต่างประเทศ จำนวน 8 บริษัท โดยมีรายละเอียดดังนี้

6.1.2.1. โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

Gulf ได้ทำการลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยแบ่งเป็น 3 ประเภทได้แก่ แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar Farm) แบบติดตั้งบนพื้นดินร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (Solar farms with battery energy storage systems: Solar BESS) และแบบติดตั้งบนหลังคา (Solar rooftop) โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567 มีกำลังการผลิตติดตั้งที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วรวม 119.00 MW และอยู่ระหว่างการก่อสร้างและพัฒนารวม 2,692.00 MW ซึ่งประกอบด้วยโครงการต่างๆ ดังนี้

- โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนพื้นดินในประเทศไทยจำนวน 13 บริษัท (“Solar”) มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 869.77 MW ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการการพัฒนาและเตรียมก่อสร้างโครงการ โดยจะจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ายาว 25 ปี
- โครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (“Solar BESS”) จำนวน 12 บริษัท มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 1,667.97 MW ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการการพัฒนาและเตรียมก่อสร้างโครงการ โดยจะจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ายาว 25 ปี
- โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา กลุ่ม GULF1 (“GULF1”) ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว 15 ปี โดย ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 GULF มีโครงการที่เปิดให้ดำเนินการแล้ว 119.00 MW และอยู่ระหว่างการก่อสร้างและพัฒนาโครงการ รวมทั้งโครงการที่คาดว่าจะดำเนินการได้ในอนาคตอีกประมาณ 506.00 MW
- โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้า ขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว 25 ปี โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 GULF มีโครงการที่เปิดให้ดำเนินการแล้ว 0.6 MW

1. สมมติฐานรายได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยกำหนดสมมติฐานดังนี้

1.1) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ให้แก่ กฟผ. สำหรับ Solar และ Solar BESS

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยอ้างอิงจากข้อกำหนด และเงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เอกชนขนาดเล็ก (SPP) และ กฟผ. ซึ่งมีการกำหนดค่าตอบแทนที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

$$\text{รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า} = \text{อัตราค่าไฟฟ้า (Feed in Tariff)} \times \text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง}$$

▪ อัตราค่าไฟฟ้า (Feed in Tariff หรือ FIT)

สำหรับอัตราค่าไฟฟ้าของพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอัตราค่าไฟฟ้า (Feed-in Tariff: FIT) โดยอ้างอิงจากประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง อัตราการรับซื้อไฟฟ้ารูปแบบ Feed-in Tariff และอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมครั้งที่ 3/2565 (ครั้งที่ 158) เมื่อวันที่ 6 พฤษภาคม 2565 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

กำลังการผลิต	FIT (บาท/GWh)			ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	FIT Premium (บาท/GWh)
	FIT _F	FIT _{V,2560} ^{1/}	FIT		สำหรับโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ ^{3/}
แบบติดตั้งบนพื้นดินกำลังผลิตตามสัญญาทุกขนาด	2.1679	-	2.1679	25	0.50
พลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (Solar BESS) กำลังผลิตตามสัญญา > 10.00 – 90.00 MW ^{2/}	2.8331	-	2.8331	25	0.50

หมายเหตุ: 1/ อัตรา FIT_V จะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อ

- 2/ รูปแบบสัญญา Partial Firm สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (Solar + BESS) กำหนดให้มีรูปแบบการรับซื้อไฟฟ้างานนี้
- 2.1 ช่วงเวลา 09.00 น. – 16.00 น. ผลิตไฟฟ้าส่งจ่ายเข้าระบบ และการไฟฟ้ารับซื้อในปริมาณร้อยละ 100.00 ของปริมาณไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
 - 2.2 ช่วงเวลา 18.01 น. – 06.00 น. มีความพร้อมส่งจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปริมาณพลังงานเท่ากับร้อยละ 60.00 ของปริมาณไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นเวลา 2 ชั่วโมง (60% Contracted Capacity * 2 ชั่วโมง) โดยที่การไฟฟ้ารับซื้อทั้งหมด และสามารถส่งจ่ายกำลังไฟสูงสุดได้ไม่เกินร้อยละ 60.00 ของปริมาณไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
 - 2.3 ช่วงเวลา 06.01 น. – 09.00 น. และ 16.01 น. – 18.00 น. ผลิตไฟฟ้าส่งจ่ายเข้าระบบ และการไฟฟ้ารับซื้อในปริมาณไม่เกินร้อยละ 100.00 ของปริมาณไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

3/ โครงการในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อำเภอจะนะ อำเภอกงหรา อำเภอสะบ้าย้อย และอำเภอนาทวี

▪ ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

$$\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า} = \text{กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง} \times \text{จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี} \times \text{อัตราส่วนสมรรถภาพ (Capacity factor)}$$

โดยที่:

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้า = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)
- กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง = กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้อ้างอิงจากรายงานประจำปี 2566 ของ GULF ซึ่งมีค่าคงที่ ตลอดช่วงประมาณการ
- จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี (ชั่วโมง) = จำนวนวันในหนึ่งปี x จำนวนชั่วโมงต่อวัน
- อัตราส่วนสมรรถภาพ = อัตราความสามารถในการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ) โดยอ้างอิงข้อมูลจาก Gulf ที่ประเมินโดยผู้ประเมินอิสระ ซึ่งให้บริการทางด้านกิจกรรมงานวิศวกรรมและการให้คำปรึกษาทางด้านเทคนิค ที่เกี่ยวข้อง โดยมีประสบการณ์ทำงานยาวนาน โดยสำหรับโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการประเมิน ที่ปรึกษาทางการเงินได้อ้างอิงค่าเฉลี่ยจากอัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้าที่ได้รับการประเมินแล้ว

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) ^{1/}	45.30 – 176.71	45.30 – 176.71	45.30 – 176.71	45.30 – 176.71	45.30 – 176.71	45.30 – 176.71
อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า (ร้อยละ)	18.57 – 19.48	18.12. – 20.90	18.12. – 20.90	18.12. – 20.90	18.12. – 20.90	18.12. – 20.90
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	0.28 - 0.83	0.23 - 298.51	0.41 - 297.31	0.50 - 296.10	0.20 - 295.70	0.49 - 298.79

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) ^{1/}	45.30 – 176.71	45.30 – 176.71	45.30 – 176.71	45.30 – 176.71	45.30 – 176.71
อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า (%)	18.12. – 20.90	18.12. – 20.90	18.12. – 20.90	18.12. – 20.90	18.12. – 20.90
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	73.46 - 297.58	73.16 - 296.37	73.06 - 295.97	72.56 - 293.96	72.27 - 292.75

ที่มา: สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กฟผ. (PPA) ประมาณการโดย GULF

1/ กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) ของแต่ละโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะถูกคิดลดด้วยอัตราการเสื่อมสภาพของแผงโซลาร์โดยกำหนดให้ในปีแรกมีค่าเท่ากับร้อยละ 1.00 ต่อปี เนื่องจากเป็นช่วงเริ่มต้นของการเสื่อมสภาพที่เกิดจากการเหนี่ยวนำด้วยแสงหรือ Light Induced Degradation: LID และในปีถัดไป ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้อัตราการเสื่อมสภาพของแผงโซลาร์มีค่าเท่ากับร้อยละ 0.40 ต่อปี โดยอ้างอิงจากรายงานของผู้เชี่ยวชาญ และเว็บไซต์ของบริษัท จีนโกะ โซลาร์ ให้หนึ่งจำกัด ซึ่งเป็นผู้จัดหาแผงโซลาร์ให้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar Farms) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินพร้อมระบบกักเก็บพลังงาน (Solar Farms with Battery Energy Storage Systems) และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftops)

1.2) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ให้กลุ่ม

อุตสาหกรรม สำหรับกลุ่ม GULF 1

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยอ้างอิงจากข้อกำหนด และเงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาภายใต้บริษัทย่อย GULF1 (“GULF1”) ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าอุตสาหกรรมภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว 10 – 15 ปี โดยมีรายละเอียดดังนี้

▪ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า โดยอ้างอิงจากประกาศฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ 22/2567 เรื่องอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประจำเดือนมิถุนายน 2567 รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

$$\text{อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)} = (\text{อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งPeak} + F_t \text{ ขายส่งเฉลี่ย}) + (\text{อัตราไฟฟ้าขายส่ง Off-Peak} + F_t \text{ ขายส่งเฉลี่ย})$$

โดยที่:

อัตราค่าไฟฟ้า (Energy Payment) = อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/kWh)

อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง = อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง (บาท/kWh) อ้างอิงจากประกาศฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ 22/2567 เรื่องอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประจำเดือนมิถุนายน 2567

F_t ขายส่ง = สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ซึ่งสะท้อนต้นทุนการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า โดยประมาณการการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติให้สอดคล้องกับประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอ้างอิงจากวัฏจักรราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ซึ่งอยู่ระหว่างเดือนตุลาคม ปี 2563 ถึง เดือนเมษายน ปี 2567 ตลอดช่วงประมาณการ

	2567F – 2577F
อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง _{Peak} (บาท/kWh)	4.22
อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง _{Off-Peak} (บาท/kWh)	2.36
F_t (บาท/kWh)	0.39
อัตราค่าไฟฟ้า _{Peak} (บาท/kWh)	4.61
อัตราค่าไฟฟ้า _{Off-Peak} (บาท/kWh)	2.75

▪ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง

$$\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า} = \text{กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา} \times \text{จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี} \times \text{อัตราส่วนสมรรถภาพ (Capacity factor)}$$

โดยที่:

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้า = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)
- กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา = กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์) โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระอ้างอิงปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญาที่ผลิตได้จริงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและ กฟผ. และข้อมูลที่เปิดเผยต่อสาธารณะ ซึ่งมีค่าคงที่ ตลอดช่วงประมาณการ
- จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี (ชั่วโมง) = จำนวนวันในหนึ่งปี x จำนวนชั่วโมงต่อวัน
- อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า = อัตราความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า x ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระอ้างอิงจากประมาณการของ GULF

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) ^{1/}	1.38 - 106.37	9.07 - 175.97	15.87 - 212.87	19.95 - 295.28	20.00 - 309.00	20.00 - 309.00
อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า (ร้อยละ)	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	1.64 - 125.85	10.77 - 207.87	18.82 - 251.14	23.58 - 348.59	23.53 - 364.74	23.43 - 364.35

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) ^{1/}	20.00 - 309.00	20.00 - 309.00	20.00 - 309.00	20.00 - 309.00	20.00 - 309.00
อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า (ร้อยละ)	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	23.33 - 363.00	23.23 - 361.45	23.13 - 359.90	23.03 - 358.35	22.93 - 356.80

ที่มา: สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กฟผ. (PPA) ประมาณการโดย GULF

1/ กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) ของแต่ละโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะถูกคิดลดด้วยอัตราการเสื่อมสภาพของแผงโซลาร์โดยกำหนดให้ในปีแรกมีค่าเท่ากับร้อยละ 1.00 ต่อปี เนื่องจากเป็นช่วงเริ่มต้นของการเสื่อมสภาพที่เกิดจากการเหนี่ยวนำด้วยแสงหรือ Light Induced Degradation: LID และในปีถัดไป ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้อัตราการเสื่อมสภาพของแผงโซลาร์มีค่าเท่ากับร้อยละ 0.40 ต่อปี โดยอ้างอิงจากรายงานของผู้เชี่ยวชาญ และเว็บไซต์ของบริษัท จีนโกะ โซลาร์ โฟหนึ่ง จำกัด ซึ่งเป็นผู้จัดหาแผงโซลาร์ให้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar Farms) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินพร้อมระบบกักเก็บพลังงาน (Solar Farms with Battery Energy Storage Systems) และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftops)

1.3) รายได้อื่น

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้อื่นของบริษัทในกลุ่ม GULF1 โดยอ้างอิงจากประมาณการของ GULF ดังนี้ รายได้อื่นซึ่งรวมถึงรายได้ จาก EPC และรายได้จาก Solar PV Panel จำนวน 462.59 – 1,421.64 ล้านบาท ในปี 2567 – 2572

2. สมมติฐานต้นทุนและค่าใช้จ่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่าย โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะต้นทุน และค่าใช้จ่ายแต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 2.1) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร 2.2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ และ 2.3) ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.1) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร ได้แก่ ต้นทุนขาย ค่าอะไหล่ ค่าซ่อมแซมตามปกติ ธุรกิจ และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรอื่น ๆ เป็นต้น โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh) ซึ่งเท่ากับ 0.12 – 0.13 ล้านบาท/GWh

โดยสำหรับบริษัทในกลุ่ม GULF1 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ต้นทุนของ EPC และ Solar PV Panel เป็นไปตามการประมาณการของ GULF โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ตรวจสอบข้อมูลต้นทุนเปรียบเทียบกับอุตสาหกรรมและพบว่าข้อมูลมีความสมเหตุสมผล โดยเป็นไปตามค่าเฉลี่ยของอุตสาหกรรม

2.2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน ค่าใช้จ่ายค่าซ่อมบำรุง ค่าใช้จ่ายค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายการบริการทั่วไป เป็นต้น โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานเติบโตร้อยละ 2.00 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน กำหนดให้เติบโตร้อยละ 5.00 อ้างอิงจากหลักการปฏิบัติการทั่วไป (General Practice)

ทั้งนี้หากที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่สามารถแยกการค่าใช้จ่ายระหว่าง ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานกับค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานออกจากกันได้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะกำหนดให้ค่าใช้จ่ายเติบโตร้อยละ 3.50 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปและอัตราการเติบโตของพนักงาน ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 21.29 – 123.46 ล้านบาท

2.3) ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการ เป็นต้น โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานเติบโตร้อยละ 2.00 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน กำหนดให้เติบโตร้อยละ 5.00 อ้างอิงจากหลักการปฏิบัติการทั่วไป (General Practice)

ทั้งนี้หากที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ไม่สามารถแยกรายการค่าใช้จ่ายระหว่าง ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานกับค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานออกจากกันได้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะกำหนดให้ค่าใช้จ่ายเติบโตร้อยละ 3.50 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปและอัตราการเติบโตของพนักงาน ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 1.08 - 7.01 ล้านบาท

3. สมมติฐานค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการภาษีเงินได้นิติบุคคล โดยสำหรับบริษัทที่ได้รับ สิทธิประโยชน์ทางภาษี ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะ อ้างอิงสิทธิประโยชน์ภาษีที่แต่ละบริษัทได้รับจากสำนักงาน คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment: BOI) เป็นระยะเวลา 8 ปี และภายหลังจากระยะเวลาที่ได้รับสิทธิ ประโยชน์ภาษี 8 ปีแรกสิ้นสุดลงแต่ละบริษัทจะได้รับสิทธิประโยชน์ในการลดหย่อนภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นจำนวนร้อยละ 50.00 ต่อเป็นระยะเวลา 5 ปี โดยหลังจากช่วงระยะเวลาดังกล่าวได้สิ้นสุดลง ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้กำหนดให้อัตรา ภาษีเงินได้นิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20.00 และสำหรับบริษัทที่ไม่ได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีต่อเป็นระยะเวลา 5 ปี ที่ปรึกษา ทางการเงินอิสระจะกำหนดให้อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20.00

4. สมมติฐานเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินทุนหมุนเวียน สำหรับ โครงการโรงไฟฟ้าที่ยังไม่ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ อ้างอิงตามนโยบายของบริษัท ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระยะเวลาการเก็บหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 60 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการชำระหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 30 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว อ้างอิงจากค่าเฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลังของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระยะเวลาการเก็บหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 81 - 116 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการเก็บสินค้าของบริษัท Gulf1 ประมาณ 83 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการชำระหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 113 - 174 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

5. สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Capital Expenditure: CAPEX)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินลงทุน โดยอ้างอิงจาก แผนการลงทุนของ GULF ซึ่งได้มีการประมาณการค่าก่อสร้างสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ยังไม่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ และค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (BESS) รวมถึงค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนอุปกรณ์ที่ใช้ แปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) สำหรับแต่ละบริษัทโรงไฟฟ้า ซึ่งครอบคลุมสำหรับค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงแล้วในแต่ละปี โดยมีรายละเอียดดังนี้

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	0.00 - 0.00	8.81 - 719.89	11.89 - 1,431.88	5.08 - 842.13	57.37 - 503.36	125.37 - 779.22	0.18 - 1,400.02

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	0.12 - 1,527.92	42.03 - 242.73	0.30 - 17.84	1.09 - 2.65	1.10 - 18.99	1.64 - 19.05	1.67 - 46.70

ที่มา: งบการเงินปี 2564 - 2566 ของแต่ละบริษัท ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

6. สมมติฐานค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้การคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ และค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนของแต่ละบริษัท เป็นอัตราคงที่ตามวิธีเส้นตรง (Straight-Line) โดยกำหนดอายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

ตารางสมมติฐานการคิดค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

สินทรัพย์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	อายุการใช้งาน (ปี) ^{1/}
โรงไฟฟ้า	20 - 25
อาคาร	20
เครื่องมือ อุปกรณ์ และยานพาหนะ	5
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	10

หมายเหตุ: 1/ อายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท อ้างอิงจากหมายเหตุประกอบงบการเงิน ณ ปี 2566

7. อัตราคิดลด (Discount Rate)

ในการกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ WACC ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของ K_e กับ K_d ปรับด้วยผลประโยชน์ทางภาษีจากการจ่ายดอกเบี้ย ถ่วงน้ำหนักด้วย W_e และ W_d โดยมีสูตรการคำนวณดังต่อไปนี้

การคำนวณหา WACC

$$WACC = (K_e \times W_e) + (K_d \times (1 - T) \times W_d) = \text{ร้อยละ } 4.46 - 7.57$$

โดยที่

$$K_e = \text{ร้อยละ } 12.48$$

$$K_d = \text{ร้อยละ } 0.52 - 6.27 \text{ อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยจ่ายจริงต่อหนี้สินที่มีดอกเบี้ยเฉลี่ยในปี 2566}$$

$$\text{Tax Rate (T)} = \text{ร้อยละ } 20.00$$

$$W_e = \text{ร้อยละ } 32.30 \text{ อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท}$$

$$W_d = \text{ร้อยละ } 67.70 \text{ อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท}$$

การคำนวณหา K_e

$$K_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f) = \text{ร้อยละ } 12.48$$

โดยที่

$$\text{Risk Free Rate (R}_f\text{)} = \text{ร้อยละ } 2.90 \text{ อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 15 ปี ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567}$$

Market Return (R_m)	=	ร้อยละ 9.23 อ้างอิงข้อมูลจากผลตอบแทนการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ (SET Total Return Index: SET TRI Index) ย้อนหลัง 15 ปี นับจาก 16 กรกฎาคม 2567
Levered Beta (β)	=	1.51 เท่า โดยคำนวณจาก Levered Beta ของบริษัทที่ประกอบธุรกิจประเภทเดียวกัน หรือใกล้เคียง และมีรายได้จากการประกอบธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นหลัก และเป็นบริษัทที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย เฉลี่ยย้อนหลัง 15 ปี (ข้อมูลจาก Bloomberg Terminal) อยู่ในช่วง 0.77 – 1.14 อย่างไรก็ดี ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาใช้ Unlevered Beta เนื่องจากต้องการลดผลกระทบจากโครงสร้างทางการเงินที่แตกต่างกันของแต่ละบริษัทที่ประกอบธุรกิจใกล้เคียงกัน ซึ่งมีสูตรคำนวณดังนี้ $Unlevered\ Beta = Levered\ Beta / (1 + ((1-t) \times (D/E)))$ จากนั้นจึงปรับปรุง Unlevered Beta เป็น Levered Beta โดยอ้างอิงโครงสร้างทางการเงินของ GULF เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายระยะยาวของแต่ละบริษัท ซึ่งมีสูตรคำนวณดังนี้ $Levered\ Beta = Unlevered\ Beta \times (1 + ((1-t) \times (D/E)))$

ตารางแสดงข้อมูลบริษัทที่ประกอบธุรกิจที่ใกล้เคียงกัน

บริษัท	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศ	รายได้ (หน่วย: ล้านบาท)	มูลค่าหลักทรัพย์ (หน่วย: ล้านบาท)
TPIPP	บริษัทประกอบธุรกิจด้านการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า โดยประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทิ้ง และโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิง RDF ซึ่งโรงไฟฟ้าทั้งหมดตั้งอยู่ที่ อ.แก่งคอย จ.สระบุรี และประกอบธุรกิจสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง และก๊าซธรรมชาติ (NGV)	ไทย	10,608.34	60,239.10
ACE	บริษัทประกอบธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า และไอน้ำ และธุรกิจอื่นที่สนับสนุน หรือเกี่ยวเนื่องโดยมี บริษัท แอ็ดวานซ์ คลีน เพาเวอร์ จำกัด (ACP) ซึ่งประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าชีวมวลเป็นบริษัทหลัก	ไทย	6,582.71	21,737.21
SPCG	บริษัทประกอบธุรกิจด้านการลงทุน โดยการถือหุ้นบริษัทในเครือเพื่อดำเนินธุรกิจ 4 ด้าน ดังนี้ 1) ธุรกิจลงทุน และพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Farm) ธุรกิจบริการรับเหมาก่อสร้างโซลาร์ฟาร์มแบบครบวงจร (Engineering, Procurement and Construction: EPC) และธุรกิจบริการด้านการปฏิบัติการ การบำรุงรักษา และการประเมินผลโซลาร์ฟาร์ม (Operation, Maintenance and Monitoring: O&M) 2) ธุรกิจจำหน่าย และติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Roof) 3) ผู้แทนจำหน่าย และผู้ให้บริการเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) อย่างเป็นทางการ (Authorized Sales & Service Partnership) ของ SMA Solar Technology AG (SMA) ประเทศเยอรมนี 4) ธุรกิจผลิต จำหน่าย และให้บริการติดตั้งหลังคาเหล็ก (Metal Sheet Roofing) พร้อมบริการครบวงจร	ไทย	3,679.20	24,212.08
SSP	บริษัทประกอบธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และธุรกิจที่เกี่ยวข้องอื่น ๆ ทั้งใน และต่างประเทศ ทั้งนี้มีบริษัท เสริมสร้าง พลังงาน จำกัด เป็นบริษัทแกน ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งอยู่ที่ จ.ลพบุรี มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญา 40 เมกะวัตต์	ไทย	3,133.68	25,922.71
BCPG	บริษัทประกอบธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด รวมถึงลงทุนในบริษัทที่ดำเนินธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด	ไทย	5,168.27	75,619.85

ที่มา: Bloomberg Terminal ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

บริษัท	15Y Beta (เท่า)	D/E (เท่า)	Tax (ร้อยละ)	Unlevered Beta ^{1/} (เท่า)
TPIPP	0.83	0.72	0.83	0.48
ACE	0.94	0.37	5.37	0.70
SPCG	0.83	0.07	11.59	0.78
SSP	0.77	2.03	10.07	0.27
BCPG	1.14	1.25	25.67	0.59
ค่ามัธยฐาน				0.59

ที่มา: Bloomberg Terminal ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

หมายเหตุ: 1/ Unlevered Beta เป็นการคำนวณเพื่อลดผลกระทบจากโครงสร้างทางการเงินที่แตกต่างกันของแต่ละบริษัท

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณต้นทุนทางการเงินถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) ตามโครงสร้างทางการเงินของ GULF เท่ากับร้อยละ 4.46 – 7.57

8. มูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการกระแสเงินสดจ่ายของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยทำการประเมินมูลค่าโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้วิธีรวมส่วนของกิจการ (Sum of the parts) ซึ่งเป็นการคำนวณหามูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละโครงการตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	0.00	0.00	115.00	636.92	1,753.00	2,315.00	2,423.00
รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ให้แก่ กฟผ.	-	-	17.86	1,890.20	4,249.27	6,424.39	8,276.51
รายได้รวม	-	-	17.86	1,890.20	4,249.27	6,424.39	8,276.51
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปร	(0.48)	(1.64)	(308.94)	(216.56)	(167.16)	(319.48)	(426.51)
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่	(13.69)	(70.23)	(114.02)	(1,468.06)	(1,652.99)	(1,423.76)	(1,385.62)
ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร	-	-	(50.98)	(39.81)	(72.47)	(113.54)	(136.98)
ค่าเสื่อมราคา	(40.47)	(175.24)	(326.55)	(817.26)	(1,368.48)	(1,794.84)	(2,025.17)
ค่าใช้จ่ายรวม	(54.64)	(247.11)	(800.49)	(2,541.69)	(3,261.10)	(3,651.62)	(3,974.28)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (EBIT)	(54.64)	(247.11)	(782.63)	(651.49)	988.16	2,772.77	4,302.23

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	2,528.00	2,811.00	2,811.00	2,811.00	2,811.00	2,811.00	2,811.00
รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ให้แก่ กฟผ.	8,840.95	12,304.25	12,246.60	12,196.33	12,177.87	12,095.79	12,045.52
รายได้รวม	8,840.95	12,304.25	12,246.60	12,196.33	12,177.87	12,095.79	12,045.52
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปร	(481.80)	(683.02)	(703.06)	(705.61)	(709.37)	(710.56)	(713.17)
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่	(1,434.82)	(1,796.84)	(1,287.38)	(1,312.39)	(1,337.95)	(1,364.31)	(1,391.49)
ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร	(144.30)	(196.18)	(182.19)	(172.46)	(175.84)	(179.29)	(182.81)
ค่าเสื่อมราคา	(2,711.39)	(2,919.41)	(2,935.99)	(2,942.59)	(2,948.93)	(2,955.01)	(2,960.05)
ค่าใช้จ่ายรวม	(4,772.32)	(5,595.45)	(5,108.63)	(5,133.04)	(5,172.08)	(5,209.18)	(5,247.53)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (EBIT)	4,068.63	6,708.79	7,137.97	7,063.28	7,005.78	6,886.62	6,798.00

ที่มา: ผลรวมของรายได้และค่าใช้จ่าย ตามงบการเงินปี 2564 – 2566 ของแต่ละบริษัทตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการกระแสเงินสดอิสระของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

**ตารางสรุปการประมาณการทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ Gulf**

หน่วย: ล้านบาท	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
EBIT x (1- Tax Rate)	(651.48)	994.19	2,787.75	4,320.16	4,086.94	6,735.33
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(100.81)	(48.87)	(64.71)	(15.77)	(56.29)	(29.28)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	817.26	1,368.48	1,794.84	2,025.17	2,711.39	2,919.41
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	64.98	2,313.80	4,517.88	6,329.55	6,742.05	9,625.46
เงินลงทุน	(13,891.19)	(13,846.30)	(10,660.06)	(5,639.95)	(17,026.42)	(3,964.48)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(13,891.19)	(13,846.30)	(10,660.06)	(5,639.95)	(17,026.42)	(3,964.48)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	(13,826.22)	(11,532.50)	(6,142.18)	689.60	(10,284.38)	5,660.98

หน่วย: ล้านบาท	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
EBIT x (1- Tax Rate)	7,125.22	7,034.78	6,962.86	6,818.05	6,727.54
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(0.17)	(0.03)	1.17	(0.29)	0.52
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	2,935.99	2,942.59	2,948.93	2,955.01	2,960.05
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	10,061.05	9,977.34	9,912.96	9,772.78	9,688.11
เงินลงทุน	(255.67)	(57.59)	(84.59)	(93.98)	(141.80)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(255.67)	(57.59)	(84.59)	(93.98)	(141.80)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	9,805.38	9,919.75	9,828.37	9,678.80	9,546.30

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เนื่องจากมีความเชื่อว่าธุรกิจจะดำเนินงานอย่างต่อเนื่องภายหลังจากระยะเวลาการประมาณการ ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้นำมูลค่าสุดท้ายมาใช้ประกอบการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดแต่ละปี เพื่อสะท้อนมูลค่าธุรกิจที่มีการดำเนินงานต่อไปอย่างต่อเนื่องหลังจากระยะเวลาการประมาณการ โดยมูลค่าสุดท้าย คือมูลค่ากระแสเงินสดภายหลังจากระยะเวลาประมาณการ อย่างไรก็ตาม โครงการโรงไฟฟ้าเป็นธุรกิจที่มีการดำเนินงานตามสัญญา ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้ทำการปรับปรุงมูลค่าสุดท้าย เพื่อให้สะท้อนต่อธุรกิจที่ดำเนินการต่อเนื่อง โดยการคำนึงถึงค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ และปรับปรุงด้วยมูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตนที่เหลืออยู่ ณ ปีที่ 11 เพื่อให้สะท้อนมูลค่าสุดท้ายของโครงการ ณ ปีที่ 11 โดยมีสูตรคำนวณ ดังต่อไปนี้

ตารางการคำนวณมูลค่าสุดท้าย

มูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	=	$\frac{[FCFF_n \times (1+g) - \text{Annual initial CAPEX}]}{WACC-g} + \text{Net PPE}_n$
FCFF ₁₁	=	มูลค่ากระแสเงินสดในปี 2577 (ปีที่ 11)
g – อัตราการเติบโตระยะยาว (Terminal Growth Rate)	=	อัตราการเพิ่มขึ้นของกระแสเงินสดต่อปี อย่างต่อเนื่องไปตลอด (Going Concern Basis) กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป
WACC	=	ร้อยละ 4.46 – 7.57
Annual initial CAPEX	=	ค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) อ้างอิงจากประมาณการของ GULF ทหารด้วยอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละบริษัท
Net PPE ₁₁	=	มูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตน ในปี 2577 (ปีที่ 11)

ตารางแสดงการคำนวณมูลค่าของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ Gulf

หน่วย: ล้านบาท	วันที่ 30 มิถุนายน 2567
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ไตรมาส 3 ปี 2567 – 2576 ^{1/}	2,860.79 ^{2/}
มูลค่าปัจจุบันของมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	97,433.25
มูลค่ากิจการของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (SPP) (Enterprise Value)	100,294.04
บวก: เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ^{3/}	1,520.29
บวก: มูลค่าเงินลงทุนของ Gulf Solar ^{4/}	33.00
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย ^{5/}	12,094.37
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (Equity Value)	89,752.96

ที่มา: จากประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: 1/ คำนวณกระแสเงินสดนับจากวันที่ 1 กรกฎาคม 2567 เป็นต้นไป

2/ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระทำการประเมินมูลค่าโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้วิธีรวมส่วนของกิจการ (Sum of the parts) ซึ่งเป็นการคำนวณหามูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละโครงการตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ตามอัตราต้นทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุนของแต่ละโครงการ

3/ อ้างอิงจงบการการเงินภายในของ GULF

4/ เพื่อความครบถ้วนของข้อมูล ที่ปรึกษาทางการเงินอ้างอิงมูลค่าเงินลงทุนของ Gulf Solar ซึ่งประกอบด้วย Gulf Solar BV, Gulf Solar KKS, Gulf Solar TS1 และ Gulf Solar TS2 จากงบการเงินของ Gulf 1 โดยรวมเป็นหนึ่งในมูลค่าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธีมูลค่าเงินลงทุน เนื่องจากความไม่เพียงพอของข้อมูล และมูลค่าที่ไม่มีความสำคัญ ซึ่งที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีความเห็นว่าเป็นวิธีที่เหมาะสมที่สุด

6.1.2.2. โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม

Gulf ได้ทำการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนฝั่ง (Onshore wind farms) โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 มีกำลังการผลิตติดตั้งที่เปิดดำเนินการแล้ว 177.50 MW และอยู่ระหว่างการก่อสร้างและพัฒนา รวม 414.00 MW ซึ่งประกอบด้วยโครงการต่างๆ ดังนี้

- โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนฝั่ง (Onshore wind farms) ในประเทศไทยจำนวน 5 บริษัท โดยประกอบด้วยทั้งหมด 6 โครงการ (“Winds”) มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 414.00 MW ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการการพัฒนาและเตรียมก่อสร้างโครงการ โดยจะจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ายาว 25 ปี
- โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนฝั่ง ภายใต้การร่วมค้า GGC (“GGC”) จำนวน 3 โครงการ ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวม 177.50 MW โดยได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วทั้งหมด และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว 25 ปี

1. สมมติฐานรายได้

1.1) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานลมให้แก่ กฟผ.

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยอ้างอิงจากข้อกำหนด และเงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานลมเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และ กฟผ. ซึ่งมีการกำหนดค่าตอบแทนที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า = อัตราค่าไฟฟ้า (Feed in Tariff) x ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง

▪ อัตราค่าไฟฟ้า (Feed in Tariff หรือ FIT)

สำหรับอัตราค่าไฟฟ้าของพลังงานลม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอัตราค่าไฟฟ้า (Feed-in Tariff: FiT) ของโครงการพลังงานลมทั้งหมด 6 โครงการ โดยอ้างอิงจากประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง อัตราการรับซื้อไฟฟ้ารูปแบบ Feed-in Tariff และอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมครั้งที่ 3/2565 (ครั้งที่ 158) เมื่อวันที่ 6 พฤษภาคม 2565 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

กำลังการผลิต	FIT (บาท/ GWh)			ระยะเวลา สนับสนุน (ปี)	FIT Premium (บาท/ GWh) สำหรับโครงการในพื้นที่จังหวัด ชายแดนภาคใต้ ^{2/}
	FIT _F	FIT _{V,2560} ^{1/}	FIT		
กำลังผลิตตามสัญญาทุกขนาด	3.1014	-	3.1014	25	0.50

หมายเหตุ: 1/ อัตรา FIT_V จะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อ

2/ โครงการในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อำเภอจะนะ อำเภอเทพา อำเภอสบไถ่ และอำเภอนาทวี

อย่างไรก็ดีสำหรับอัตราค่าไฟฟ้าพลังงานลมของโครงการร่วมค้าระหว่าง GULF และ GUNKUL ทั้งหมด 3 โครงการ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ พิจารณาอ้างอิงตามการประมาณการของ GULF ซึ่งเป็นไปตามแผนการดำเนินงานในอนาคต เนื่องจากอัตราค่าไฟฟ้าของทั้งสามโครงการนี้ ไม่ได้อ้างอิงตาม อัตราการรับซื้อไฟฟ้ารูปแบบ Feed-in Tariff ซึ่งประกาศโดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมครั้งที่ 3/2565 (ครั้งที่ 158) เมื่อวันที่ 6 พฤษภาคม 2565

▪ ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

$$\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า} = \text{กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง} \times \text{จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี} \times \text{อัตราส่วนสมรรถภาพ (Capacity factor)}$$

โดยที่:

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้า = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (MW/ ชั่วโมง)
- กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง = กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้อ้างอิงจากข้อมูลของ GULF ซึ่งมีค่าคงที่ตลอดช่วงประมาณการ
- จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี (ชั่วโมง) = จำนวนวันในหนึ่งปี x จำนวนชั่วโมงต่อวัน
- อัตราส่วนสมรรถภาพ = อัตราความสามารถในการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ) โดยอ้างอิงข้อมูลจาก Gulf ที่ประเมินโดยผู้ประเมินอิสระ ซึ่งให้บริการทางด้านกิจกรรมงานวิศวกรรมและการให้คำปรึกษาด้านเทคนิค ที่เกี่ยวข้อง โดยมีประสบการณ์ทำงานยาวนาน โดยสำหรับโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการประเมิน ที่ปรึกษาทางการเงินได้อ้างอิงค่าเฉลี่ยจากอัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้าที่ได้รับการประเมินแล้ว

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	36.00 - 90.00	36.00 - 90.00	36.00 - 90.00	36.00 - 90.00	36.00 - 90.00	36.00 - 90.00
อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า (ร้อยละ)	28.10	28.10	28.10	23.80 - 28.10	23.80 - 33.80	23.80 - 33.80
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	123.42 - 162.46	123.08 - 161.85	123.08 - 161.69	0.45 - 161.52	0.26 - 202.38	94.92 - 201.83

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	36.00 - 90.00	36.00 - 90.00	36.00 - 90.00	36.00 - 90.00	36.00 - 90.00
อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า (ร้อยละ)	23.80 - 33.80	23.80 - 33.80	23.80 - 33.80	23.80 - 33.80	23.80 - 33.80
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	94.92 - 201.83	94.92 - 201.83	95.18 - 202.38	94.92 - 201.83	94.92 - 201.83

ที่มา: สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัท และ กฟผ. (PPA) ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

1.2) รายได้อื่น

รายได้อื่น คือ รายได้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) ซึ่งเป็นอัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ) จำนวน 3.50 บาท/(KWh) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียน แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง โดยการทำสัญญาระหว่างกันระหว่าง กฟผ. และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนฝั่ง ภายใต้การร่วมค้า GGC (“GGC”) จำนวน 3 โครงการ ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งรวม 177.5 MW โดยได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วทั้งหมด และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว 25 ปี ซึ่ง รายได้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) นั้นจะทยอยหมดสัญญาตั้งแต่ปี 2569 ถึงปี 2571 มีค่าอยู่ในช่วง 430.77 – 567.62 ล้านบาทต่อปี

2. สมมติฐานต้นทุนและค่าใช้จ่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่าย โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะต้นทุน และค่าใช้จ่ายแต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 2.1) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร 2.2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ และ 2.3) ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.1) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร ได้แก่ ต้นทุนขาย ค่าอะไหล่ ค่าซ่อมแซมตามปกติ ธุรกิจ และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรอื่น ๆ เป็นต้น โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh) ซึ่งเท่ากับ 0.21 – 0.23 ล้านบาท/GWh

2.2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน ค่าใช้จ่ายค่าซ่อมบำรุง ค่าใช้จ่ายค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายการบริการทั่วไป เป็นต้น โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานเติบโตร้อยละ 2.00 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน กำหนดให้เติบโตร้อยละ 5.00 อ้างอิงจากหลักการปฏิบัติการทั่วไป (General Practice)

ทั้งนี้หากที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่สามารถแยกรายการค่าใช้จ่ายระหว่าง ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานกับค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานออกจากกันได้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะกำหนดให้ค่าใช้จ่ายเติบโตร้อยละ 3.50 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปและอัตราการเติบโตของพนักงาน ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 69.31 – 127.53 ล้านบาท

2.3) ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร

ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการ เป็นต้น โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานเติบโตร้อยละ 2.00 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน กำหนดให้เติบโตร้อยละ 5.00 อ้างอิงจากหลักการปฏิบัติการทั่วไป (General Practice)

ทั้งนี้หากที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่สามารถแยกรายการค่าใช้จ่ายระหว่างค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานกับค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานออกจากกันได้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะกำหนดให้ค่าใช้จ่ายเดบิตร้อยละ 3.50 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปและอัตราการเติบโตของพนักงาน ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 13.76 - 27.02 ล้านบาท

3. สมมติฐานค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการภาษีเงินได้นิติบุคคล โดยอ้างอิงสิทธิประโยชน์ภาษีของแต่ละบริษัทที่ได้รับจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment: BOI) เป็นระยะเวลา 8 ปี และภายหลังจากระยะเวลาที่ได้รับสิทธิประโยชน์ภาษี 8 ปีแรกสิ้นสุดลง ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้กำหนดให้อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20.00

4. สมมติฐานเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินทุนหมุนเวียน สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าที่ยังไม่ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ อ้างอิงตามนโยบายของบริษัท ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระยะเวลาการเก็บหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 60 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการชำระหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 30 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว อ้างอิงจากค่าเฉลี่ย 3 ปีย้อนหลังของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระยะเวลาการเก็บหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 86 - 103 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

5. สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการลงทุน (CAPEX)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินลงทุน โดยอ้างอิงจากแผนการลงทุนของ GULF ซึ่งได้มีการประมาณการค่าก่อสร้างสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม ที่ยังไม่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ และการซ่อมบำรุงระยะยาว (Long Term Services Agreement: LTSA หรือ Long Term Parts Agreement: LTPA) สำหรับแต่ละบริษัทโรงไฟฟ้า ซึ่งครอบคลุมสำหรับค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงแล้วในแต่ละปี โดยมีรายละเอียดดังนี้

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	0.01 - 0.11	0.19 - 5.62	0.36 - 13.81	407.37 - 1,018.42	522.72 - 1,306.80	196.09 - 490.22	49.10 - 122.76

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	377.12 - 942.79	43.86 - 109.65	1.61 - 4.02	1.64 - 4.10	1.67 - 4.18	1.71 - 4.27	1.74 - 4.35

ที่มา: งบการเงินปี 2564 - 2566 ของแต่ละบริษัท ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

6. สมมติฐานค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้การคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ และค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนของแต่ละบริษัท เป็นอัตราคงที่ตามวิธีเส้นตรง (Straight-Line) โดยกำหนดอายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

ตารางสมมติฐานการคิดค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

สินทรัพย์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	อายุการใช้งาน (ปี) ^{1/}
โรงไฟฟ้า	20 - 25
อาคาร	20
เครื่องมือ อุปกรณ์ และยานพาหนะ	5
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	10

หมายเหตุ: 1/ อายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท อ้างอิงจากหมายเหตุประกอบงบการเงิน ณ ปี 2566

7. อัตราคิดลด (Discount Rate)

ในการกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ WACC ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของ K_e กับ K_d ปรับด้วยผลประโยชน์ทางภาษีจากการจ่ายดอกเบี้ย ถ่วงน้ำหนักด้วย W_e และ W_d โดยมีสูตรการคำนวณดังต่อไปนี้

การคำนวณหา WACC

$$\text{WACC} = (K_e \times W_e) + (K_d \times (1 - T) \times W_d) = \text{ร้อยละ } 6.01 - 6.87$$

โดยที่

$$K_e = \text{ร้อยละ } 12.48$$

$$K_d = \text{ร้อยละ } 3.38 - 4.97 \text{ อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยจ่ายจริงต่อหนี้สินที่มีดอกเบี้ยเฉลี่ยในปี 2566}$$

$$\text{Tax Rate (T)} = \text{ร้อยละ } 20.00$$

$$W_e = \text{ร้อยละ } 32.30 \text{ อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท}$$

$$W_d = \text{ร้อยละ } 67.70 \text{ อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท}$$

การคำนวณหา K_e

$$K_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f) = \text{ร้อยละ } 12.48$$

โดยที่

$$\text{Risk Free Rate (R}_f\text{)} = \text{ร้อยละ } 2.90 \text{ อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 15 ปี ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567}$$

$$\text{Market Return (R}_m\text{)} = \text{ร้อยละ } 9.23 \text{ อ้างอิงข้อมูลจากผลตอบแทนการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ ฯ (SET Total Return Index: SET TRI Index) ย้อนหลัง 15 ปี นับตั้งแต่ 16 กรกฎาคม 2567}$$

$$\text{Levered Beta } (\beta) = \text{มีรายละเอียดตามที่ปรากฏในหัวข้อที่ 6.1.2.1 โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ข้อ 7. อัตราคิดลด (Discount Rate)}$$

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณต้นทุนทางการเงินถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) ตามโครงสร้างทางการเงินของ GULF เท่ากับร้อยละ 6.01 - 6.87

8. มูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการกระแสเงินสดจ่ายของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม โดยทำการประเมินมูลค่าโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยใช้วิธีรวมส่วนของกิจการ (Sum of the parts) ซึ่งเป็นการคำนวณหามูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละโครงการตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	177.50	177.50	177.50	177.50	177.50	177.50	435.50
รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานลมให้แก่ กฟผ.	1,456.50	1,459.19	1,578.52	1,549.50	1,526.15	1,446.25	1,244.40
รายได้รวม	1,456.50	1,459.19	1,578.52	1,549.50	1,526.15	1,446.25	1,244.40
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปร	(265.13)	(273.04)	(317.63)	(303.90)	(298.85)	(374.86)	(456.78)
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่	(46.34)	(47.72)	(50.28)	(49.91)	(49.73)	(49.66)	(49.72)
ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร	(53.82)	(55.43)	(58.40)	(59.57)	(60.76)	(61.98)	(63.35)
ค่าเสื่อมราคา	(251.58)	(252.80)	(253.19)	(257.74)	(258.14)	(543.48)	(825.82)
ค่าใช้จ่ายรวม	(616.86)	(628.98)	(679.50)	(671.13)	(667.48)	(1,029.98)	(1,395.67)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	839.64	830.21	899.01	878.37	858.67	416.27	(151.27)

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	435.50	591.50	591.50	591.50	591.50	591.50	591.50
รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานลมให้แก่ กฟผ.	2,696.45	3,900.36	3,911.62	3,922.97	3,945.57	3,946.82	3,958.72
รายได้รวม	2,696.45	3,900.36	3,911.62	3,922.97	3,945.57	3,946.82	3,958.72
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปร	(640.57)	(738.78)	(753.05)	(767.68)	(782.68)	(798.06)	(813.83)
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่	(92.31)	(117.77)	(274.95)	(274.86)	(275.54)	(274.71)	(274.63)
ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร	(114.01)	(145.12)	(148.03)	(150.99)	(154.01)	(157.09)	(160.23)
ค่าเสื่อมราคา	(891.71)	(891.71)	(891.71)	(891.71)	(891.71)	(891.71)	(891.71)
ค่าใช้จ่ายรวม	(1,738.60)	(1,893.38)	(2,067.73)	(2,085.23)	(2,103.93)	(2,121.56)	(2,140.39)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี	957.85	2,006.98	1,843.89	1,837.75	1,841.65	1,825.26	1,818.32

ที่มา: ผลรวมของรายได้และค่าใช้จ่าย ตามงบการเงินปี 2564 - 2566 ของแต่ละบริษัทตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการกระแสเงินสดอิสระของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางสรุปการประมาณการทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลมตามสัดส่วนการถือหุ้นของ Gulf

หน่วย: ล้านบาท	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
EBIT x (1 - Tax Rate)	863.95	844.77	377.37	(179.49)	945.41	2,003.28
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(69.43)	4.98	27.19	63.67	(188.41)	(173.91)

หน่วย: ล้านบาท	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	257.74	258.14	543.48	825.82	891.71	891.71
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	1,052.26	1,107.89	948.03	710.00	1,648.70	2,721.07
เงินลงทุน	113.84	9.85	7,133.51	7,058.49	1,647.30	-
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	113.84	9.85	7,133.51	7,058.49	1,647.30	-
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	1,166.10	1,117.74	8,081.54	7,768.49	3,296.00	2,721.07

หน่วย: ล้านบาท	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
EBIT x (1- Tax Rate)	1,839.31	1,832.93	1,832.95	1,816.39	1,809.11
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	10.80	(2.14)	(2.36)	(2.15)	(2.21)
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	891.71	891.71	891.71	891.71	891.71
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	2,741.81	2,722.50	2,722.30	2,705.94	2,698.60
เงินลงทุน	-	-	-	-	-
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	-	-	-	-	-
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	2,741.81	2,722.50	2,722.30	2,705.94	2,698.60

ที่มา: การประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เนื่องจากมีความเชื่อว่าธุรกิจจะดำเนินงานอย่างต่อเนื่องภายหลังระยะเวลาการประมาณการ ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้นำมูลค่าสุดท้ายมาใช้ประกอบการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดแต่ละปี เพื่อสะท้อนมูลค่าธุรกิจที่มีการดำเนินกิจการต่อไปอย่างต่อเนื่องหลังจากระยะเวลาการประมาณการ โดยมูลค่าสุดท้าย คือมูลค่ากระแสเงินสดภายหลังจากระยะเวลาประมาณการ อย่างไรก็ตาม โครงการโรงไฟฟ้าเป็นธุรกิจที่มีการดำเนินงานตามสัญญา ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้ทำการปรับปรุงมูลค่าสุดท้าย เพื่อให้สะท้อนต่อธุรกิจที่ดำเนินการต่อเนื่อง โดยการคำนึงถึงค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ และปรับปรุงด้วยมูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตนที่เหลืออยู่ ณ ปีที่ 11 เพื่อให้สะท้อนมูลค่าสุดท้ายของโครงการ ณ ปีที่ 11 โดยมีสูตรคำนวณ ดังต่อไปนี้

ตารางการคำนวณมูลค่าสุดท้าย

มูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	=	$\left\{ \frac{FCFF_n \times (1+g) - \text{Annual initial CAPEX}}{WACC-g} \right\} + \text{Net PPE}_n$
FCFF ₁₁	=	มูลค่ากระแสเงินสดในปี 2577 (ปีที่ 11)
g - อัตราการเติบโตระยะยาว (Terminal Growth Rate)	=	อัตราการเพิ่มขึ้นของกระแสเงินสดต่อปี อย่างต่อเนื่องไปตลอด (Going Concern Basis) กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป
WACC	=	ร้อยละ 6.03 - 6.86
Annual initial CAPEX	=	ค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) อ้างอิงจากประมาณการของ GULF ทหารด้วยอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละบริษัท
Net PPE ₁₁	=	มูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตน ในปี 2577 (ปีที่ 11)

ตารางแสดงการคำนวณมูลค่าของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ Gulf

หน่วย: ล้านบาท	วันที่ 30 มิถุนายน 2567
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) ตั้งแต่ไตรมาส 3 ปี 2567 – 2577 ^{1/}	996.10 ^{2/}
มูลค่าปัจจุบันของมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	26,816.18
มูลค่ากิจการของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) (Enterprise Value)	27,812.27
บวก: เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ^{3/}	1,379.29
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย ^{3/}	2,308.86
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (Equity Value)	26,882.71

ที่มา: จากประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: 1/ คำนวณกระแสเงินสดนับจากวันที่ 1 กรกฎาคม 2567 เป็นต้นไป

2/ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระทำการประเมินมูลค่าโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานลม ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) จำนวนทั้งสิ้น 19 โครงการ โดยใช้วิธีรวมส่วนของกิจการ (Sum of the Parts) ซึ่งเป็นการคำนวณหามูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละโครงการตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ตามอัตราต้นทุนถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุนของแต่ละโครงการ

3/ อ้างอิงจากงบการเงินภายในของ GULF

6.1.2.3. โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวล

โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวล ประกอบไปด้วย 4 ประเภท คือ 1) โรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน จำนวน 1 บริษัท มีกำลังการผลิตติดตั้งของไฟฟ้าจำนวน 9.50 MW กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจำนวน 8.00 MW ซึ่งอยู่ในระหว่างการก่อสร้าง 2) โรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะอุตสาหกรรม จำนวน 12 บริษัท มีกำลังการผลิตติดตั้งของไฟฟ้าจำนวนรวม 118.80 MW กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจำนวนรวม 96.00 MW ซึ่งอยู่ในระหว่างการก่อสร้าง 3) โรงงานผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม จำนวน 1 บริษัท มีกำลังการผลิตจำนวน 118.00 ตันต่อวัน ซึ่งอยู่ในระหว่างการก่อสร้าง 4) โรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากชีวมวลจำนวน 1 บริษัท มีกำลังการผลิตติดตั้งของไฟฟ้าจำนวน 25.00 MW กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจำนวน 20.62 MW เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วเมื่อปี 2563

1. สมมติฐานรายได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะรายได้แต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 1) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. 2) รายได้จากการผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม และ 3) รายได้อื่น ๆ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1.1) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

- รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน และอุตสาหกรรม

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยอ้างอิงจากข้อกำหนด และเงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมาก (VSPP) และ กฟผ. ซึ่งมีการกำหนดค่าตอบแทนที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับค่าพลังงานไฟฟ้า (Feed-in Tariff: FIT) ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

$\text{รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า} = \text{อัตราค่าไฟฟ้า (Feed-in Tariff: FIT)} \times \text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง}$

▪ อัตราค่าไฟฟ้า (Feed-in Tariff: FIT)

สำหรับอัตราค่าไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอัตราค่าไฟฟ้า (Feed-in Tariff: FIT) โดยอ้างอิงตามประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากขยะชุมชนในรูปแบบ FIT สำหรับปี 2565 ภายใต้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 และสำหรับอัตราค่าไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียนจากขยะอุตสาหกรรม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอัตราค่าไฟฟ้า FIT โดยอ้างอิงจากประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง อัตราการรับซื้อไฟฟ้ารูปแบบ FIT และอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติในการประชุมครั้งที่ 4/2565 (ครั้งที่ 159) เมื่อวันที่ 22 มิถุนายน 2565 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ประเภท	กำลังการผลิต	FIT (บาท/kWh)			ระยะเวลา สนับสนุน	FIT Premium (บาท/kWh)	
		FIT _F	FIT _{V,2560} ^{1/}	FIT		สำหรับ โครงการขยะ อุตสาหกรรม (8 ปีแรก)	สำหรับ โครงการใน พื้นที่จังหวัด ชายแดน ภาคใต้ ^{2/}
ขยะชุมชน	≤ 10 เมกะวัตต์	2.39	2.69	5.08	20	0.70	0.50
ขยะอุตสาหกรรม	≤ 10 เมกะวัตต์	3.39	2.69	6.08	20	0.70	0.50

หมายเหตุ: 1/ อัตรา FIT_V จะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อขึ้นพื้นฐาน (Core Inflation) โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระพิจารณาอัตราการเพิ่มขึ้นของ FIT_V เท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี ตลอดระยะเวลาประมาณการ อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

2/ โครงการในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อำเภอจะนะ อำเภอเทพา อำเภอบ้านย้อย และอำเภอนาทวี

■ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง

$$\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า} = \text{กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา} \times \text{จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี} \times \text{อัตราส่วนสมรรถภาพ} \\ (\text{Capacity factor})$$

โดยที่:

ปริมาณพลังงานไฟฟ้า = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (MWh)

กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง = กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้อ้างอิงจากรายงานประชุมนักวิเคราะห์ ไตรมาสที่ 2/2567 ของ GULF ซึ่งมีค่าคงที่ ตลอดช่วงประมาณการ

จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี (ชั่วโมง) = จำนวนวันในหนึ่งปี x จำนวนชั่วโมงต่อวัน

อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า = อัตราความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า x ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระอ้างอิงจากประมาณการของ GULF

ตารางประมาณการปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	-	-	-	9.50 - 9.90	9.50 - 9.90	9.50 - 9.90
อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า (ร้อยละ)	-	-	-	70.55 - 75.10	70.55 - 75.10	70.55 - 75.10
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GW)	-	-	-	61.18 - 62.50	61.18 - 62.50	61.18 - 62.50

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	9.50 - 9.90	9.50 - 9.90	9.50 - 9.90	9.50 - 9.90	9.50 - 9.90
อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า (ร้อยละ)	70.55 - 75.10	70.55 - 71.58	70.55 - 75.10	70.55 - 75.10	70.55 - 75.10

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GW)	61.18 – 62.50	61.18 – 62.50	61.18 – 62.50	61.18 – 62.50	61.18 – 62.50

ที่มา: ประมาณการโดย GULF และ ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

- รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากชีวมวล ให้แก่ กฟผ.

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยอ้างอิงจากข้อกำหนด และเงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และ กฟผ. ซึ่งมีการกำหนดค่าตอบแทนที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับเป็นค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payments) ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

$$\text{รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า} = \text{อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payments)} \times \text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง}$$

▪ **อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)**

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า โดยอ้างอิงจากประกาศฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ 22/2567 เรื่องอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประจำเดือนมิถุนายน 2567 รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

$$\text{อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)} = (\text{อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง}_{\text{Peak}} + F_t \text{ ขายส่งเฉลี่ย}) + (\text{อัตราไฟฟ้าขายส่ง}_{\text{Off-Peak}} + F_t \text{ ขายส่งเฉลี่ย})$$

โดยที่:

- อัตราค่าไฟฟ้า (Energy Payment) = อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/kWh)
- อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง = อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง (บาท/kWh) อ้างอิงจากประกาศฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ 22/2567 เรื่องอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ประจำเดือนมิถุนายน 2567
- Ft ขายส่ง = สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ซึ่งสะท้อนต้นทุนการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้า โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติให้สอดคล้องกับประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งอ้างอิงจากวัฏจักรราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ซึ่งอยู่ระหว่างเดือนตุลาคม ปี 2563 ถึง เดือนเมษายน ปี 2567 ตลอดช่วงประมาณการ

ตารางประมาณการอัตราค่าไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F – 2577F
อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง _{Peak} (บาท/kWh)	4.22
อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง _{Off-Peak} (บาท/kWh)	2.36
Ft (บาท/kWh)	0.39
อัตราค่าไฟฟ้า _{Peak} (บาท/kWh)	4.61
อัตราค่าไฟฟ้า _{Off-Peak} (บาท/kWh)	2.75

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

▪ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง

$$\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า} = \text{กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา} \times \text{จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี} \times \text{อัตราส่วนสมรรถภาพ (Capacity factor)}$$

โดยที่:

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้า = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)
- กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง = กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้อ้างอิงจากรายงานประชุมนักวิเคราะห์ ไตรมาสที่ 2/2567 ของ GULF ซึ่งมีค่าคงที่ ตลอดช่วงประมาณการ
- จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี (ชั่วโมง) = จำนวนวันในหนึ่งปี x จำนวนชั่วโมงต่อวัน
- อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า = อัตราความพร้อมในการผลิตกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า x ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระอ้างอิงจากประมาณการของ GULF

ตารางประมาณการปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า (ร้อยละ)	76.03	76.02	74.67	76.02	76.03	76.02
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GW)	166.97	166.49	163.52	166.49	166.97	166.49

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (MW)	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
อัตราส่วนสมรรถภาพของโรงไฟฟ้า (ร้อยละ)	76.02	76.02	74.68	76.02	76.02
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GW)	166.49	166.49	164.00	166.49	166.49

ที่มา: ประมาณการโดย GULF และ ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

- **รายได้ส่วนเพิ่มจากการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)**

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ส่วนเพิ่มจากการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) โดยอ้างอิงจากประกาศจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจากพลังงานหมุนเวียน ลงวันที่ 15 มกราคม 2553 โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 7 ปี นับจากวัน COD สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/ กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ 3 จังหวัด ชายแดนภาคใต้ ^{1/} (บาท/ กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รวมส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ 3 จังหวัด ชายแดนภาคใต้ (บาท/ กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ระยะเวลาสนับสนุนนับ จากวัน COD (ปี)
ชีวมวล	0.30	1.00	1.30	7

หมายเหตุ: 1/ จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อำเภอจะนะ อำเภอกงหรา อำเภอสะบ้าย้อย และอำเภอนาทวี

1.2) รายได้จากการผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม (Solid Recovered Fuel: SRF)

โรงงานผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม มีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตและจำหน่ายเชื้อเพลิงให้กับโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะอุตสาหกรรม โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้จากการผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม (Solid Recovered Fuel: SRF) ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

$$\text{รายได้จากการผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม} = \text{ปริมาณเชื้อเพลิงผสมแข็งจากขยะอุตสาหกรรม} \times \text{ราคาขายเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม}$$

▪ **ปริมาณเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม**

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณปริมาณเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรมโดยอ้างอิงจากประมาณการของ GULF ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 0.26 – 0.91 ล้านตันต่อปี อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาถึงความต้องการเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะอุตสาหกรรม โดยมีความต้องการเชื้อเพลิงประมาณ 0.90 ล้านตันต่อปี ซึ่งเพียงพอต่อความต้องการของโรงไฟฟ้า

▪ **ราคาขายเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม**

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณราคาเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรมโดยอ้างอิงจากสัญญาซื้อขายระหว่างโรงงานผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรมกับโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะอุตสาหกรรม

1.3) รายได้อื่น

รายได้อื่น คือ รายได้จากกำกับการรับกำจัดขยะมูลฝอย (Tipping fee) ซึ่งเป็นการรับกำจัดขยะมูลฝอยให้กับองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น โดยการทำสัญญาระหว่างกันระหว่างองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นและบริษัทคู่สัญญา โดยทางองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นจะดำเนินการส่งขยะให้กับโรงไฟฟ้าไม่น้อยกว่า 650 ตันต่อวัน และจะจ่ายค่า

กำจัดขยะมูลฝอยประมาณ 500.00 บาทต่อตัน โดยให้เดบิตร้อยละ 5.00 ทุก ๆ 5 ปี อ้างอิงจากสัญญาระหว่างองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นและบริษัทคู่สัญญา ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 118.63 – 124.90 ล้านบาทต่อปี

2. สมมติฐานต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่าย โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะต้นทุน และค่าใช้จ่ายแต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 2.1) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร 2.2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ 2.3) ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร และ 2.4) ค่าใช้จ่ายอื่น ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.1) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปร

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร ได้แก่ ค่าเชื้อเพลิง ค่าอะไหล่ ค่าซ่อมแซมตามปกติธุรกิจ และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรอื่น ๆ เป็นต้น โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทขยะชุมชน และอุตสาหกรรม

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปร โดยอ้างอิงจากประมาณการของ GULF จนกระทั่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และเมื่อเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วจะประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปรต่อปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh) ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 0.52 – 0.92 ล้านบาท/GWh

- สำหรับโรงงานผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปร โดยอ้างอิงจากประมาณการของ GULF จนกระทั่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และเมื่อเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วจะประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปรต่อรายได้จากการผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม ซึ่งมีค่าเท่ากับร้อยละ 56.41

- สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทชีวมวล

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปร โดยอ้างอิงจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปรต่อปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh) เฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี ตั้งแต่ 2564 – 2566 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 1.82 ล้านบาท/GWh

2.2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน ค่าใช้จ่ายค่าซ่อมบำรุง ค่าใช้จ่ายค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายการบริการทั่วไป เป็นต้น โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานเดบิตร้อยละ 2.00 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน กำหนดให้เดบิตร้อยละ 5.00 อ้างอิงจากหลักการปฏิบัติการทั่วไป (General Practice)

ทั้งนี้หากที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่สามารถแยกรายการค่าใช้จ่ายระหว่างค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานกับค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานออกจากกันได้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงกำหนดให้ค่าใช้จ่ายเดบิตร้อยละ 3.50 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปและอัตราการเติบโตของพนักงาน ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 48.46 – 195.25 ล้านบาทต่อปี

2.3) ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร

ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการ เป็นต้น โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน ขยะอุตสาหกรรม ชีวมวล และโรงงานผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม โดยอ้างอิงจากประมาณการของ GULF จนกระทั่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และเมื่อเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วจะประมาณการให้เดบิตร้อยละ 2.00 ต่อปี ตลอดช่วงประมาณการ โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 1.92 – 304.41 ล้านบาทต่อปี

2.4) ค่าใช้จ่ายอื่น

ค่าใช้จ่ายอื่น ได้แก่ ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน ค่าใช้จ่ายในการกำจัดขยะมูลฝอยระหว่างการก่อสร้าง เป็นต้น โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าใช้จ่ายอื่น สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน ขยะอุตสาหกรรม ชีวมวล และโรงงานผลิตเชื้อเพลิงแข็งจากขยะอุตสาหกรรม โดยอ้างอิงจากประมาณการของ GULF จนกระทั่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ และเมื่อเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระมีได้ประมาณการค่าใช้จ่ายอื่น

3. สมมติฐานค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการภาษีเงินได้นิติบุคคล โดยอ้างอิงสิทธิประโยชน์ภาษีที่แต่ละบริษัทได้รับจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment: BOI) เป็นระยะเวลา 8 – 13 ปี จากวัน COD และภายหลังจากระยะเวลาที่ได้รับสิทธิประโยชน์ภาษีสิ้นสุดลง ได้กำหนดให้อัตรากำไรเงินได้นิติบุคคลเท่ากับร้อยละ 20.00

4. สมมติฐานเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินทุนหมุนเวียน สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าที่ยังไม่ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ อ้างอิงตามนโยบายของบริษัท ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระยะเวลาการเก็บหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 60 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการเก็บสินค้าของแต่ละโครงการประมาณ 15 - 30 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการชำระหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 30 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว อ้างอิงจากค่าเฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลังของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระยะเวลาการเก็บหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 80 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการเก็บสินค้าของแต่ละโครงการประมาณ 17 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการชำระหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 37 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

5. สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการลงทุน (CAPEX)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินลงทุน โดยอ้างอิงจากแผนการลงทุนของ GULF ซึ่งได้มีการประมาณการค่าก่อสร้างสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวลที่ยังไม่เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ และการซ่อมบำรุงระยะยาว (Long Term Services Agreement: LTSA หรือ Long Term Parts Agreement: LTPA) สำหรับแต่ละบริษัทโรงไฟฟ้า ซึ่งครอบคลุมสำหรับค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงแล้วในแต่ละปี โดยมีรายละเอียดดังนี้

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	-	-	121.64	22.01 – 1,138.10	22.01 – 1,322.06	17.51 – 481.33	1.20 – 7.01	1.20 – 7.01

หน่วย: ล้านบาท	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	1.20 – 7.01	1.20 – 7.01	1.20 – 7.01	1.20 – 7.01	1.20 – 7.01	1.20 – 7.01

ที่มา: งบการเงินปี 2564 – 2566 ของแต่ละบริษัท ประมาณการโดย GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

6. สมมติฐานค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้การคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ และค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนของแต่ละบริษัท เป็นอัตราคงที่ตามวิธีเส้นตรง (Straight-Line) โดยกำหนดอายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

ตารางสมมติฐานการคิดค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

สินทรัพย์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	อายุการใช้งาน (ปี) ^{1/}
โรงไฟฟ้า	20 - 25
อาคาร	20
เครื่องมือ อุปกรณ์ และยานพาหนะ	5
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	10

หมายเหตุ: 1/ อายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท อ้างอิงจากหมายเหตุประกอบงบการเงิน ณ ปี 2566

7. อัตราคิดลด (Discount Rate)

ในการกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ WACC ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของ K_e กับ K_d ปรับด้วยผลประโยชน์ทางภาษีจากการจ่ายดอกเบี้ย ถ่วงน้ำหนักด้วย W_e และ W_d โดยมีสูตรการคำนวณดังต่อไปนี้

การคำนวณหา WACC

$$\text{WACC} = K_e \times W_e + K_d \times (1 - T) \times W_d = \text{ร้อยละ } 5.70 - 7.04$$

โดยที่

$$K_e = \text{ร้อยละ } 12.48$$

$$K_d = \text{ร้อยละ } 2.81 - 5.28 \text{ อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยจ่ายจริงต่อหนี้สินที่มีดอกเบี้ยเฉลี่ยในปี 2566}$$

$$\text{Tax Rate (T)} = \text{ร้อยละ } 20.00$$

W_e	=	ร้อยละ 32.30 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท
W_d	=	ร้อยละ 67.70 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท

การคำนวณหา K_e

K_e	=	$R_f + \beta \times (R_m - R_f) =$ ร้อยละ 12.48
โดยที่		
Risk Free Rate (R_f)	=	ร้อยละ 2.90 อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 15 ปี ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567
Market Return (R_m)	=	ร้อยละ 9.23 อ้างอิงข้อมูลจากผลตอบแทนการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ (SET Total Return Index: SET TRI Index) ย้อนหลัง 15 ปี นับตั้งแต่ 16 กรกฎาคม 2567
Levered Beta (β)	=	มีรายละเอียดตามที่ปรากฏในหัวข้อที่ 6.1.2.1 โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ข้อ 7. อัตราคิดลด (Discount Rate)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณ WACC ของแต่ละบริษัท ในกลุ่มโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวล ประเภท SPP และ VSPP ตามโครงสร้างทางการเงินของ GULF มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 5.70 – 7.04

8. มูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวล ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และขนาดเล็กมาก (VSPP) ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	153.30
รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ.	692.27	792.57	935.10	794.99	792.73	778.59	3,536.33
รายได้จากการผลิตเชื้อแข็งจากขยะอุตสาหกรรม	-	-	-	-	167.83	562.92	568.42
รายได้อื่น	-	-	-	-	-	-	118.63
รายได้รวม	692.27	792.57	935.10	794.99	960.55	1,341.51	4,223.38
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปร	-	-	(283.10)	(304.41)	(404.16)	(826.61)	(1,299.02)
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่	-	-	-	-	(25.15)	(188.34)	(405.61)
ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร	-	-	(283.10)	(304.41)	(304.51)	(364.99)	(483.17)
ค่าใช้จ่ายอื่น	-	-	-	(124.46)	(106.15)	(172.41)	-

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
ค่าเสื่อมราคา	(0.09)	(6.95)	(25.51)	(297.70)	(513.16)	(635.55)	(636.61)
ค่าใช้จ่ายรวม	(0.09)	(6.95)	(591.71)	(1,030.99)	(1,353.13)	(2,187.90)	(2,824.42)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	692.18	785.62	343.39	(236.00)	(392.57)	(846.40)	1,398.96

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	153.30	153.30	153.30	153.30	153.30	153.30	153.30
รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟภ.	3,536.18	3,553.17	3,580.42	3,589.03	3,636.31	3,665.48	3,451.73
รายได้จากการผลิตเชื้อเพลิงแข็งจาก ขยะอุตสาหกรรม	570.84	574.84	578.87	584.53	587.02	591.13	595.27
รายได้อื่น	118.95	118.63	118.63	124.56	124.90	124.56	124.56
รายได้รวม	4,225.97	4,246.64	4,277.91	4,298.12	4,348.23	4,381.17	4,171.56
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานผันแปร	(1,302.06)	(1,302.65)	(1,304.92)	(1,306.58)	(1,305.77)	(1,311.83)	(1,314.17)
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานคงที่	(421.11)	(437.28)	(454.15)	(471.76)	(490.14)	(509.33)	(529.36)
ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร	(487.63)	(490.43)	(494.16)	(497.98)	(497.32)	(505.83)	(509.88)
ค่าใช้จ่ายอื่น	-	-	-	-	-	-	-
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	(637.49)	(638.37)	(639.25)	(640.14)	(641.02)	(641.90)	(642.78)
ค่าใช้จ่ายรวม	(2,848.29)	(2,868.73)	(2,892.49)	(2,916.46)	(2,934.25)	(2,968.89)	(2,996.19)
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	1,377.68	1,377.91	1,385.42	1,381.66	1,413.98	1,412.27	1,175.37

ที่มา: ผลรวมของรายได้และค่าใช้จ่าย ตามงบการเงินปี 2564 - 2566 ของแต่ละบริษัทตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปประมาณการกระแสเงินสดอิสระของโครงการ โรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวล ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และขนาดเล็กมาก (VSPP) โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางสรุปการประมาณการทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวล ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และขนาดเล็กมาก (VSPP)

หน่วย: ล้านบาท	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
EBIT x (1- Tax Rate)	(113.92)	(346.99)	(825.07)	1,571.20	1,546.35	1,540.28
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	18.78	(23.55)	(47.89)	(461.20)	4.02	(4.46)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	223.28	589.73	723.19	724.37	725.37	726.38
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	128.14	219.18	(149.77)	1,834.37	2,275.74	2,262.20
เงินลงทุน	(2,692.74)	(5,386.55)	(3,059.71)	(26.44)	(22.04)	(22.04)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(2,692.74)	(5,386.55)	(3,059.71)	(26.44)	(22.04)	(22.04)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	(2,564.60)	(5,167.37)	(3,209.49)	1,807.93	2,253.70	2,240.16

หน่วย: ล้านบาท	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
EBIT x (1- Tax Rate)	1,542.61	1,533.48	1,556.13	1,552.80	1,295.39

หน่วย: ล้านบาท	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(4.39)	(2.64)	(5.25)	(6.71)	35.29
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	727.38	728.39	729.39	730.39	731.40
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	2,265.60	2,259.23	2,280.28	2,276.48	2,062.08
เงินลงทุน	(22.04)	(22.04)	(22.04)	(22.04)	(22.04)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(22.04)	(22.04)	(22.04)	(22.04)	(22.04)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	2,243.56	2,237.19	2,258.24	2,254.45	2,040.05

ที่มา: การประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เนื่องจากมีความเชื่อว่าธุรกิจจะดำเนินงานอย่างต่อเนื่องภายหลังระยะเวลาการประมาณการ ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้นำมูลค่าสุดท้ายมาใช้ประกอบการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดแต่ละปี เพื่อสะท้อนมูลค่าธุรกิจที่มีการดำเนินกิจการต่อไปอย่างต่อเนื่องหลังจากระยะเวลาการประมาณการ โดยมูลค่าสุดท้าย คือ มูลค่ากระแสเงินสดภายหลังจากระยะเวลาประมาณการ อย่างไรก็ตาม โครงการโรงไฟฟ้าเป็นธุรกิจที่มีการดำเนินงานตามสัญญา ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้ทำการปรับปรุงมูลค่าสุดท้าย เพื่อให้สะท้อนต่อธุรกิจที่ดำเนินการต่อเนื่อง โดยการคำนึงถึงค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ และปรับปรุงด้วยมูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตนที่เหลืออยู่ ณ ปีที่ 11 เพื่อให้สะท้อนมูลค่าสุดท้ายของโครงการ ณ ปีที่ 11 โดยมีสูตรคำนวณ ดังต่อไปนี้

ตารางคำนวณมูลค่าสุดท้าย

มูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	=	$\left\{ \frac{[FCFF_n \times (1+g) - \text{Annual initial CAPEX}]}{WACC-g} \right\} + \text{Net PPE}_n$
FCFF ₁₁	=	มูลค่ากระแสเงินสดในปี 2577 (ปีที่ 11)
g – อัตราการเติบโตระยะยาว (Terminal Growth Rate)	=	อัตราการเพิ่มขึ้นของกระแสเงินสดต่อปี อย่างต่อเนื่องไปตลอด (Going Concern Basis) กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป
WACC	=	ร้อยละ 5.70 – 7.04
Annual Initial CAPEX	=	ค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) อ้างอิงจากประมาณการของ GULF ทหารด้วยอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละบริษัท
Net PPE ₁₁	=	มูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตน ในปี 2577 (ปีที่ 11)

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

**ตารางแสดงการคำนวณมูลค่าของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวล
ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และขนาดเล็กมาก (VSPP)**

หน่วย: ล้านบาท	วันที่ 30 มิถุนายน 2567
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวล ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และขนาดเล็กมาก (VSPP) ตั้งแต่ไตรมาส 3 ปี 2567 – 2577 ^{1/}	1,344.05 ^{2/}
มูลค่าปัจจุบันของมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	20,368.77
มูลค่ากิจการของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวล ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และขนาดเล็กมาก (VSPP) (Enterprise Value)	21,712.82
บวก: เงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสด	366.50
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย ^{3/}	1,905.19
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (Equity Value)	20,174.13

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: 1/ จำนวนกระแสเงินสดนับจากวันที่ 1 กรกฎาคม 2567 เป็นต้นไป

2/ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระทำการประเมินมูลค่าโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากขยะชุมชน อุตสาหกรรม และชีวมวล ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) และขนาดเล็กมาก (VSPP) จำนวนทั้งสิ้น 15 โครงการ โดยใช้วิธีรวมส่วนมูลค่าของผู้ถือหุ้น (Sum-of-the-Part: SOTP) ซึ่งเป็นการคำนวณหามูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละโครงการตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ตาม WACC ของแต่ละโครงการ

3/ อ้างอิงงบการเงินภายในของแต่ละบริษัท

6.1.2.4. โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ

โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ ประกอบไปด้วย 3 ประเภท คือ 1) โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานลม จำนวน 3 บริษัท มีกำลังการผลิตติดตั้งของไฟฟ้าจำนวนรวม 2,092.80 MW กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจำนวนรวม 578.00 MW โดยแบ่งเป็น โครงการโรงไฟฟ้าที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว 2 บริษัท และอยู่ในระหว่างการก่อสร้าง 1 บริษัท โดย 1 บริษัทดังกล่าวถูกประเมินมูลค่าด้วยวิธีมูลค่าตามบัญชี (Book Value) โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งของไฟฟ้า 1,500.00 MW 2) โรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานแสงอาทิตย์ จำนวน 2 บริษัท มีกำลังการผลิตติดตั้งของไฟฟ้าจำนวนรวม 118.80 MW กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจำนวนรวม 88.80 MW ซึ่งดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว และ 3) โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากพลังงานน้ำ จำนวน 3 บริษัท มีกำลังการผลิตติดตั้งของไฟฟ้าจำนวนรวม 3,142.00 MW กำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาจำนวนรวม 3,060.00 MW ซึ่งอยู่ในระหว่างการก่อสร้าง

1. สมมติฐานรายได้

โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ ประกอบด้วย 1) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ได้แก่ BKR2 ซึ่งดำเนินการที่ประเทศเยอรมนี MKW ซึ่งดำเนินการที่ประเทศเวียดนาม และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตจำนวน 1 โครงการ ซึ่งดำเนินการที่ประเทศสหรัฐอเมริกา 2) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้แก่ GTN1 และ GTN2 ซึ่งดำเนินการที่ประเทศเวียดนาม 3) โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ ได้แก่ LPCL Pak Beng และ Pak Lay ซึ่งดำเนินการที่ประเทศลาว ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะรายได้แต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 1.1) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. หรือภาครัฐของประเทศ 1.2) รายได้อื่น ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1.1) รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. หรือภาครัฐของต่างประเทศ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยอ้างอิงจากข้อกำหนด และเงื่อนไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ และ กฟผ. สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ หรือภาครัฐของต่างประเทศ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม และแสงอาทิตย์ ซึ่งมีการกำหนดค่าตอบแทนที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

$$\text{รายได้จากการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า} = \text{อัตราค่าไฟฟ้า (Tariff)} \times \text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง}$$

▪ อัตราค่าไฟฟ้า (Tariff)

ตารางสมมติฐานของอัตราค่าไฟฟ้าของแต่ละโครงการโรงไฟฟ้า

โครงการโรงไฟฟ้า	สมมติฐาน
โรงไฟฟ้าพลังงานลม	สำหรับ BKR2 อัตราค่าไฟฟ้าถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วง ดังนี้ 1. ในปี 2562 – 2570 อัตราค่าไฟฟ้าอ้างอิงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานลม ที่ดำเนินงานในประเทศเยอรมนี กับภาครัฐของประเทศเยอรมนี ซึ่งเท่ากับ 7.25 บาท/kWh 2. ในปี 2570 – 2572 อัตราค่าไฟฟ้าอ้างอิงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานลม ที่ดำเนินงานในประเทศเยอรมนี กับภาครัฐของประเทศเยอรมนี ซึ่งเท่ากับ 5.87 บาท/kWh 3. ตั้งแต่ปี 2572 เป็นต้นไป อัตราค่าไฟฟ้าอ้างอิงจากค่าเฉลี่ย 3 ปีย้อนหลังของอัตราค่าไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้าเสรี ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 (โดยอัตราค่าไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้าเสรีในปี 2565 จะไม่ถูกนำมาเฉลี่ย เนื่องจากปีดังกล่าว เกิดเหตุการณ์สงครามระหว่างประเทศรัสเซียและยูเครน ซึ่งส่งผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าในตลาดเสรีอย่างมีนัยสำคัญ จึงอาจไม่สะท้อนอัตราค่าไฟฟ้าในตลาดเสรีในช่วงปกติ) ซึ่งเท่ากับ 3.78 บาท/kWh และสำหรับ MKW อัตราค่าไฟฟ้าอ้างอิงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานลม ที่ดำเนินงานในประเทศเวียดนาม กับภาครัฐของประเทศเวียดนาม ซึ่งเท่ากับ 2.58 – 3.24 บาท/kWh
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	อ้างอิงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ดำเนินงานในประเทศเวียดนาม กับภาครัฐของประเทศเวียดนาม ซึ่งเท่ากับ 3.20 บาท/kWh
โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ	อ้างอิงจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ ที่ดำเนินงานในประเทศลาว กับ กฟผ. ซึ่งเท่ากับ 2.88 – 2.99 บาท/kWh

▪ ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

$$\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า} = \text{กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง} \times \text{จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี} \times \text{อัตราส่วนสมรรถภาพ (Capacity factor)}$$

โดยที่:

ปริมาณพลังงานไฟฟ้า = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)

กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง = กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้อ้างอิงจากรายงานประจำปี 2566 ของ GULF ซึ่งมีค่าคงที่ ตลอดช่วงประมาณการ

จำนวนชั่วโมงทั้งหมดต่อปี (ชั่วโมง) = จำนวนวันในหนึ่งปี \times จำนวนชั่วโมงต่อวัน

อัตราส่วนสมรรถภาพ = อัตราความสามารถในการจ่ายกระแสไฟ (ร้อยละ)

ตารางสมมติฐานของอัตราส่วนสมรรถภาพของแต่ละโครงการโรงไฟฟ้า

โครงการโรงไฟฟ้า	สมมติฐานของอัตราส่วนสมรรถภาพ
โรงไฟฟ้าพลังงานลม	สำหรับ BKR2 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ย 2 ปีย้อนหลังของอัตราส่วนสมรรถภาพ ตั้งแต่ปี 2565 – 2566 (เนื่องจากในปี 2564 เกิดเหตุการณ์ลมสงบ ซึ่งส่งผลให้ความเร็วลมลดลงสู่จุดต่ำสุดในรอบหลายปี ทำให้อัตราส่วนสมรรถภาพในปี 2564 อาจไม่สะท้อนการดำเนินงานในอนาคต) ซึ่งเท่ากับร้อยละ 41.60 และสำหรับ MKW อ้างอิงจากประมาณการของ GULF ซึ่งเท่ากับร้อยละ 30.15 – 32.72

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	อ้างอิงจากค่าเฉลี่ย 3 ปีย้อนหลังของอัตราส่วนสมรรถภาพ ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 ซึ่งเท่ากับร้อยละ 16.43
โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ	อ้างอิงจากอัตราส่วนสมรรถภาพจากรายงานประจำปี 2565 ของสำนักงานนโยบาย และแผนพลังงาน ซึ่งเท่ากับร้อยละ 51.42 – 59.45

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม

ตารางประมาณการปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	128.00 - 464.80	128.00 - 464.80	128.00 - 464.80	128.00 - 464.80	128.00 - 464.80	128.00 - 464.80
อัตราส่วนสมรรถภาพ (ร้อยละ)	30.15 - 41.60	30.15 - 41.60	30.15 - 41.60	30.15 - 41.60	30.15 - 41.60	30.15 - 41.60
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	359.45 - 1,698.49	358.47 - 1,693.85	358.47 - 1,693.85	358.47 - 1,693.85	359.45 - 1,698.49	358.47 - 1,693.85

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	128.00 - 464.80	128.00 - 464.80	128.00 - 464.80	128.00 - 464.80	128.00 - 464.80
อัตราส่วนสมรรถภาพ (ร้อยละ)	30.15 - 41.60	30.15 - 41.60	30.15 - 41.60	30.15 - 41.60	30.15 - 41.60
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	358.47 - 1,693.85	358.47 - 1,693.85	359.45 - 1,698.49	358.47 - 1,693.85	358.47 - 1,693.85

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ตารางประมาณการปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) ^{1/}	50.00 – 68.80	50.00 – 68.80	50.00 – 68.80	50.00 – 68.80	50.00 – 68.80	50.00 – 68.80
อัตราส่วนสมรรถภาพ (ร้อยละ)	16.43	16.43	16.43	16.43	16.43	16.43
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	69.11 - 95.10	68.65 - 94.46	68.37 - 94.08	68.09 - 93.69	68.00 - 93.57	67.54 - 92.93

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) ^{1/}	50.00 – 68.80	50.00 – 68.80	50.00 – 68.80	50.00 – 68.80	50.00 – 68.80
อัตราส่วนสมรรถภาพ (ร้อยละ)	16.43	16.43	16.43	16.43	16.43
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	67.26 - 92.55	66.98 - 92.16	66.88 - 92.03	66.42 - 91.40	66.15 - 91.02

หมายเหตุ: 1/ กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW) ของแต่ละโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะถูกคิดลดด้วยอัตราการเสื่อมสภาพของแผงโซลาร์โดยกำหนดให้ในปีแรกมีค่าเท่ากับร้อยละ 1.00 ต่อปี เนื่องจากเป็นช่วงเริ่มต้นของการเสื่อมสภาพที่เกิดจากการเหนี่ยวนำด้วยแสงหรือ Light Induced Degradation: LID และในปีถัดไป ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้อัตราการเสื่อมสภาพของแผงโซลาร์มีค่าเท่ากับร้อยละ 0.40 ต่อปี โดยอ้างอิงจากรายงานของผู้เชี่ยวชาญ และเว็บไซต์ของบริษัท จีนโกะ โซลาร์ ให้หนึ่ง จำกัด ซึ่งเป็นผู้จัดหาแผงโซลาร์ให้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Solar Farms) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินพร้อมระบบกักเก็บพลังงาน (Solar Farms with Battery Energy Storage Systems) และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftops)

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ

ตารางประมาณการปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ ตั้งแต่ปี 2567F – 2577F

	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	-	-	-	-	-	-
อัตราส่วนสมรรถภาพ (ร้อยละ)	-	-	-	-	-	-
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	-	-	-	-	-	-

	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	770.00 - 1,460.00	770.00 - 1,460.00	770.00 - 1,460.00	770.00 - 1,460.00	770.00 - 1,460.00
อัตราส่วนสมรรถภาพ (ร้อยละ)	51.42	51.42	51.42	51.42 - 59.45	51.42 - 59.45
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริง (GWh)	6,577.00	6,577.00	6,595.02	3,361.81 - 6,577.00	4,010.00 - 6,577.00

ตารางแสดงรายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. หรือภาครัฐของต่างประเทศ
ปี 2564A – 2566A และประมาณการปี 2567F – 2577F

โครงการ โรงไฟฟ้า	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
โรงไฟฟ้า พลังงานลม	72.70 - 11,351.23	34.41 - 14,702.41	320.18 - 12,108.68	993.94 - 12,371.27	991.38 - 12,337.61	991.38 - 12,337.61	991.38 - 10,577.17
โรงไฟฟ้า พลังงาน แสงอาทิตย์	224.13 - 304.10	230.37 - 315.71	229.08 - 308.23	230.20 - 316.16	228.71 - 314.10	227.82 - 312.88	226.93 - 311.66
โรงไฟฟ้า พลังงานน้ำ	-	-	-	-	-	-	-

โครงการ โรงไฟฟ้า	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
โรงไฟฟ้า พลังงานลม	993.94 - 10,028.27	991.38 - 9,109.44	991.38 - 6,463.75	991.38 - 6,463.75	993.94 - 6,481.32	991.38 - 6,463.75	991.38 - 6,463.75
โรงไฟฟ้า พลังงาน แสงอาทิตย์	226.63 - 311.25	225.15 - 309.21	224.26 - 307.98	223.37 - 306.76	223.06 - 306.34	221.59 - 304.31	220.70 - 303.09
โรงไฟฟ้า พลังงานน้ำ	-	-	18,944.46	18,944.46	18,996.36	10,016.00 - 18,944.46	11,947.19 - 18,944.46

ที่มา: งบการเงินของ GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

1.2) รายได้อื่น

รายได้อื่น ได้แก่ รายได้ดอกเบี้ยจากเงินฝากในสถาบันการเงิน โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้อื่นจากค่าเฉลี่ยของรายได้อื่น 3 ปี ย้อนหลัง ตั้งแต่ปี 2564 - 2566

2. สมมติฐานต้นทุนและค่าใช้จ่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่าย โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะต้นทุน และค่าใช้จ่ายแต่ละประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย 2.1) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร และ 2.2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.1) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร ได้แก่ ต้นทุนขาย ค่าอะไหล่ ค่าซ่อมแซมตามปกติ ธุรกิจ และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรอื่น ๆ เป็นต้น โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการจากอัตราส่วนค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปรต่อปริมาณพลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง ซึ่งเท่ากับ 0.07 – 0.95 ล้านบาท/GWh

2.2) ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการขาย และบริหาร ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน ค่าใช้จ่ายค่าซ่อมบำรุง ค่าใช้จ่ายค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายการบริการทั่วไป เป็นต้น โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้ค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานเติบโตร้อยละ 2.00 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

และกำหนดให้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน กำหนดให้เติบโตร้อยละ 5.00 อ้างอิงจากหลักการปฏิบัติการทั่วไป (General Practice)

ทั้งนี้หากที่ปรึกษาทางการเงินอิสระไม่สามารถแยกการค่าใช้จ่ายระหว่างค่าใช้จ่ายดำเนินงานคงที่อื่นที่ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานกับค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานออกจากกันได้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะกำหนดให้ค่าใช้จ่ายเติบโตร้อยละ 3.50 อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปและอัตราการเติบโตของพนักงาน ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 4.06 – 195.25 ล้านบาทต่อปี

3. สมมติฐานค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการภาษีเงินได้นิติบุคคล โดยอ้างอิงสิทธิประโยชน์ภาษีที่แต่ละบริษัทได้รับจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment: BOI) เป็นระยะเวลา 4 ปี สำหรับทุกโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม และแสงอาทิตย์ ที่ดำเนินการในประเทศเวียดนาม และระยะเวลาเป็นไปตามสัญญาซื้อขาย สำหรับทุกโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ ที่ดำเนินการในประเทศลาว และไม่มีสิทธิประโยชน์ทางภาษี สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ที่ดำเนินการในประเทศเยอรมนี และภายหลังจากระยะเวลาที่ได้รับสิทธิประโยชน์ภาษีสิ้นสุดลง ได้กำหนดให้อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล มีค่าเท่ากับร้อยละ 20.00 สำหรับทุกโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม แสงอาทิตย์ และน้ำ ที่ดำเนินการในประเทศเวียดนามและลาว และร้อยละ 30.00 สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม ที่ดำเนินการในประเทศเยอรมนี

4. สมมติฐานเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินทุนหมุนเวียน สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ ซึ่งยังไม่ได้เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ อ้างอิงตามนโยบายของ GULF ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระยะเวลาการเก็บหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 60 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการเก็บสินค้าของแต่ละโครงการประมาณ 30 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการชำระหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 30 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ซึ่งเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้ว อ้างอิงจากค่าเฉลี่ย 3 ปีย้อนหลังของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระยะเวลาการเก็บหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 31 – 101 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการเก็บสินค้าของแต่ละโครงการประมาณ 0 – 29 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ระยะเวลาการชำระหนี้ของแต่ละโครงการประมาณ 0 – 232 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

5. สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการลงทุน (CAPEX)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินลงทุน โดยอ้างอิงจากแผนการลงทุนในอนาคตของ GULF ซึ่งได้มีการทำสัญญาจัดหาอะไหล่และการซ่อมบำรุงระยะยาว (Long Term Services Agreement: LTSA หรือ Contractual Service Agreement: CSA) สำหรับแต่ละโครงการโรงไฟฟ้า และครอบคลุมสำหรับค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงแล้วในแต่ละปี โดยมีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

ตารางประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุน ตั้งแต่ปี 2564A – 2566A และ 2567F – 2577F

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	0.16 - 559.70	4.49 - 127.25	1.13 - 7,722.42	2.49 - 18,414.85	2.52 - 16,058.82	2.55 - 18,665.99	2.57 - 20,230.13

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	2.60 - 16,754.75	3.17 - 13,367.50	3.20 - 8,772.01	3.23 - 8,156.42	3.26 - 3,981.41	3.30 - 1,590.08	3.87 - 4.67

ที่มา: งบการเงินปี 2564 – 2566 ของแต่ละบริษัท และประมาณการโดย GULF

หมายเหตุ: อ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้าซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 เท่ากับ 39.41 THB/ EUR 36.20 THB/ USD และ 0.001 THB/ VND

6. สมมติฐานค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้การคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ และค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนของแต่ละบริษัท เป็นอัตราคงที่ตามวิธีเส้นตรง (Straight-Line) โดยกำหนดอายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

ตารางสมมติฐานการคิดค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

สินทรัพย์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	อายุการใช้งาน (ปี) ^{1/}
โรงไฟฟ้า	20 - 35
อาคาร	10 - 35
เครื่องมือ อุปกรณ์ และยานพาหนะ	5 - 35
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	20 - 35

หมายเหตุ: 1/ อายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท อ้างอิงจากหมายเหตุประกอบงบการเงิน ณ ปี 2566 และระยะเวลาของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้า กับ กฟผ. หรือภาครัฐของต่างประเทศ

7. อัตราคิดลด (Discount Rate)

ในการกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ WACC ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของ K_e กับ K_d ปรับด้วยผลประโยชน์ทางภาษีจากการจ่ายดอกเบี้ย ถ่วงน้ำหนักด้วย W_e และ W_d โดยมีสูตรการคำนวณดังต่อไปนี้

การคำนวณหา WACC

WACC	=	$K_e \times W_e + K_d \times (1 - T) \times W_d =$ ร้อยละ 4.43 - 8.53
โดยที่		
K_e	=	ร้อยละ 9.81 - 14.99
K_d	=	ร้อยละ 2.65 - 8.04 อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยจริงต่อหนี้สินที่มีดอกเบี้ยเฉลี่ยในปี 2566
Tax Rate (T)	=	ภาษีเงินได้นิติบุคคลของแต่ละประเทศเท่ากับร้อยละ 20.00 - 30.00
W_e	=	ร้อยละ 32.30 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท
W_d	=	ร้อยละ 67.70 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท

การคำนวณหา K_e

K_e	=	$(R_f + \beta \times (R_m - R_f)) + CRP =$ ร้อยละ 9.81 - 14.99
โดยที่		
Risk Free Rate (R_f)	=	ร้อยละ 2.90 อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 15 ปี ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567
Market Return (R_m)	=	ร้อยละ 9.23 อ้างอิงข้อมูลจากผลตอบแทนการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ (SET Total Return Index: SET TRI Index) ย้อนหลัง 15 ปี นับตั้งแต่ 16 กรกฎาคม 2567
Levered Beta (β)	=	1.46 - 1.58 เท่า มีรายละเอียดตามที่ปรากฏในหัวข้อที่ 6.1.2.1 โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) ข้อ 7. อัตราคิดลด (Discount Rate)
Country Risk Premium (CRP)	=	ร้อยละ (2.34) - 1.32 ซึ่งเป็นส่วนชดเชยความเสี่ยงจากลงทุนในต่างประเทศเปรียบเทียบกับประเทศไทย โดยอ้างอิงจากบทวิจัย "Country Risk: Determinants, Measures and Implications" โดย Aswath Damodaran ฉบับอัปเดตเมื่อวันที่ 5 มกราคม 2567

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณ WACC ของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ ตามโครงสร้างทางการเงินของ GULF มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 4.43 – 8.53

8. มูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายของกลุ่มโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการต่างประเทศ

ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	587.80	587.80	711.60	711.60	711.60	711.60	711.60
รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. หรือภาครัฐของต่างประเทศ	3,294.19	4,170.76	3,641.97	4,440.18	4,426.15	4,424.25	7,769.32
รายได้ดอกเบี้ย	86.52	23.38	127.14	87.98	87.98	87.98	87.98
รายได้รวม	3,380.71	4,194.14	3,769.11	4,528.16	4,514.13	4,512.23	7,857.30
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร	68.37	129.88	205.86	393.58	392.40	392.30	392.19
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่	614.91	1,136.33	996.44	1,235.71	1,281.82	1,298.37	1,337.28
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	1,340.22	1,363.49	1,539.43	2,303.56	2,602.50	2,940.76	3,199.14
ค่าใช้จ่ายรวม	2,023.50	2,629.70	2,741.73	3,932.84	4,276.72	4,631.43	4,928.61
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	1,357.21	1,564.44	1,027.38	595.32	237.41	(119.20)	2,928.69

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (MW)	711.60	711.60	2,171.60	2,171.60	2,171.60	3,853.60	3,853.60
รายได้จากการผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. หรือภาครัฐของต่างประเทศ	7,633.92	7,409.03	14,205.83	14,860.53	14,866.69	14,889.37	14,854.82
รายได้ดอกเบี้ย	87.98	87.98	87.98	87.98	87.98	87.98	87.98
รายได้รวม	7,721.90	7,497.01	14,293.81	14,948.51	14,954.67	14,977.35	14,942.80
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานผันแปร	393.16	391.99	477.91	477.81	479.02	737.33	757.65
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานคงที่	1,376.31	1,411.73	1,673.81	1,719.19	1,792.58	2,083.43	2,174.96
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	3,439.23	3,759.73	3,963.29	4,155.23	4,252.09	4,274.77	3,011.26
ค่าใช้จ่ายรวม	5,208.70	5,563.45	6,115.02	6,352.23	6,523.69	7,095.53	5,943.86
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	2,513.20	1,933.56	8,178.79	8,596.28	8,430.99	7,881.81	8,998.94

ที่มา: งบการเงินปี 2564 – 2566 ของแต่ละบริษัท และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการกระแสเงินสดอิสระของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

**ตารางสรุปการประมาณการทางการเงินของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ
ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF**

หน่วย: ล้านบาท	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
EBIT x (1- Tax Rate)	179.60	32.93	(283.48)	(939.74)	(1,197.01)	(1,719.40)
การเปลี่ยนแปลงของ เงินทุนหมุนเวียน	(273.81)	0.42	0.42	37.78	12.65	19.34
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัด จำหน่าย	1,148.37	2,594.36	2,891.88	3,135.31	3,355.37	3,608.56
กระแสเงินสดจากการ ดำเนินงานสุทธิ	1,054.16	2,627.71	2,608.82	2,233.35	2,171.01	1,908.51
เงินลงทุน	(4,220.28)	(9,183.11)	(9,267.14)	(7,746.47)	(6,949.77)	(7,792.99)
กระแสเงินสดจากการ ลงทุนสุทธิ	(4,220.28)	(9,183.11)	(9,267.14)	(7,746.47)	(6,949.77)	(7,792.99)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	(3,166.12)	(6,555.40)	(6,658.33)	(5,513.12)	(4,778.76)	(5,884.48)

หน่วย: ล้านบาท	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
EBIT x (1- Tax Rate)	910.61	703.89	558.45	7,437.54	9,233.91
การเปลี่ยนแปลงของ เงินทุนหมุนเวียน	(565.95)	0.42	0.42	(1,227.59)	(107.52)
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัด จำหน่าย	3,754.61	3,914.52	3,996.21	4,018.64	2,755.13
กระแสเงินสดจากการ ดำเนินงานสุทธิ	4,099.28	4,618.82	4,555.08	10,228.59	11,881.53
เงินลงทุน	(4,227.69)	(4,590.22)	(2,361.24)	(642.55)	(7.15)
กระแสเงินสดจากการ ลงทุนสุทธิ	(4,227.69)	(4,590.22)	(2,361.24)	(642.55)	(7.15)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	(128.41)	28.61	2,193.84	9,586.04	11,874.37

ที่มา: การประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เนื่องจากมีความเชื่อว่าธุรกิจจะดำเนินงานอย่างต่อเนื่องภายหลังระยะเวลาการประมาณการ ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้นำมูลค่าสุดท้ายมาใช้ประกอบการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดแต่ละปี เพื่อสะท้อนมูลค่าธุรกิจที่มีการดำเนินกิจการต่อไปอย่างต่อเนื่องหลังจากระยะเวลาการประมาณการ โดยมูลค่าสุดท้าย คือมูลค่ากระแสเงินสดภายหลังจากระยะเวลาประมาณการ อย่างไรก็ตาม โครงการโรงไฟฟ้าเป็นธุรกิจที่มีการดำเนินงานตามสัญญา ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้ทำการปรับปรุงมูลค่าสุดท้าย เพื่อให้สะท้อนต่อธุรกิจที่ดำเนินการต่อเนื่อง โดยการคำนึงถึงค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ และปรับปรุงด้วยมูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ที่ไม่มีตัวตนที่เหลืออยู่ ณ ปีที่ 11 เพื่อให้สะท้อนมูลค่าสุดท้ายของโครงการ ณ ปีที่ 11 โดยมีสูตรคำนวณ ดังต่อไปนี้

ตารางการคำนวณมูลค่าสุดท้าย

มูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	=	$\frac{[FCFF_n \times (1+g) - \text{Annual initial CAPEX}]}{WACC-g} + \text{Net PPE}_n$
FCFF ₁₁	=	มูลค่ากระแสเงินสดในปี 2577 (ปีที่ 11)
g – อัตราการเติบโตระยะยาว (Terminal Growth Rate)	=	อัตราการเพิ่มขึ้นของกระแสเงินสดต่อปี อย่างต่อเนื่องไปตลอด (Going Concern Basis) กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป
WACC	=	ร้อยละ 4.43 – 8.53
Annual Initial CAPEX	=	ค่าใช้จ่ายเงินลงทุนเริ่มต้น (Initial CAPEX) อ้างอิงจากประมาณการของ GULF ทหารด้วยอายุของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแต่ละบริษัท
Net PPE ₁₁	=	มูลค่าสุทธิของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ไม่มีตัวตน ในปี 2577 (ปีที่ 11)

ตารางแสดงการคำนวณมูลค่าของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ

หน่วย: ล้านบาท	วันที่ 30 มิถุนายน 2567
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ ตั้งแต่ไตรมาส 3 ปี 2567 – 2577 ^{1/}	(13,852.28) ^{1/}
มูลค่าปัจจุบันของมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	100,341.14
มูลค่ากิจการของกลุ่มโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ (Enterprise Value)	86,488.85
บวก: เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ^{3/}	892.52
บวก: โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม Outer Dowsing ซึ่งประเมินมูลค่าโดยใช้วิธีมูลค่าตามบัญชี ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 (Book Value) ^{4/}	495.21
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย ^{3/}	(21,688.92)
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (Equity Value)	66,187.66

ที่มา: จากประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: 1/ การคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิจะนับจากวันที่ 1 กรกฎาคม 2567 เป็นต้นไป

2/ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระทำการประเมินมูลค่าโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศจำนวนทั้งสิ้น 7 โครงการ โดยใช้วิธีรวมส่วนมูลค่าของผู้ถือหุ้น (Sum-of-the-Part: SOTP) ซึ่งเป็นการคำนวณหามูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละโครงการตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ตาม WACC ของแต่ละโครงการ

3/ อ้างอิงจากงบการเงินภายในของ GULF

4/ มูลค่าตามบัญชี ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 ของ Maryland Investco Limited ซึ่งสะท้อนเงินลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม Outer Dowsing

6.1.3. บริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น (Holding Company) ของกลุ่มไฟฟ้า

บริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น (Holding Company) ซึ่งรวมถึง GULF (เฉพาะกิจการ) และบริษัทที่อยู่ภายใต้ GULF สามารถแบ่งตามประเภทธุรกิจที่เข้าไปลงทุนโดยแบ่งเป็น 3 ประเภท ได้แก่ 1) GULF (เฉพาะกิจการ) 2) บริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น ของโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ จำนวน 6 บริษัท 3) บริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น ของโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จำนวน 21 บริษัท โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. สมมติฐานรายได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะรายได้แต่ละประเภท โดยจะจำแนกตามกลุ่มธุรกิจของ GULF ซึ่งประกอบไปด้วย 1) รายได้จากการบริหารจัดการ (Management Fee) และ 2) รายได้ดอกเบี้ย โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1.1) GULF (เฉพาะกิจการ)

1.1.1.) รายได้จากการบริหารจัดการ (Management Fee)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้จากการบริหารจัดการในส่วนของกลุ่มไฟฟ้า อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยรายได้จากการบริหารจัดการต่อจำนวนเมกะวัตต์ของกลุ่มไฟฟ้า 3 ปี ย้อนหลัง ตั้งแต่ 2564 - 2566 เนื่องจากที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเชื่อว่ากลุ่มธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้าจะมีการประมูลโครงการโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมในอนาคต และในส่วนของธุรกิจก๊าซธรรมชาติ และธุรกิจโครงสร้างพื้นฐาน อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยรายได้จากการบริหารจัดการต่อกำไรก่อนดอกเบี้ย และภาษี (EBIT) 3 ปี ย้อนหลัง ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 และกำหนดให้มีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี ตลอดช่วงประมาณการ โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 1,822.28 - 3,246.53 ล้านบาท

1.1.2.) รายได้อื่น

รายได้อื่น ประกอบด้วย รายได้ดอกเบี้ย โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ดอกเบี้ยจากค่าเฉลี่ยของรายได้ดอกเบี้ย 3 ปี ย้อนหลัง ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 1,407.05 ล้านบาท ตลอดช่วงประมาณการ

1.2) บริษัทที่เข้าไปลงทุนในกลุ่มไฟฟ้า

1.2.1.) รายได้จากการบริหารจัดการ (Management Fee)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้จากการบริหารจัดการในปี 2567 จากค่าเฉลี่ยของรายได้จากการบริหารจัดการ 3 ปี ย้อนหลัง ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 และในปี 2568 เป็นต้นไป กำหนดให้มีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 2.00 ตลอดช่วงประมาณการ อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป ซึ่งมีรายได้จากการบริหารจัดการอยู่ในช่วง 6.69 - 893.51 ล้านบาท

1.2.2.) รายได้อื่น

รายได้อื่น ประกอบด้วย รายได้ดอกเบี้ย โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ดอกเบี้ยจากรายได้ดอกเบี้ยเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีของแต่ละบริษัท ตั้งแต่ปี 2564 - 2566 ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 0.01 - 993.17 ล้านบาท ตลอดช่วงประมาณการ

2. สมมติฐานต้นทุนและค่าใช้จ่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่าย โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะต้นทุน และค่าใช้จ่ายแต่ละประเภท โดยจะจำแนกตามกลุ่มธุรกิจของ GULF ซึ่งประกอบไปด้วย 1) ต้นทุนจากการบริหารจัดการ 2) ค่าใช้จ่ายในการบริหาร และ 3) ค่าใช้จ่ายอื่น โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1) GULF (เฉพาะกิจการ) และบริษัทที่เข้าไปลงทุนในกลุ่มธุรกิจโรงไฟฟ้า

2.1.1.) ต้นทุนจากการบริหารจัดการ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุนจากการบริหารจัดการจากอัตราส่วนต้นทุนจากการบริหารจัดการต่อรายได้จากการบริหารจัดการ เฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 34.74 – 94.51 ต่อปี ตลอดช่วงประมาณการ

2.1.2.) ค่าใช้จ่ายในการบริหาร

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าใช้จ่ายจากการบริหารในปี 2567 เท่ากับค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี ตั้งแต่ 2564 - 2566 ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 0.03 – 1,481.30 ล้านบาท และในปี 2568 เป็นต้นไป กำหนดให้มีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 3.50 ตลอดช่วงประมาณการ อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายเงินเพื่อทั่วไปและอัตราการเติบโตของพนักงาน ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 0.03 – 2,010.22 ล้านบาท

2.1.3.) ค่าใช้จ่ายอื่น

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าใช้จ่ายอื่นในปี 2567 เท่ากับค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี ตั้งแต่ 2564 – 2566 ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 0.03 – 180.24 ล้านบาท และในปี 2568 เป็นต้นไป กำหนดให้มีอัตราการเติบโตต่อปีเท่ากับร้อยละ 2.00 ตลอดช่วงประมาณการ อ้างอิงจากอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเพื่อทั่วไป ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 0.03 – 219.71 ล้านบาท

3. สมมติฐานค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ (Corporate Income Tax Expense)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับบริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่นที่อยู่ในประเทศไทย อ้างอิงอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลร้อยละ 20.00 ของกำไรก่อนภาษี เนื่องจากเป็นการสะท้อนอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลที่ประกาศใช้โดยกรมสรรพากร อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ดำเนินธุรกิจลงทุนในธุรกิจอื่น ซึ่งมีรายได้ทั้งจำนวนมาจากเงินปันผล ซึ่งเป็นรายได้ที่ได้รับการยกเว้นภาษีเงินได้ทั้งจำนวน และสำหรับบริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่นที่อยู่ต่างประเทศ อ้างอิงจากอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลของประเทศนั้น ๆ

4. อัตราคิดลด (Discount Rate)

ในการกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้ WACC ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของ K_e กับ K_d ปรับด้วยผลประโยชน์ทางภาษีจากการจ่ายดอกเบี้ยถ่วงน้ำหนักด้วย W_e และ W_d โดยมีสูตรการคำนวณดังต่อไปนี้

การคำนวณหาต้นทุนทางการเงินถ่วงน้ำหนัก (WACC)

WACC	=	$K_e \times W_e + K_d \times (1 - T) \times W_d =$ ร้อยละ 4.94 – 8.06
โดยที่		
K_e	=	ร้อยละ 8.39 – 15.37
K_d	=	ร้อยละ 2.90 – 5.85 อ้างอิงจากอัตราการจ่ายดอกเบี้ยจริงต่อหนี้สินที่มีดอกเบี้ยเฉลี่ยในปี 2566
Tax Rate (T)	=	ร้อยละ 20.00
W_e	=	ร้อยละ 32.30 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท
W_d	=	ร้อยละ 67.70 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท

การคำนวณหาอัตราผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น (K_e)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงคำนวณหาอัตราผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น (K_e) โดยอ้างอิงจาก

K_e	=	$(R_f + \beta \times (R_m - R_f)) + CRP =$ ร้อยละ 8.39 – 15.37
โดยที่		
Risk Free Rate (R_f)	=	ร้อยละ 2.90 อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 15 ปี ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567
Market Return (R_m)	=	ร้อยละ 9.23 อ้างอิงข้อมูลจากผลตอบแทนการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ (SET Total Return Index: SET TRI Index) ย้อนหลัง 15 ปี นับตั้งแต่ 16 กรกฎาคม 2567
Levered Beta (β)	=	0.40 – 0.59 เท่า โดยคำนวณจาก Levered Beta ของบริษัทที่ประกอบธุรกิจใกล้เคียงกับบริษัทรวมและ/หรือย่อยของ Holding Company เฉลี่ยย้อนหลัง 15 ปี (มีรายละเอียดตามที่ปรากฏในแต่ละกลุ่มธุรกิจของ GULF) ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วง 0.45 – 1.20 อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาใช้ Unlevered Beta เนื่องจากต้องการลดผลกระทบจากโครงสร้างทางการเงินที่แตกต่างกันของแต่ละบริษัทที่ประกอบธุรกิจใกล้เคียงกับบริษัทรวมและ/หรือย่อยของ Holding Company ซึ่งมีสูตรการคำนวณดังนี้ $Unlevered\ Beta = Levered\ Beta / (1 + ((1-t) \times (D/E)))$ จากนั้นจึงปรับปรุง Unlevered Beta เป็น

Levered Beta โดยอ้างอิงโครงสร้างทางการเงินของ GULF เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายระยะยาวของแต่ละบริษัท ซึ่งมีสูตรคำนวณดังนี้ $Levered\ Beta = Unlevered\ Beta \times (1 + ((1-t) \times (D/E)))$

Country Risk Premium (CRP) = ร้อยละ (2.34) – 2.06 ซึ่งเป็นส่วนชดเชยความเสี่ยงจากลงทุนในต่างประเทศเปรียบเทียบกับประเทศไทย โดยอ้างอิงจากรายละเอียดข้อมูลจากโครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ และโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณ WACC ของแต่ละบริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น (Holding Company) ตามโครงสร้างทางการเงินของ GULF มีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 4.94 – 8.06

5. มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการทางการเงินของบริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น (Holding Company) ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางการประมาณการทางการเงินของบริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น (Holding Company)

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
รายได้จากการบริหารจัดการ	1,604.80	2,289.77	2,551.43	2,681.42	3,075.50	3,275.65	2,451.62
รายได้ดอกเบี้ย	3,118.02	3,439.66	4,897.28	4,002.39	4,002.39	4,002.39	4,002.39
รายได้รวม	4,722.82	5,729.43	7,448.70	6,683.81	7,077.89	7,278.04	6,454.01
ต้นทุนจากการบริหารจัดการ	773.66	1,103.36	1,187.78	1,271.99	1,333.31	1,504.50	1,576.82
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	1,596.74	1,742.25	2,230.45	1,936.44	1,946.03	2,014.15	2,084.64
ค่าใช้จ่ายอื่น	63.29	57.14	561.55	228.14	232.70	237.36	242.11
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย				81.01	83.09	85.17	87.24
ค่าใช้จ่ายรวม	2,433.70	2,902.75	3,979.78	3,517.58	3,595.14	3,841.17	3,990.81
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	2,289.11	2,826.68	3,468.92	3,166.23	3,482.75	3,436.87	2,463.21
หน่วย: ล้านบาท	2571A	2572A	2573A	2574F	2575F	2576F	2577F
รายได้จากการบริหารจัดการ	3,879.73	3,478.44	3,248.91	2,776.23	2,753.52	2,844.35	2,874.95
รายได้ดอกเบี้ย	4,002.39	4,002.39	4,002.39	4,002.39	4,002.39	4,002.39	4,002.39
รายได้รวม	7,882.12	7,480.83	7,251.30	6,778.61	6,755.91	6,846.74	6,877.34
ต้นทุนจากการบริหารจัดการ	1,237.80	1,855.13	1,683.30	1,585.59	1,383.01	1,374.58	1,415.15
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	2,157.60	2,233.12	2,311.28	2,392.17	2,475.90	2,562.56	2,652.25
ค่าใช้จ่ายอื่น	246.95	251.89	256.92	262.06	267.30	272.65	278.10
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	89.32	90.44	92.33	94.12	95.91	97.70	65.63
ค่าใช้จ่ายรวม	3,731.68	4,430.57	4,343.84	4,333.95	4,222.12	4,307.48	4,411.12
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	4,150.44	3,050.26	2,907.47	2,444.67	2,533.79	2,539.26	2,466.22

ที่มา: ผลรวมของรายได้และค่าใช้จ่าย ตามงบการเงินปี 2564 – 2566 ของแต่ละบริษัทตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และการประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการกระแสเงินสดอิสระของบริษัทที่เข้าไปลงทุนกิจการอื่น (Holding Company) โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางการประมาณการทางการเงินของบริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น (Holding Company)

หน่วย: ล้านบาท	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F
EBIT x (1- Tax Rate)	1,977.05	2,759.90	2,777.65	2,359.76	2,948.34	2,703.52
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(1,081.25)	(40.34)	(16.28)	80.39	(143.19)	40.00
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	81.01	83.09	85.17	87.24	89.32	90.44
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	976.81	2,802.65	2,846.53	2,527.39	2,894.48	2,833.96
เงินลงทุน	(69.62)	(69.62)	(69.62)	(69.62)	(69.62)	(69.62)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(69.62)	(69.62)	(69.62)	(69.62)	(69.62)	(69.62)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	907.18	2,733.03	2,776.91	2,457.77	2,824.86	2,764.33

หน่วย: ล้านบาท	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
EBIT x (1- Tax Rate)	2,534.13	2,252.08	2,172.50	2,142.27	2,109.35
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	23.73	48.39	3.60	(9.53)	(2.60)
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	92.33	94.12	95.91	97.70	65.63
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	2,650.20	2,394.58	2,272.00	2,230.43	2,172.38
เงินลงทุน	(69.62)	(69.62)	(69.62)	(69.62)	(69.62)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(69.62)	(69.62)	(69.62)	(69.62)	(69.62)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	2,580.57	2,324.96	2,202.38	2,160.81	2,102.76

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เนื่องจากมีความเชื่อว่าธุรกิจจะดำเนินงานอย่างต่อเนื่องภายหลังจากระยะเวลาการประมาณการ ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้นำมูลค่าสุดท้ายมาใช้ประกอบการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดแต่ละปี เพื่อสะท้อนมูลค่าธุรกิจที่มีการดำเนินกิจการต่อไปอย่างต่อเนื่องหลังจากระยะเวลาการประมาณการ โดยมูลค่าสุดท้าย คือมูลค่ากระแสเงินสดภายหลังจากระยะเวลาการประมาณการ โดยมีสูตรคำนวณ ดังต่อไปนี้

ตารางการคำนวณมูลค่าสุดท้าย

มูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	=	$FCFF \times (1 + G) / (WACC - G)$
FCFF ₁₁	=	มูลค่ากระแสเงินสดในปี 2577 (ปีที่ 11)
g - อัตราการเติบโตระยะยาว (Terminal Growth Rate)	=	อัตราการเพิ่มขึ้นของกระแสเงินสดต่อปี อย่างต่อเนื่องไปตลอด (Going Concern Basis) กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2.00 ต่อปี โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป
WACC	=	ร้อยละ 4.94 - 8.06

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ตารางการคำนวณมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของ Holding Company

หน่วย: ล้านบาท	วันที่ 30 มิถุนายน 2567
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ Holding Company ตั้งแต่ไตรมาส 3 ปี 2567 – 2577 ^{1/}	17,026.04
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ Holding Company ณ ปีสุดท้าย	28,045.61
รวมมูลค่ากิจการของ Holding Company (Enterprise Value)	45,071.65
บวก: เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ^{2/}	10,075.00
บวก: เงินให้กู้ยืมบริษัทย่อย ^{1/}	43,608.56
บวก: เงินปันผลรับ ^{3/}	9,873.33
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย ^{4/}	269,754.56
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของ Holding Company (Equity Value)	(161,126.03)

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ : 1/ อ้างอิงงบการเงินไตรมาสที่ 2 ปี 2567

2/ เงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสด จากงบการเงินไตรมาสที่ 2 ปี 2567

3/ เงินปันผลรับจาก INTUCH

4/ ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย จากงบการเงินไตรมาสที่ 2 ปี 2567

6.1.4. วิธีผลรวมส่วนของกิจการ (Sum of the Parts: SOTP) ของกลุ่มไฟฟ้า

ในการประเมินมูลค่ายุติธรรมส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่มไฟฟ้า ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณการกระแสเงินสดอิสระสุทธิที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินงานของกิจการ (Free Cash Flow to Firm: FCFE) ด้วยวิธี SOTP ซึ่งเป็นการรวมมูลค่ายุติธรรมส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่มไฟฟ้าด้วยวิธี DCF ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

▪ สรุปมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่มไฟฟ้า

หน่วย: ล้านบาท	มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (Equity Value)
โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	320,017.40
โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในประเทศ	301,500.50
โครงการโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการในต่างประเทศ	18,516.90
โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	203,036.95
โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในประเทศ	136,849.29
โครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ที่ดำเนินการในต่างประเทศ	66,187.66
บริษัทที่เข้าไปลงทุนในกิจการอื่น (Holding Company)	(161,126.03)
รวมมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า	361,928.33

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่มไฟฟ้า ที่คำนวณโดยวิธี DCF ในกรณีฐานเท่ากับ 361,928.33

ล้านบาท

▪ การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่มไฟฟ้า

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้จัดทำวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ของอัตราคิดลด (Discount Rate) โดยเพิ่มขึ้น และลดลงร้อยละ 3.00 โดยช่วงเปลี่ยนแปลงดังกล่าว เพียงพอในการครอบคลุมความอ่อนไหวในปัจจุบันที่สำคัญของสมมติฐานที่ปรึกษาทางการเงินอิสระในขณะที่ทำการประเมิน เช่น การเปลี่ยนแปลงของอัตรา

ดอกเบี้ย อัตราเงินเฟ้อ เศรษฐกิจประเทศไทย และปัจจัยอื่น ๆ ซึ่งช่วงเปลี่ยนแปลงดังกล่าวเป็นช่วงความอ่อนไหวที่มีความเป็นไปได้ อันสามารถสรุปสมมติฐานได้ดังต่อไปนี้

ตารางสมมติฐานการวิเคราะห์ความอ่อนไหว

ปัจจัยที่เปลี่ยนแปลง	ช่วงเปลี่ยนแปลง
WACC	+/- 3.00%

จากสมมติฐานการวิเคราะห์ความอ่อนไหวดังกล่าว จะได้ผลสรุปการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของธุรกิจผลิต และจำหน่ายไฟฟ้า โดยสรุปดังนี้

ตารางผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น

ปัจจัยที่เปลี่ยนแปลง	WACC				
	-3.00%	-1.50%	กรณีฐาน	+1.50%	+3.00%
หน่วย: ล้านบาท	396,879.67	379,014.67	361,928.33	345,569.10	329,889.94

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

จากตารางข้างต้นจะเห็นว่าเมื่อทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธี DCF ของธุรกิจผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า มีค่าอยู่ในช่วง 329,889.94 – 396,879.67 ล้านบาท

ตารางมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธี DCF ของกลุ่มไฟฟ้า ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF

หน่วย: ล้านบาท	ขอบล่าง	ขอบบน
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่มไฟฟ้า	329,889.94	396,879.67

6.3.1 กลุ่มธุรกิจก๊าซของ GULF (“กลุ่ม Gas”)

ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับธุรกิจพลังงานของ GULF ดังนั้น ในปัจจุบัน GULF จำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Natural Gas: LNG) ผ่านบริษัท หินกองเพาเวอร์โฮลดิ้ง จำกัด (“HKH”) และมีแผนที่จะจำหน่ายก๊าซธรรมชาติผ่านบริษัท กัลฟ์ แอลเอ็นจี จำกัด (“GLNG”) ซึ่งได้รับใบอนุญาตในการจัดหาเชื้อเพลิงจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (“กกพ.”) เพื่อนำมาใช้ในโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทฯ เป็นที่เรียบร้อยแล้ว โดยสำหรับการจัดหา และคำสั่งก๊าซธรรมชาติเหลว HKH ซึ่งได้รับใบอนุญาตจัดหา และคำสั่งก๊าซธรรมชาติเหลวในปริมาณไม่เกิน 1.4 ล้านตันต่อปี และเป็นผู้จัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวให้กับ HKP ได้ลงนามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวกับ Gunvor Singapore Pte Ltd. ซึ่งเป็นผู้ค้าก๊าซธรรมชาติเหลวรายใหญ่ในตลาดโลกในรูปแบบสัญญาระยะสั้น เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานของโรงไฟฟ้า HKP หน่วยที่ 1 เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์เรียบร้อยแล้วในวันที่ 1 มีนาคม 2567 สำหรับการดำเนินธุรกิจจัดหา และคำสั่งก๊าซธรรมชาติเหลวผ่าน GLNG นั้น ได้รับใบอนุญาตให้จัดหา และคำสั่งก๊าซธรรมชาติเหลวจาก กกพ. เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวจากผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดโลก และให้บริการสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว เพื่อจัดเก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซก่อนส่งผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (“ปตท.”) เพื่อจำหน่ายก๊าซธรรมชาติให้กับโรงไฟฟ้า IPP และโรงไฟฟ้า SPP และผู้ประกอบการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อที่อยู่ภายใต้การดำเนินงานของ GULF ในปริมาณไม่เกิน 6.4 ล้านตันต่อปี

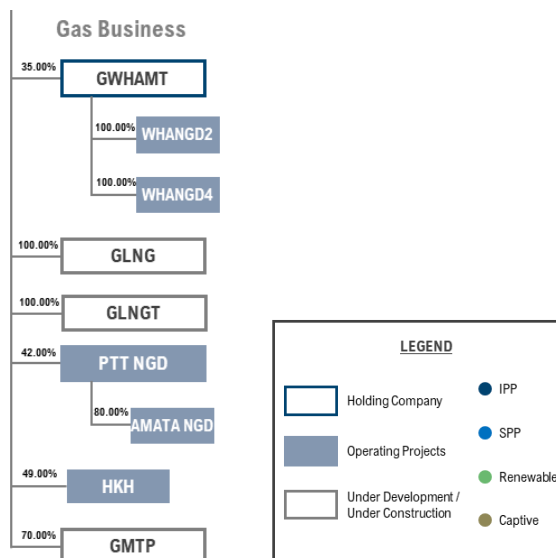
ในส่วนของธุรกิจจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อ (Transmission Pipeline) ภายใต้กลุ่มบริษัท กัลฟ์ ดับบลิวเอชเอ เอ็มที จำกัด ก๊าซธรรมชาติ จำกัด (“GWHAMT”) และบริษัท ปตท. จำกัด ก๊าซธรรมชาติ จำกัด (“PTTNGD”) ซึ่งทำหน้าที่เป็นผู้พัฒนา ก่อสร้าง และบริหารจัดการระบบท่อจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ โดย PTT NGD มีสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาว 5 – 10 ปี สำหรับแต่ละพื้นที่การให้บริการกับ ปตท. โดยมีโครงสร้างราคาก๊าซตามที่ กกพ. กำหนด ซึ่งประกอบด้วยราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ อัตราค่าผ่านท่อ และค่าตอบแทนในการจัดหาและคำสั่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประเมินมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นกลุ่ม Gas ด้วยวิธี SOTP ซึ่งรวมมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละบริษัทด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Approach) ยกเว้น GWHAMT ที่ซึ่งเป็นบริษัทร่วมที่ GULF ถือหุ้นร้อยละ 35.00 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะประมาณการโดยใช้วิธีมูลค่าตามบัญชี (Book Value Approach) สำหรับบริษัทร่วมหรือเงินลงทุนที่ GULF ถือในสัดส่วนต่ำกว่าร้อยละ 40.00 และ/หรือมูลค่าจากเงินลงทุนไม่ได้ส่งผลกระทบต่อมูลค่ายุติธรรมรวมของ GULF ซึ่งสามารถสรุปรายชื่อบริษัทในธุรกิจกลุ่ม Gas ตามประเภทการประเมินมูลค่าบริษัทได้ดังต่อไปนี้

ตารางรายชื่อ และสัดส่วนของการถือหุ้นของกลุ่ม Gas

ลำดับที่	ชื่อบริษัท	ลักษณะธุรกิจหลัก	สัดส่วนการถือหุ้นของ GULF (ร้อยละ)
วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด			
1	บริษัท ปตท. จำกัด ก๊าซธรรมชาติ จำกัด (“PTT NGD”)	ผู้พัฒนา ก่อสร้าง และบริหารจัดการระบบท่อ และจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อ (Transmission Pipeline)	42.00
2	บริษัท กัลฟ์ แอลเอ็นจี จำกัด (“GLNG”)	จัดหา และคำสั่งก๊าซธรรมชาติ โดยได้รับใบอนุญาตในการจัดหาเชื้อเพลิงจาก กกพ. เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวจากผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดโลก	100.00

ลำดับที่	ชื่อบริษัท	ลักษณะธุรกิจหลัก	สัดส่วนการถือหุ้น ของ GULF (ร้อยละ)
3	บริษัท หินกองเพาเวอร์โฮลดิ้ง จำกัด ("HKH")	จัดหา และค้าส่งก๊าซธรรมชาติ โดยได้รับใบอนุญาตในการจัดหา เชื้อเพลิงจาก กกพ. เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวจากผู้จำหน่าย ก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดโลก	49.00
4	GULF LNG International Pte. Ltd. ("GLNGT")	ธุรกิจซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Trading) ก๊าซจากผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ เหลวในตลาดโลก เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติให้ผู้บริโภคก๊าซธรรมชาติทั้ง ในและต่างประเทศ รวมทั้ง GLNG และ HKH	100.00
5	บริษัท กัลฟ์ เอ็มทีพี แอลเอ็นจี เทอร์มินอล จำกัด ("GMTP")	ผู้พัฒนา และดำเนินการโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตา พุด ระยะที่ 3 (ช่วงที่ 1) ตั้งอยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง ระยะเวลาก่อสร้าง: งานก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐาน 3 ปี และงาน ก่อสร้างโครงสร้างหน้าท่า (Superstructure) ประมาณ 2 ปี ระยะเวลาดำเนินการ: 30 ปี	70.00
วิธีมูลค่าตามบัญชี			
1	บริษัท กัลฟ์ ดีดับบลิวเอชเอ เอ็มที จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด ("GWHAMT")	ผู้พัฒนา ก่อสร้าง และบริหารจัดการระบบท่อ และจัดจำหน่ายก๊าซ ธรรมชาติทางท่อ (Transmission Pipeline)	35.00

โครงสร้างการถือหุ้นของ GULF ในกลุ่ม Gas สามารถสรุปได้ตามแผนภาพดังนี้



** GMTP ดำเนินการสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (Superstructure) ภายใต้สัญญาร่วมลงทุนระหว่างรัฐ และเอกชน ซึ่งเป็นหนึ่งในธุรกิจ
โครงสร้างพื้นฐาน และสาธารณูปโภค ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงนำเสนอข้อมูลการประมาณการมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสดของ
GMTP ร่วมกับกิจการในกลุ่มธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค

6.3.1.1 วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Approach)

ในการประเมินมูลค่าตามวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณการกระแสเงินสดอิสระสุทธิที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินงานของกิจการ (Free Cash Flow to Firm: FCFF) ของกลุ่ม Gas โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้จัดทำการประมาณการเป็นระยะเวลา 11 ปี ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2567 – 31 ธันวาคม 2577 ซึ่งคิดมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดเป็นระยะเวลา 10 ปี 6 เดือน ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2567 – 31 ธันวาคม ปี 2577 ภายใต้สมมติฐานว่ากลุ่ม Gas จะยังคงดำเนินไปอย่างต่อเนื่อง และเป็นไปภายใต้ภาวะเศรษฐกิจและสถานการณ์ในปัจจุบัน และใช้มูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เพื่อสะท้อนการดำเนินธุรกิจในระยะยาว โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานต่าง ๆ ที่มีสาระสำคัญต่อการประเมินมูลค่า โดยอ้างอิงจากการวิเคราะห์บนข้อมูลเอกสาร หลักฐาน ข่าวสาร ต่าง ๆ ที่เปิดเผยต่อสาธารณะ และการสัมภาษณ์ผู้บริหาร ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. สมมติฐานรายได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ของกลุ่ม Gas โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะรายได้ของแต่ละบริษัท ซึ่งประกอบไปด้วย 1.1) รายได้ของ PTT NGD 1.2) รายได้ของ GLNG และ HKH 1.3) รายได้ของ GLNGT ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1.1 รายได้ของ PTT NGD

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ของ PTT NGD ได้แก่ รายได้จากการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบท่อ และรายได้อื่น โดยแบ่งรายได้จากการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบท่อย่อย เพื่อขนส่งก๊าซธรรมชาติให้กับลูกค้าในเขตอุตสาหกรรมรอบกรุงเทพมหานคร และปริมาณจำหน่ายตามพื้นที่ประกอบด้วย (1) พื้นที่เดิม (Existing Areas) ซึ่งเป็นการจำหน่ายก๊าซธรรมชาติแก่ลูกค้าอุตสาหกรรมในเขตพื้นที่เดิมจำนวน 14 เขตอุตสาหกรรม และ (2) พื้นที่ใหม่ (New Areas) ซึ่งอยู่ระหว่างการพัฒนา และก่อสร้างจำนวน 1 พื้นที่ และพื้นที่เชื่อมั่นว่ามีศักยภาพ 4 พื้นที่ ทั้งนี้ PTT NGD คาดว่าจะก่อสร้างเสร็จ และจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อสำหรับพื้นที่ใหม่ตั้งแต่ปี 2568 เป็นต้นไป โดยปริมาณหน่วยจำหน่ายก๊าซธรรมชาติอ้างอิงจากประมาณการของ PTT NGD โดยการจำหน่ายมีลักษณะเป็นสัญญาและประมาณการภายในจะอ้างอิงจากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในอดีตของลูกค้าของ PTT NGD ซึ่งคาดว่าความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของลูกค้าอุตสาหกรรมทั้งหมดของพื้นที่เดิม และพื้นที่ใหม่จะเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 3.64 ต่อปี โดยเติบโตจากปี 2566 และเติบโตต่อเนื่องสูงสุดเท่ากับ 0.83 MTPA (Million Tonnes per Annum) หรือ 39.56 MMBTU (Million British Thermal Unit) ในปี 2577

ในส่วนของราคาจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อสำหรับพื้นที่เดิม (Existing Areas) ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการราคาจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อสำหรับพื้นที่เดิม (Existing Areas) สำหรับปี 2567 - 2577 โดยคำนวณส่วนเพิ่ม (Premium) ของราคาจำหน่ายจากราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนเชื้อเพลิง (Energy Pool Price: EPP) ในอดีตย้อนหลัง 2 ปี เนื่องจากสะท้อนสถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์ที่มีผลกระทบต่อความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติเหลวในปัจจุบัน และที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการราคาจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อสำหรับพื้นที่เดิม โดยให้ส่วนเพิ่มจากราคาก๊าซธรรมชาติทางท่อ (Energy Pool Price) ซึ่งประมาณการอ้างอิงจากวัฏจักรราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ย้อนหลังตั้งแต่เดือนตุลาคม ปี 2563 ถึง เดือนเมษายน ปี 2567 ตลอดช่วงประมาณการ ในส่วนของราคาจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อสำหรับพื้นที่ใหม่ (New Areas) ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ประมาณการให้ราคาจำหน่ายสูงกว่าราคาจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อสำหรับพื้นที่เดิม โดยประมาณการส่วนเพิ่มอ้างอิงส่วนเพิ่มเฉลี่ยระหว่างราคาจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อสำหรับพื้นที่เดิม และพื้นที่ใหม่ตามประมาณการภายในของ PTT NGD เนื่องจากราคาจำหน่ายก๊าซธรรมชาติของลูกค้าอุตสาหกรรมแต่ละรายจะแปรผันตามต้นทุนเชื้อเพลิงทางเลือก (Alternative Fuel) ที่ใช้ในการดำเนินการ ซึ่งในพื้นที่ใหม่นั้นคาดว่าลูกค้าอุตสาหกรรมจะใช้เชื้อเพลิงทางเลือกที่มีต้นทุนสูงกว่าพื้นที่เดิม

ในส่วนของรายได้อื่น ประกอบด้วย รายได้ค่าบริการ LNG Truck ซึ่งเป็นรายได้ค่าบริการลำเลียงก๊าซธรรมชาติผ่านท่อ สำหรับปี 2567 – 2577 โดยประมาณการอ้างอิงรายได้ที่เกิดขึ้นจริงในปี 2566 และไม่มีประมาณการเติบโตของรายได้ดังกล่าวอ้างอิงตามประมาณการภายในของ PTT NGD และรายได้ค่าบริการที่ได้รับจากลูกค้าในอุตสาหกรรม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการโดยอ้างอิงจากสัดส่วนรายได้อื่นต่อรายได้จากการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบท่อในอดีตย้อนหลัง 3 ปี

1.2 รายได้ของ GLNG และ HKH

ในการประมาณการปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวจำหน่ายไปอ้างอิงประมาณการของ GLNG โดยปริมาณขาย เท่ากับ 1.28 - 2.90 MTPA หรือเท่ากับ 65.55 - 148.11 MMBTU และปริมาณขายของ HKH เท่ากับ 0.68 - 1.30 MTPA หรือเท่ากับ 34.65 - 66.26 MMBTU

โดยราคาขายก๊าซธรรมชาติเหลวให้กับโรงไฟฟ้าประเภท IPP ของ GULF ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระอ้างอิงจากวัฏจักรราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ย้อนหลังตั้งแต่เดือนตุลาคม ปี 2563 ถึง เดือนเมษายน ปี 2567 ตลอดช่วงประมาณการ ซึ่งเท่ากับ 366.72 บาทต่อ MMBTU

GLNG และ HKH ยังมีรายได้จากอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติตามประกาศ กกพ. ซึ่งกำหนด เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมกับผู้รับใบอนุญาต และผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ และรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติระยะที่ 2 สำหรับปี 2567 เป็นต้นไป โดยให้เป็นอัตราค่าบริการเท่ากับ 4.94 บาทต่อ MMBTU อ้างอิงตามผลการรับฟังความคิดเห็น เรื่อง อัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติรอบการกำกับปี 2567 – 2571 นอกจากนี้ GLNG และ HKH ยังมีรายได้จากการเรียกเก็บค่าบริการใช้ท่าเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติ และค่าบริการใช้ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากประมาณการภายในของ GLNG และ HKH

1.3 รายได้ของ GLNGT

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ของ GLNGT จากการทำธุรกิจซื้อขายจำหน่ายไป (Trading) ก๊าซธรรมชาติเหลวจากผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดโลก เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวให้ GLNG และ HKH รวมถึงผู้นำเข้ารายอื่น ๆ โดยลักษณะรายได้การจำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลวของ GLNGT ส่วนใหญ่เป็นรายได้จากการซื้อขายในรูปแบบ Spot Trade โดยปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่จำหน่ายไปอ้างอิงจากการประมาณการของ GLNGT ซึ่งปริมาณที่ GLNG และ HKH นำเข้าบางส่วนเป็นปริมาณที่จัดซื้อผ่าน GLNGT ทั้งนี้ GLNGT จะเริ่มดำเนินการซื้อขายจำหน่ายไปก๊าซธรรมชาติเหลวในปี 2569 และปริมาณการซื้อขายสูงสุดตามประมาณการเท่ากับ 1.70 MTPA หรือ 86.74 MMBTU ในปี 2573 โดยราคาจำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลวของ GLNGT คำนวณอ้างอิงจากต้นทุนราคาซื้อก๊าซธรรมชาติเหลวถัวเฉลี่ยของ GLNG และ HKH ซึ่งประมาณการอ้างอิงจากสัดส่วนกำไรที่คาดหวังและรายได้ของ GLNG และ HKH ทั้งนี้ รายได้ของ GLNG และ HKH อ้างอิงมาจากต้นทุนซื้อก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าของ GULF อันประมาณการจากราคาก๊าซธรรมชาติ

เฉลี่ยในอดีต (Historical Energy Pool Price Cycle) ย้อนหลังตั้งแต่เดือนตุลาคม ปี 2563 ถึงเดือนเมษายน ปี 2567 ตลอดช่วงประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ ซึ่งเท่ากับ 407.15 บาทต่อ MMBTU และค่อย ๆ ลดลงตามสถานการณ์ผ่อนคลายของราคาก๊าซธรรมชาติเชื้อเพลิงโลก

นอกจากนี้ GLNGT ยังมีแผนจะจำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลวในรูปแบบสัญญา ระยะสั้น (Trading Revenue) นอกเหนือจากการจำหน่ายให้ GLNG และ HKH โดย GLNG คาดว่าจะมีรายได้จากซื้อมาจำหน่ายไปผ่านสัญญาระยะสั้นในมูลค่าคงที่เท่ากันทุกปี

2. สมมติฐานต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าใช้จ่ายของกลุ่ม Gas โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะค่าใช้จ่ายแต่ละประเภทของแต่ละบริษัท ซึ่งประกอบไปด้วย 1.1) ต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ PTT NGD 1.2) ต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ GLNG และ HKH 1.3) ต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ GLNGT ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.1 ต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ PTT NGD

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ PTT NGD โดยอ้างอิงสมมติฐานดังต่อไปนี้

1) ต้นทุนซื้อก๊าซธรรมชาติเหลว	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากสัดส่วนต้นทุนต่อรายได้จากการจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบท่อ โดยกำหนดให้สัดส่วนในปี 2569 เท่ากับสัดส่วนที่เกิดขึ้นจริงในปี 2564 ซึ่งเท่ากับร้อยละ 74.51 และประมาณการให้สัดส่วนในปี 2567 – 2568 ค่อย ๆ ลดลง จากสัดส่วนที่เกิดขึ้นจริงในปี 2566 ด้วยอัตราการลดลงเฉลี่ยต่อปีร้อยละ 4.13 เนื่องจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติเหลวในปี 2565 และ 2566 มีราคาสูงสืบเนื่องจากสถานการณ์สงครามรัสเซีย และยูเครน
2) ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับผู้บริหาร และพนักงาน	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับผู้บริหาร และพนักงานเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี และให้เติบโตด้วยอัตราการเพิ่มขึ้นของเงินเดือน และค่าตอบแทนเท่ากับร้อยละ 6.00 – 8.50 อ้างอิงนโยบายการขึ้นเงินเดือนจากงบการเงิน และนโยบายของ PTT NGD
3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอื่น	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายอื่นเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปี และให้เติบโตด้วยอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่ร้อยละ 2.00 ซึ่งอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่อยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ

	1.00 - 3.00 ตามเป้าหมายนโยบายการเงินสำหรับระยะปานกลาง ณ ปี 2567 จากธนาคารแห่งประเทศไทย
--	--

2.2 ต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ GLNG และ HKH

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ GLNG และ HKH โดยอ้างอิงสมมติฐานดังต่อไปนี้

1) ต้นทุนซื้อก๊าซธรรมชาติเหลว	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากสัดส่วนต้นทุนต่อรายได้รวมอ้างอิงจากประมาณการภายในของ GLNG และ HKH ซึ่งสะท้อนอัตรากำไรที่คาดหวังของผู้นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว
2) ต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ	คือ ต้นทุน และค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการดำเนินการอื่นที่เกี่ยวข้องกับการนำเข้า และจำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลว ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการสำหรับปี 2567 – 2568 อ้างอิงจากประมาณการค่าใช้จ่ายของ GLNG และ HKH และให้เติบโตด้วยอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่ร้อยละ 2.00 ซึ่งอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่อยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ 1.00 - 3.00 ตามเป้าหมายนโยบายการเงินสำหรับระยะปานกลาง ณ ปี 2567 จากธนาคารแห่งประเทศไทยจากปี 2568 เนื่องจากเป็นปริมาณการจำหน่ายอยู่ในระดับใกล้เคียงกัน
3) ค่าใช้จ่ายอื่น	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายอื่นสำหรับปี 2567 – 2568 อ้างอิงจากประมาณการค่าใช้จ่ายอื่นของ GLNG และ HKH และให้เติบโตด้วยอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่ร้อยละ 2.00 ซึ่งอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่อยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ 1.00 - 3.00 ตามเป้าหมายนโยบายการเงินสำหรับระยะปานกลาง ณ ปี 2567 จากธนาคารแห่งประเทศไทยจากปี 2568 เนื่องจากได้ดำเนินธุรกิจเต็มรูปแบบในปี 2568

2.3 ต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ GLNGT

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ GLNGT โดยอ้างอิงสมมติฐานดังต่อไปนี้

1) ต้นทุนซื้อก๊าซธรรมชาติเหลว	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากสัดส่วนต้นทุนต่อรายได้รวม ของ GLNGT ซึ่งสะท้อนอัตรากำไรที่
-------------------------------	---

	คาดหวังของจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลวในภูมิภาคเอเชีย-แปซิฟิก
2) ต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ	ต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ คือ ต้นทุน และค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการดำเนินการอื่นที่เกี่ยวข้องกับการซื้อและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติเหลว ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเบื้องต้น (Pre-operating Cost) สำหรับปี 2567 – 2568 และประมาณการค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเต็มรูปแบบในปี 2569 อ้างอิงจากประมาณการภายในของ GLNGT และในปี 2570 – 2577 ประมาณการให้เติบโตด้วยอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่ร้อยละ 2.00 ซึ่งอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่อยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ 1.00 - 3.00 ตามเป้าหมายนโยบายการเงินสำหรับระยะปานกลาง ณ ปี 2567 จากธนาคารแห่งประเทศไทยจากปี 2568

3 สมมติฐานค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการภาษีเงินได้นิติบุคคลของ GLNGT โดยอ้างอิงอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลร้อยละ 17.00 เนื่องจาก GLNGT เป็นบริษัทที่จดทะเบียนในประเทศสิงคโปร์ ในขณะที่ภาษีเงินได้นิติบุคคลของบริษัทอื่นในกลุ่ม Gas ซึ่งจดทะเบียนในประเทศไทย อ้างอิงอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลร้อยละ 20.00 เนื่องจากเป็นการสะท้อนอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลที่ประกาศใช้โดยกรมสรรพากร

4 สมมติฐานเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินทุนหมุนเวียนของ PTTNGD โดยอ้างอิงจากระยะเวลาการเก็บหนี้ ระยะเวลาการเก็บสินค้า ระยะเวลาการชำระหนี้เฉลี่ย 3 ปีย้อนหลัง ตั้งแต่ปี 2564 – 2566 โดยระยะเวลาการเก็บหนี้ เท่ากับ 31 วัน ระยะเวลาการเก็บสินค้าเท่ากับ 1 วัน และระยะเวลาการชำระหนี้ เท่ากับ 29 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ในขณะที่สมมติฐานเกี่ยวกับเงินทุนหมุนเวียนของบริษัทอื่นในกลุ่ม Gas อ้างอิงระยะเวลาการเก็บหนี้ ระยะเวลาการเก็บสินค้า ระยะเวลาการชำระหนี้เฉลี่ย ตามนโยบายของแต่ละบริษัท ซึ่งอยู่ในช่วง 7 – 45 วัน 1 – 20 วัน และ 7 – 12 วัน ตลอดช่วงประมาณการ ตามลำดับ

5 สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Capital Expenditure: “CAPEX”)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินลงทุน โดยอ้างอิงจากแผนการลงทุนของแต่ละบริษัทในกลุ่ม Gas ซึ่งครอบคลุมค่าใช้จ่ายในการลงทุน และซ่อมบำรุงระบบท่อส่งก๊าซ รวมถึงสินทรัพย์ที่ใช้ในการดำเนินกิจการจัดหา และคำสั่งก๊าซธรรมชาติให้อยู่ในสภาพใช้งานได้ โดยมีรายละเอียดดังนี้

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	-	-	125.77	293.30	339.34	1,416.42	99.43

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	93.80	111.60	91.36	92.81	94.29	95.79	97.31

ที่มา: ข้อมูลในอดีตของ PTT NGD และ HKH และประมาณการโดยบริษัทในกลุ่ม Gas และที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

6 สมมติฐานค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้การคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ และค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ของแต่ละบริษัท เป็นอัตราคงที่ตามวิธีเส้นตรง (Straight-Line) โดยกำหนดอายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

ตารางสมมติฐานการคิดค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

สินทรัพย์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	อายุการใช้งาน (ปี) ^{1/}
สินทรัพย์มีตัวตน (อาคาร ระบบท่อ)	5 - 25
สินทรัพย์สิทธิการใช้	1 - 30
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน (โปรแกรมคอมพิวเตอร์)	3 - 10

หมายเหตุ: 1/ อายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชี อ้างอิงจากหมายเหตุประกอบงบการเงินของบริษัทในกลุ่ม Gas ณ ปี 2566

7 อัตราคิดลด (Discount Rate)

ในการกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้อัตราต้นทุนถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุนของแต่ละบริษัท (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity: “Ke”) กับอัตราดอกเบี้ยจากการกู้ยืม (Cost of Debt: “Kd”) ปรับด้วยผลประโยชน์ทางภาษีจากการจ่ายดอกเบี้ย ถ่วงน้ำหนักด้วยสัดส่วนของส่วนผู้ถือหุ้น (“We”) และหนี้ (“Wd”) โดยมีสูตรการคำนวณดังต่อไปนี้

การคำนวณหา WACC

WACC	=	$K_e \times W_e + K_d \times (1 - T) \times W_d$	= ร้อยละ 7.03 – 8.74
โดยที่			
K_e	=		ร้อยละ 14.47 – 16.49
K_d	=		ร้อยละ 3.14 – 6.31
Tax Rate (T)	=		ร้อยละ 17.00 – 20.00
W_e	=		ร้อยละ 33.20 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท
W_d	=		ร้อยละ 67.70 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท

การคำนวณหา (Ke)

K_e	=	$R_f + \beta \times (R_m - R_f)$	= ร้อยละ 14.47 – 16.49
โดยที่			

Risk Free Rate (R_f)	=	ร้อยละ 2.90 อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาว อายุ 15 ปี ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 เนื่องจากสะท้อนถึงวงจรธุรกิจ (Business Cycle)
Market Return (R_m)	=	ร้อยละ 9.23 อ้างอิงข้อมูลจากผลตอบแทนการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ (SET Total Return Index: SET TRI Index) ย้อนหลัง 15 ปี (ตั้งแต่ 16 กรกฎาคม 2552 – 16 กรกฎาคม 2567)
Levered Beta (β)	=	Levered Beta ของบริษัทที่ประกอบธุรกิจประเภทเดียวกัน หรือใกล้เคียงกับธุรกิจก๊าซธรรมชาติ หรือมีรายได้จากการประกอบธุรกิจขนส่ง จัดหา และค้าส่งก๊าซธรรมชาติ และเป็นบริษัทที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ของประเทศไทยนั้น ๆ เฉลี่ยย้อนหลัง 15 ปี (ข้อมูลจาก Bloomberg Terminal) เพื่อใช้ในการคำนวณอัตราผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น (K_e) มีค่าอยู่ในช่วง 2.15 – 2.20 โดยอ้างอิงจาก PTT, GAS, PLNG และ CG โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเลือกใช้บริษัทที่ประกอบธุรกิจประเภทเดียวกัน เนื่องจากต้องการลดผลกระทบจากโครงสร้างทางการเงินที่แตกต่างกัน ซึ่งมีการพิจารณา Levered Beta และโครงสร้างทางการเงินของแต่ละบริษัท โดยปรับปรุงให้เป็น Unlevered Beta ซึ่งมีสูตรคำนวณดังนี้ $Unlevered\ Beta = Bl / (1+(1-t)(D/E))$ จากนั้นจึงได้ปรับปรุง Unlevered Beta เป็น Levered Beta โดยอ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท ซึ่งมีสูตรคำนวณดังนี้ $Levered\ Beta = Unlevered\ Beta \times (1+(1-t)(D/E))$
Country Risk Premium (CRP)	=	อ้างอิงจากผลตอบแทนเพิ่มเติมที่ผู้ลงทุนคาดหวังเพื่อรับความเสี่ยงจากการลงทุนในตลาดต่างประเทศเมื่อเทียบกับในประเทศไทย โดยมีค่าเท่ากับร้อยละ (2.34) – 0.00

ตารางข้อมูลบริษัทที่ประกอบธุรกิจที่ใกล้เคียงกัน

บริษัท	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศ	รายได้ย้อนหลัง 12 เดือน (หน่วย: ล้านบาท)	มูลค่าหลักทรัพย์ (หน่วย: ล้านบาท)
บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (PTT)	ประกอบธุรกิจก๊าซธรรมชาติ ธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ธุรกิจการค้าระหว่างประเทศธุรกิจใหม่ และโครงสร้างพื้นฐาน รวมถึงธุรกิจสำรวจ และผลิตปิโตรเลียม ธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว ธุรกิจปิโตรเคมี และการกลั่น ธุรกิจน้ำมัน และค้าปลีก ธุรกิจไฟฟ้า และสาธารณูปการ และธุรกิจให้บริการ	ไทย	3,170,117.03	914,015.91

บริษัท	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศ	รายได้ย้อนหลัง 12 เดือน (หน่วย: ล้านบาท)	มูลค่า หลักทรัพย์ (หน่วย: ล้านบาท)
Petrovietnam GAS JSC (GAS)	ประกอบธุรกิจหลักด้านการรวบรวม การขนส่ง การประมวลผล การจัดเก็บ การจัดจำหน่าย และการค้าก๊าซ และผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับก๊าซในเวียดนาม และต่างประเทศ	เวียดนาม	134,681.34	255,474.43
Petronet LNG Limited (PLNG)	ประกอบธุรกิจนำเข้า การจัดเก็บ การแปลงสภาพเป็นก๊าซ และการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในอินเดีย	อินเดีย	224,425.07	227,599.89
China Gas Holding Limited (CG)	ประกอบธุรกิจผู้ให้บริการพลังงานครบวงจรข้ามภูมิภาค โดยดำเนินธุรกิจหลักในการลงทุน การก่อสร้าง และการดำเนินงานท่อส่งก๊าซในเมือง และในเมือง คลังน้ำมัน สิ่งอำนวยความสะดวกการจัดเก็บ และขนส่ง และระบบขนส่งก๊าซเพื่อส่งมอบผู้ใช้ที่อยู่อาศัย อุตสาหกรรม และพาณิชย์กรรม	จีน	367,105.71	183,226.53

ที่มา: Bloomberg Terminal ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

ตารางข้อมูลบริษัทที่ประกอบธุรกิจที่ใกล้เคียงกัน

บริษัท	15Y Beta (เท่า)	D/E (ร้อยละ)	Tax (ร้อยละ)	Unlevered Beta ^{1/} (เท่า)
PTT	1.16	0.70	33.09	0.79
GAS	1.12	0.08	19.37	1.04
PLNG	0.82	-	25.71	0.82
CG	0.89	0.98	16.47	0.49
ค่ามัธยฐาน				0.80

หมายเหตุ: 1/ Unlevered Beta เป็นการคำนวณเพื่อลดผลกระทบจากโครงสร้างทางการเงินที่แตกต่างกันของแต่ละบริษัท

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณ WACC ของบริษัทในกลุ่ม Gas ที่ดำเนินการทั้งใน และต่างประเทศ ตามโครงสร้างเงินทุนของ GULF ซึ่งมีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 7.03 – 8.74

8 มูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายของกลุ่ม Gas ตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการทางการเงินของกลุ่ม Gas โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของของ GULF

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F ^{1/}	2568F	2569F	2570F
รายได้รวม	4,905.98	6,989.45	6,185.32	40,263.23	81,654.40	113,416.03	116,175.39
ต้นทุนซื้อก๊าซธรรมชาติเหลว	3,651.62	6,699.37	5,218.78	38,614.90	79,051.27	109,579.13	112,014.23
ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับผู้บริหารและพนักงาน	91.56	90.63	98.06	100.19	107.45	115.24	123.59
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ	63.65	117.09	95.79	285.52	363.22	393.58	401.45
ค่าใช้จ่ายรวม	3,806.82	6,907.09	5,412.63	39,000.60	79,521.94	110,087.95	112,539.28
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	1,099.16	82.35	772.69	1,262.63	2,132.46	3,328.08	3,636.11

ที่มา: งบการเงินปี 2564 – 2566 ของบริษัทในกลุ่ม Gas ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: 1/ โครงการเริ่มต้นดำเนินการเชิงพาณิชย์

หน่วย: ล้านบาท	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
รายได้รวม	116,092.85	116,925.76	118,709.96	118,919.71	119,135.40	119,357.19	119,585.26
ต้นทุนซื้อก๊าซธรรมชาติเหลว	111,528.63	112,262.14	113,974.33	114,130.45	114,290.99	114,456.08	114,625.84
ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับผู้บริหารและพนักงาน	132.56	142.17	152.47	163.53	175.38	188.10	201.73
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ	409.48	417.67	426.03	434.55	443.24	452.10	461.15
ค่าใช้จ่ายรวม	112,070.67	112,821.98	114,552.83	114,728.53	114,909.61	115,096.28	115,288.72
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	4,022.17	4,103.78	4,157.13	4,191.18	4,225.78	4,260.91	4,296.55

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการกระแสเงินสดอิสระของบริษัทภายใต้กลุ่ม Gas โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางสรุปการประมาณการทางการเงินของกลุ่ม Gas

หน่วย: ล้านบาท	2567F ^{1/}	2568F	2569F	2570F	2571F
EBIT x (1 – Tax Rate)	913.77	1,605.81	2,570.96	2,819.22	3,142.15
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(4,378.41)	(5,249.23)	(89.69)	64.42	62.95
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	118.24	124.23	148.02	150.79	141.42
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	(3,346.41)	(3,519.19)	2,629.30	3,034.43	3,346.51
เงินลงทุน	(126.84)	(142.52)	(594.93)	(42.05)	(39.51)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(126.84)	(142.52)	(594.93)	(42.05)	(39.51)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	(3,473.25)	(3,661.71)	2,034.37	2,992.38	3,307.00
หัก: ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมใน Amata NGD	(61.05)	(81.60)	(96.72)	(100.53)	(107.20)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิหลังปรับปรุง	(3,534.29)	(3,743.31)	1,937.64	2,891.85	3,199.80

ที่มา : การประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: 1/ จำนวนกระแสเงินสดนับจาก 1 กรกฎาคม 2567 เป็นต้นไป

หน่วย: ล้านบาท	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
EBIT x (1- Tax Rate)	3,204.92	3,257.12	3,282.27	3,377.44	3,403.39	3,429.71
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(84.16)	(18.13)	(5.72)	(5.89)	(6.05)	(6.22)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	144.48	133.23	135.81	51.44	54.11	56.82
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	3,265.24	3,372.22	3,412.36	3,422.99	3,451.44	3,480.30
เงินลงทุน	(47.88)	(38.66)	(39.27)	(39.89)	(40.52)	(41.16)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(47.88)	(38.66)	(39.27)	(39.89)	(40.52)	(41.16)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	3,217.36	3,333.56	3,373.09	3,383.10	3,410.92	3,439.14
หัก: ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมใน Amata NGD	(115.86)	(119.40)	(121.93)	(130.97)	(133.54)	(136.15)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิหลังปรับปรุง	3,101.50	3,214.16	3,251.17	3,252.13	3,277.38	3,302.99

ที่มา : การประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เนื่องจากมีความเชื่อว่าธุรกิจจะดำเนินงานอย่างต่อเนื่องภายหลังระยะเวลาการประมาณการ ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงได้นำมูลค่าสุดท้ายมาใช้ประกอบการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดแต่ละปี เพื่อสะท้อนมูลค่าธุรกิจที่มีการดำเนินกิจการต่อไปอย่างต่อเนื่องหลังจากระยะเวลาการประมาณการ โดยมูลค่าสุดท้าย คือ มูลค่ากระแสเงินสดภายหลังจากระยะเวลาประมาณการ โดยมีสูตรคำนวณ ดังต่อไปนี้

ตารางการคำนวณมูลค่าสุดท้าย

มูลค่าสุดท้าย (Terminal Value)	=	$FCFF \times (1 + G) / (WACC - G)$
FCFF _n	=	มูลค่ากระแสเงินสดใน ปี 2577
G – อัตราการเติบโตระยะยาว (Terminal Growth Rate)	=	อัตราการเพิ่มขึ้นของกระแสเงินสดต่อปี อย่างต่อเนื่องไปตลอด (Going Concern Basis) กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2.00 ^{1/} ต่อปี โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไป
WACC	=	ร้อยละ 7.03 – 8.74

หมายเหตุ : 1/ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระพิจารณาว่าการใช้อัตราเงินเฟ้อเป็นอัตราการเติบโตระยะยาว (Terminal Growth Rate) มีความสมเหตุสมผล เนื่องจากสะท้อนถึงค่าใช้จ่าย และรายได้ของประชากรของคนในประเทศนั้น ๆ ซึ่งสะท้อนถึงแนวโน้มการเติบโตของธุรกิจกลุ่ม Gas ในระยะยาว

ตารางการคำนวณมูลค่าของกลุ่ม Gas

หน่วย: ล้านบาท	วันที่ 30 มิถุนายน 2567
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่ม Gas ตั้งแต่ไตรมาส 3 ปี 2567 – 2577 ^{1/}	11,339.31
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่ม Gas ณ ปีสุดท้าย	23,558.94
มูลค่ากิจการของกลุ่ม Gas (Enterprise Value)	34,898.25
บวก: เงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสด ^{2/}	1,358.58
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย ^{3/}	(1,071.56)
หัก: ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	(122.80)
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (Equity Value)	35,062.46

หมายเหตุ : 1/ คิดบนกระแสด้านลบจาก 1 กรกฎาคม 2567 เป็นต้นไป

2/ เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จากงบการเงินไตรมาสที่ 2 ปี 2567

3/ ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย จากงบการเงินไตรมาสที่ 2 ปี 2567

มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Gas ที่คำนวณโดยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Approach) ในกรณีฐานเท่ากับ 35,062.46 ล้านบาท

9 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Gas

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้จัดทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ของอัตราคิดลด (Discount Rate) โดยเพิ่มขึ้น และลดลงร้อยละ 3.00 โดยช่วงเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น และลดลงร้อยละ 3.00 เพียงพอในการครอบคลุมความอ่อนไหวในปัจจุบันที่สำคัญของสมมติฐานที่ปรึกษาทางการเงินอิสระในขณะที่ทำการประเมิน เช่น การเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ย อัตราเงินเฟ้อ เศรษฐกิจประเทศไทย และปัจจัยอื่น ๆ ซึ่งช่วงเปลี่ยนแปลงดังกล่าวเป็นช่วงความอ่อนไหวที่มีความเป็นไปได้ อันสามารถสรุปสมมติฐานได้ดังต่อไปนี้

ตารางสมมติฐานการวิเคราะห์ความอ่อนไหว

ปัจจัยที่เปลี่ยนแปลง	ช่วงเปลี่ยนแปลง
WACC	+/- 3.00% (WACC เท่ากับ 6.82% – 9.01%)

จากสมมติฐานการวิเคราะห์ความอ่อนไหวดังกล่าว จะได้ผลสรุปการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Gas โดยสรุปดังนี้

ตารางผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น

ปัจจัยที่เปลี่ยนแปลง	WACC				
	-3.00%	-1.50%	กรณีฐาน	+1.50%	+3.00%
หน่วย: ล้านบาท	36,854.55	35,940.15	35,062.46	34,219.34	33,408.81

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

จากตารางข้างต้นจะเห็นว่าเมื่อทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธี DCF ของกลุ่ม Gas มีค่าอยู่ในช่วง 33,408.81 – 36,854.55 ล้านบาท

6.3.1.2 วิธีมูลค่าตามบัญชี

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระพิจารณาใช้วิธีการประเมินมูลค่ายุติธรรมด้วยวิธีมูลค่าตามบัญชี สำหรับบริษัทร่วม หรือเงินลงทุนที่ GULF ถือในสัดส่วนต่ำกว่าร้อยละ 40.00 และมูลค่าจากเงินลงทุนไม่ได้ส่งผลกระทบต่อมูลค่ายุติธรรมรวมของ GULF โดยวิธีมูลค่าตามบัญชี (Book Value Approach) เป็นการประเมินมูลค่ายุติธรรมของส่วนของผู้ถือหุ้นตามบัญชีของกิจการ ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2567 ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ใช้มูลค่าตามบัญชีเพื่อประเมิน GWHAMT เนื่องจาก GULF มีสัดส่วนมูลค่าเงินลงทุนเพียงร้อยละ 35.00 และคาดว่ามูลค่าของ GWHAMT ไม่ได้ส่งผลอย่างมีนัยสำคัญต่อกลุ่ม Gas โดยสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

ตารางมูลค่าตามบัญชีบริษัทในกลุ่ม Gas

(หน่วย: ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชี
บริษัท กัลฟ์ ดับบลิวเอชเอ เอ็มที จำกัด (GWHAMT)	159.60

จากการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ GWHAMT ด้วยวิธีมูลค่าตามบัญชีจะเท่ากับ 159.60 ล้านบาท

6.3.1.3 วิธีผลรวมส่วนของกิจการ (Sum of the Parts: SOTP) ของกลุ่ม Gas

ในการประเมินมูลค่ายุติธรรมส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Gas ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณการกระแสเงินสดอิสระสุทธิที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินงานของกิจการ (Free Cash Flow to Firm: FCFE) ด้วยวิธี SOTP ซึ่งเป็นการรวมมูลค่ายุติธรรมส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Gas ด้วยวิธี DCF และวิธี Book Value Approach ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธี SOTP ของกลุ่ม Gas

หน่วย: ล้านบาท	ขอบล่าง	ขอบบน
รวมมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Gas	33,568.41	37,014.15

มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Gas ที่คำนวณโดยวิธี SOTP มีค่าอยู่ในช่วง 33,568.41 – 37,014.15 ล้านบาท

6.3.2 กลุ่มธุรกิจโครงสร้างพื้นฐาน และสาธารณูปโภคของ GULF (“กลุ่ม Infrastructure”)

กลุ่มธุรกิจโครงสร้างพื้นฐาน และสาธารณูปโภคของ GULF มุ่งเน้นโครงการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน และสาธารณูปโภคขนาดใหญ่ที่เป็นรากฐานในการพัฒนาประเทศไทยในมิติต่าง ๆ ตามนโยบายของรัฐบาล ไม่ว่าจะเป็นด้านคุณภาพชีวิตของประชาชน การเชื่อมต่อการเดินทาง และด้านเศรษฐกิจทั้งใน และต่างประเทศ ซึ่งรัฐบาลได้สนับสนุนให้มีโครงการร่วมลงทุนระหว่างรัฐ และเอกชน เพื่อช่วยลดภาระด้านงบประมาณของรัฐ ลดการก่อหนี้สาธารณะ ทำให้รัฐสามารถบริหารจัดการงบประมาณ เพื่อนำไปใช้ในโครงการอื่น ๆ ได้ และเป็นการนำจุดแข็งของภาคเอกชนมาใช้ในการบริหารจัดการโครงการให้มีประสิทธิภาพ สำหรับโครงการโครงสร้างพื้นฐาน และสาธารณูปโภคที่บริษัทในกลุ่มของ GULF ได้แก่

1) โครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3 (ช่วงที่ 1)

GULF ได้ลงทุนโครงการผ่านบริษัท กัลฟ์ เอ็มทีพี แอลเอ็นจี เทอร์มินอล จำกัด (“GMTP”) ซึ่งเป็นผู้พัฒนา และดำเนินการโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3 (ช่วงที่ 1) ตั้งอยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง ภายใต้สัญญาร่วมทุนระหว่างภาครัฐ และเอกชนกับการนิคมอุตสาหกรรม (“กนอ.”) ซึ่งมีระยะเวลา 35 ปี โดยแบ่งงานออกเป็น 2 ส่วนคือ (1) งานออกแบบ และก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐาน (Infrastructure) คือ งานขุดลอก และถมทะเลในพื้นที่ประมาณ 1,000 ไร่ และ (2) งานออกแบบก่อสร้าง และประกอบกิจการท่าเทียบเรือก๊าซ และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (Superstructure) บนพื้นที่ถมทะเลประมาณ 200 ไร่ เพื่อรองรับปริมาณการขนถ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวไม่ต่ำกว่า 5 ล้านตันต่อปี (สำหรับท่าเรือก๊าซส่วนแรก) และส่วนขยายไปจนถึง 10.8 ล้านตันต่อปี

2) โครงการบริหารจัดการท่าเทียบเรือสาธารณะ เพื่อขนถ่ายสินค้าเหลว

GULF ได้ลงทุนในโครงการผ่านบริษัท ไทยแทงค์ เทอร์มินัล จำกัด (“TTT”) ซึ่งเป็นผู้ให้บริการท่าเทียบเรือสาธารณะในการขนถ่าย และจัดเก็บสินค้าเหลวในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง ภายใต้สัญญาร่วมทุนระหว่างภาครัฐ และเอกชนกับ กนอ. ซึ่งมีระยะเวลาดำเนินโครงการ 30 ปี โดยปัจจุบัน TTT มีท่าเทียบเรือ 4 ท่า ซึ่งสามารถรองรับเรือขนถ่ายได้จำนวน 1,000 ลำต่อปี และมีถังเก็บสินค้าเหลวที่มีปริมาณความจุรวม 723,800 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งเป็นท่าเทียบเรือสาธารณะ เพื่อขนถ่ายสินค้าเหลวที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย

3) โครงการพัฒนาท่าเรือแหลมฉบัง ระยะที่ 3 ในส่วนของท่าเทียบเรือ F

GULF ได้ลงทุนในโครงการผ่านบริษัท จีพีซี อินเตอร์เนชั่นแนล เทอร์มินอล จำกัด (“GPC”) ซึ่งเป็นผู้ดำเนินโครงการพัฒนาท่าเทียบเรือแหลมฉบัง ระยะที่ 3 ในส่วนของท่าเทียบเรือ F ภายใต้สัญญาร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชนกับการท่าเรือแห่งประเทศไทย (“กทท.”) ซึ่งมีระยะเวลาของโครงการ 35 ปี (นับจากวันที่เริ่มต้นนับระยะเวลาโครงการที่ระบุในหนังสือแจ้งให้เริ่มงาน) ทั้งนี้ กทท. จะเป็นผู้ดำเนินการถมทะเลในขณะ GPC จะเป็นผู้ออกแบบ ก่อสร้าง ดำเนินงาน และบำรุงรักษาท่าเทียบเรือ F เพื่อรองรับการขนถ่ายตู้สินค้าด้วยระบบการจัดการตู้สินค้าแบบอัตโนมัติ ซึ่งมีความสามารถในการรองรับการขนถ่ายตู้สินค้าได้ไม่ต่ำกว่า 4,000,000 TEU (Twenty Foot Equivalent Unit) ต่อปี

4) โครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองสายบางปะอิน-นครราชสีมา (M6) และสายบางใหญ่-กาญจนบุรี (M81) ในส่วนของการดำเนินงาน และบำรุงรักษา

GULF ได้ลงทุนในโครงการทางหลวงพิเศษทั้ง 2 เส้นทางผ่านบริษัท บีจีเอสอาร์ 6 จำกัด (“BGSR6”) และบริษัท บีจีเอสอาร์ 81 จำกัด (“BGSR81”) (หรือรวมเรียก “BGSR”) ซึ่งเป็นผู้ดำเนินโครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 6 สายบางปะอิน – นครราชสีมา (M6) ระยะทาง 196 กิโลเมตร และโครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 81 สายบางใหญ่ – กาญจนบุรี (M81) ระยะทาง 96 กิโลเมตร ภายใต้สัญญาร่วมลงทุนระหว่างรัฐและเอกชนกับกรมทางหลวง โดยแบ่งงานออกเป็น 2 ส่วน คือ (1) งานออกแบบ และก่อสร้างงานระบบ และองค์ประกอบอื่นที่เกี่ยวข้อง และ (2) การดำเนินงาน และบำรุงรักษาของระบบจัดเก็บค่าธรรมเนียมผ่านทาง ระบบจัดการจราจร ระบบอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง และโครงสร้างพื้นฐานทั้งที่สร้างโดยกรมทางหลวง และ BGSR โดยสัญญาจ้างสำหรับส่วนของการดำเนินงานและบำรุงรักษามีระยะเวลา 30 ปี

5) โครงการระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้าและระบบผลิตน้ำเย็นแบบรวมศูนย์

GULF ได้ลงทุนในบริษัท แบนค็อก สมาร์ท เอ็นเนอร์จี จำกัด (“BSE”) ซึ่งดำเนินโครงการระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโครงการ One Bangkok ผ่านบริษัท แบนค็อก สมาร์ท เพาเวอร์ จำกัด (“BSP”) โดยการรับซื้อไฟฟ้าแรงสูง 115/69 กิโลโวลต์จากการไฟฟ้านครหลวง (“กฟน.”) และแปลงกำลังไฟให้เป็น 11.0 กิโลโวลต์สำหรับโครงการระบบผลิตน้ำเย็นแบบรวมศูนย์ (District Cooling System) และ 24.0 กิโลโวลต์สำหรับลูกค้าในโครงการ One Bangkok ผ่านสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) ที่ตั้งอยู่ในอาคารสาธารณูปโภคส่วนกลาง (Central Utility Plant) เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้กับอาคารต่าง ๆ ภายในโครงการ โดย BSP มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งประมาณ 240 เมกะวัตต์ ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (Utility Development Agreement)

นอกจากนี้ BSE ได้ลงทุนในโครงการระบบผลิตน้ำเย็นแบบรวมศูนย์ (District Cooling System) ให้กับโครงการ One Bangkok ผ่านบริษัท แบนค็อก สมาร์ท ดีซีเอส จำกัด (“BSD”) เพื่อให้บริการเกี่ยวกับระบบทำความเย็นและกระจายไอเย็น และติดตั้งระบบผลิตน้ำเย็นแบบรวมศูนย์ โดย BSD รับซื้อไฟฟ้าจาก BSP และรับซื้อน้ำที่ผ่านการบำบัดจากอาคารสาธารณูปโภคส่วนกลาง ร่วมกับการรับซื้อน้ำประปาจากการประปานครหลวง เพื่อใช้ในระบบหล่อเย็นของการผลิตน้ำเย็นของโครงการ One Bangkok ก่อนจะจำหน่ายน้ำเย็นให้อาคารต่าง ๆ ในโครงการผ่านระบบท่อส่งจ่ายน้ำเย็น และมีแนวท่อ เพื่อรับน้ำที่ผ่านการแลกเปลี่ยนความพลังงานร้อนแล้วกลับมายังอาคารสาธารณูปโภคส่วนกลาง เพื่อเข้ากระบวนการผลิตน้ำเย็นต่อไป โดย BSD มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งประมาณ 38,000 ตันความเย็น และมีสัญญาซื้อขายน้ำแบบรวมศูนย์ระยะยาว (Utility Development Agreement)

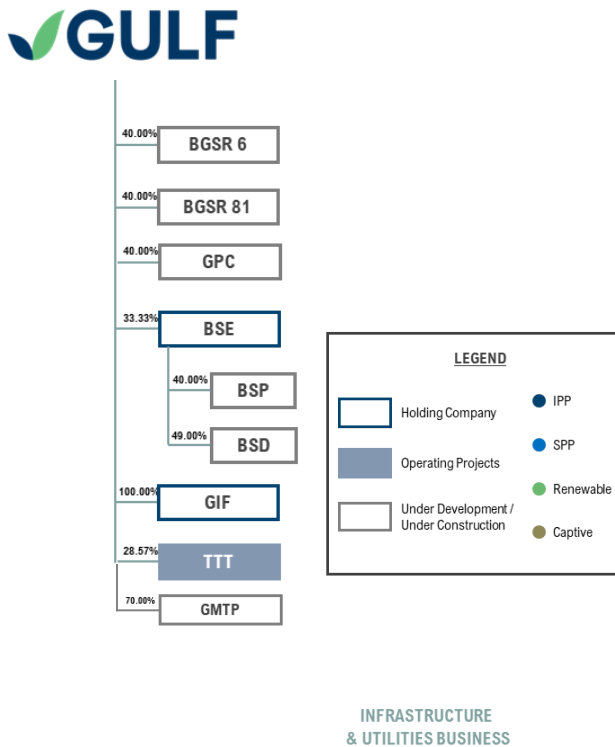
ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประเมินมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นกลุ่ม Infrastructure ด้วยวิธี SOTP ซึ่งรวมมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของแต่ละบริษัทด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Approach) ยกเว้น BSE ที่ซึ่งเป็นบริษัทร่วมที่ GULF ถือหุ้นร้อยละ 33.33 และบริษัท กอล์ฟ อินฟราสตรัคเจอร์ จำกัด (“GIF”) ที่ซึ่งเป็นบริษัทย่อยร้อยละ 100.00 ของ GULF แต่ยังไม่มีการประกอบธุรกิจ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะประมาณการโดยใช้วิธีมูลค่าตามบัญชี (Book Value Approach) เนื่องจากเป็นบริษัทร่วม หรือเงินลงทุนที่ GULF ถือในสัดส่วนต่ำกว่าร้อยละ 40.00 และ/ หรือมูลค่าจากเงินลงทุนไม่ได้ส่งผลกระทบต่ออย่างมีนัยสำคัญต่อมูลค่ายุติธรรมรวมของ GULF และสำหรับหน่วยธุรกิจที่ยังไม่ได้มีแผนการประกอบธุรกิจที่ชัดเจน ซึ่งสามารถสรุปรายชื่อบริษัทในธุรกิจกลุ่ม Infrastructure ตามประเภทการประเมินมูลค่าบริษัทได้ดังต่อไปนี้

ตารางรายชื่อ และสัดส่วนของการถือหุ้นของกลุ่ม Infrastructure

ลำดับ ที่	ชื่อบริษัท	ลักษณะธุรกิจหลัก	สัดส่วนการถือหุ้น ของ GULF (ร้อยละ)
วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด			
1	บริษัท กอล์ฟ เอ็มทีพี แอลเอ็นจี เทอร์มินอล จำกัด (“GMTP”)	ผู้พัฒนา และดำเนินการโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3 (ช่วงที่ 1) ตั้งอยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง ระยะเวลาก่อสร้าง: งานก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐาน 3 ปี และงานก่อสร้างโครงสร้างหน้าท่า (Superstructure) ประมาณ 2 ปี ระยะเวลาดำเนินการ: 30 ปี แต่คาดว่าจะอาจเหลือระยะเวลาดำเนินโครงการประมาณ 29 ปี	70.00
2	บริษัท ไทยแทงค์ เทอร์มินัล จำกัด (“TTT”)	ผู้ให้บริการท่าเทียบเรือสาธารณะในการขนถ่าย และจัดเก็บสินค้าเหลวในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง ระยะเวลาดำเนินการ: 30 ปี	28.57
3	บริษัท จีพีซี อินเตอร์เนชั่นแนล เทอร์มินอล จำกัด (“GPC”)	ผู้ดำเนินโครงการพัฒนาท่าเทียบเรือแหลมฉบัง ระยะที่ 3 ในส่วนของท่าเทียบเรือ F โดยจะเป็นผู้ออกแบบ ก่อสร้าง ดำเนินงาน และบำรุงรักษาท่าเทียบเรือ F เพื่อรองรับการขนถ่ายตู้สินค้าด้วยระบบการจัดการตู้สินค้าแบบอัตโนมัติ ระยะเวลาก่อสร้าง: ท่าเรือ F1 เริ่มก่อสร้างปี 2569 ระยะเวลาดำเนินการ: 30 – 33 ปี	40.00
4	บริษัท บีจีเอสอาร์ 6 จำกัด (“BGSR6”)	ผู้ดำเนินโครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 6 สายบางปะอิน – นครราชสีมา (M6) ระยะทาง 196 กิโลเมตร ระยะเวลาก่อสร้าง: เริ่มก่อสร้างปี 2566 – 2569 ระยะเวลาดำเนินการ: ระยะเวลา 30 ปี	40.00
5	บริษัท บีจีเอสอาร์ 81 จำกัด (“BGSR81”)	ผู้ดำเนินโครงการทางหลวงพิเศษระหว่างเมืองหมายเลข 81 สายบางใหญ่ – กาญจนบุรี (M81) ระยะทาง 96 กิโลเมตร ระยะเวลาก่อสร้าง: เริ่มก่อสร้างปี 2566 – 2569 ระยะเวลาดำเนินการ: ระยะเวลา 30 ปี	40.00
วิธีมูลค่าตามบัญชี			
1	บริษัท แบงค็อก สมาร์ท เอ็นเนอร์จี จำกัด (“BSE”)	ผู้ดำเนินโครงการระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้าและโครงการระบบผลิตน้ำเย็นแบบรวมศูนย์ (District Cooling System) ให้กับโครงการ One Bangkok	33.33

ลำดับ ที่	ชื่อบริษัท	ลักษณะธุรกิจหลัก	สัดส่วนการถือหุ้น ของ GULF (ร้อยละ)
2	บริษัท กอล์ฟ อินฟราสตรัคเจอร์ จำกัด ("GIF")	ยังไม่มีประกอบธุรกิจ	100.00

โครงสร้างการถือหุ้นของ GULF ในกลุ่ม Infrastructure สามารถสรุปได้ตามแผนภาพดังนี้



6.3.2.1 วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Approach)

ในการประเมินมูลค่าตามวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณการกระแสเงินสดอิสระสุทธิที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินงานของกิจการ (Free Cash Flow to Firm: FCFE) ของกลุ่ม Infrastructure โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้จัดทำการประมาณการตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2567 จนถึงปีสิ้นสุดระยะเวลาสัมปทานของแต่ละโครงการ ซึ่งคิดมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2567 จนถึงปีสิ้นสุดระยะเวลาสัมปทานของแต่ละโครงการ โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานต่าง ๆ ที่มีสาระสำคัญต่อการประเมินมูลค่า โดยอ้างอิงจากการวิเคราะห์บนเอกสารสรุปสาระสำคัญสัญญาสัมปทาน และเอกสารที่เกี่ยวข้อง ข้อมูล เอกสารหลักฐาน ข่าวสาร ต่าง ๆ ที่เปิดเผยต่อสาธารณะ และการสัมภาษณ์ผู้บริหาร ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. สมมติฐานรายได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ของกลุ่ม Infrastructure โดยกำหนดสมมติฐานตามลักษณะรายได้ของแต่ละบริษัท ซึ่งประกอบไปด้วย 1.1) รายได้ของ GMTP 1.2) รายได้ของ TTT 1.3) รายได้ของ GPC 1.4) รายได้ของ BGSR ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1.1 รายได้ของ GMTP

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ของ GMTP ได้แก่ รายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน และรายได้จากการดำเนินงานท่าเรือก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Terminal) ซึ่งมีรายละเอียดการประมาณการสรุปได้ดังนี้

<p>1) รายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน</p>	<p>รายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานเป็นรายได้ค่าก่อสร้างสำหรับงานออกแบบ และก่อสร้างส่วนของโครงสร้างพื้นฐาน (Infrastructure) ซึ่งได้แก่ งานขุดลอก และถมทะเลพื้นที่ 1,000 ไร่ แบ่งเป็นพื้นที่ถมทะเลหลังท่า เพื่อใช้งานประมาณ 550 ไร่ (เพื่อก่อสร้างท่าเรือ และพื้นที่อุตสาหกรรมด้านพลังงาน) และพื้นที่บ่อเก็บกักตะกอน ประมาณ 450 ไร่ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานโดยอ้างอิงต้นทุนค่าก่อสร้างที่เกี่ยวข้องทั้งหมดที่ได้รับจาก GMTP และให้มีส่วนต่างกำไร อ้างอิงจากข้อมูลในอดีตปี 2566 ทั้งนี้ การรับรู้รายได้ และต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานเป็นไปตามเอกสารการตีความมาตรฐานการรายงานทางการเงิน ฉบับที่ 12 เรื่อง ข้อตกลงสัมปทานบริการ อย่างไรก็ตาม แหล่งเงินทุนของการก่อสร้างงานโครงสร้างพื้นฐานมาจากเงินที่รัฐร่วมลงทุนโดย กนอ. จะชำระให้ GMTP ปีละ 1,010.00 ล้านบาท เป็นเวลา 30 ปี ตลอดอายุเวลาสัมปทาน ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจะปรับปรุงกระแสเงินสดรับจาก กนอ. กับการรับรู้รายได้ในประมาณการงบกระแสเงินสดของ GMTP ตลอดระยะเวลาโครงการ</p>
<p>2) รายได้จากการดำเนินงานท่าเรือก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Terminal)</p>	<p>ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้จากการดำเนินงานท่าเรือก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Terminal) อ้างอิงหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ได้รับใบอนุญาตเก็บรักษา และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซตามประกาศของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (“กกพ.”) ซึ่งแบ่งรายได้ออกเป็น 2 กรณี คือ</p>

■ รายได้จากค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Ld)

โดยอัตราค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่คำนวณจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ของรายได้ที่ผู้รับใบอนุญาตควรได้รับ (Allowed Revenue) ของรอบการกำกับดูแลถัดไป ทหารด้วยมูลค่าปัจจุบันสุทธิของปริมาณการจูงใช้สถานีเก็บรักษา และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ (LNG Terminal) ในรอบการกำกับดูแลถัดไป (Capacity Revenue) ทั้งนี้ อัตราค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Ld) จะมีการทบทวนตามรอบระยะเวลา 5 ปี ดังนั้นตลอดระยะเวลาการดำเนินโครงการของ GMTP มีอัตราค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Ld) เท่ากับ 17.44 – 19.71 บาทต่อ MMBTU

■ รายได้จากค่าบริการส่วนของต้นทุนแปรผัน (Commodity Charge: Lc)

โดยอัตราค่าบริการส่วนของต้นทุนแปรผันคำนวณจากค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในการให้บริการส่วนผันแปรตามปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่ผ่านสถานีเก็บรักษา และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ (LNG Terminal) เช่น ค่าไฟฟ้า และค่าไนโตรเจนค่าผลิตภัณฑ์ที่สูญเสียจากการจัดเก็บ และแปรสภาพ (Boil-off Gas) และค่าใช้จ่ายในการให้บริการที่เกิดขึ้นจริง และค่าใช้จ่ายในการให้บริการส่วนผันแปรอื่น โดยจะมีการทบทวนต้นทุนแปรผัน (Lc) เป็นรายปี

ในส่วนของการประมาณการปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวผ่าน GMTP นั้น GMTP ประมาณการว่าจะสามารถเริ่มดำเนินการทางพาณิชย์ได้ในปี 2571 โดยคาดว่าจะมีปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวนำเข้าผ่านสถานีเก็บรักษา และแปรสภาพจำนวน 2.52 – 5.00 ล้านตัน หรือคิดเป็น 128.80 – 255.50 MMBTU เพื่อรองรับความต้องการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว และเพื่อสำรองกรณีเกิดความความไม่แน่นอนจากผลผลิตจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศทั้งจากอ่าวไทยและจากประเทศเมียนมา

1.2 รายได้ของ TTT

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ของ TTT โดยแบ่งเป็นรายได้คงที่จากการเช่าพื้นที่จัดเก็บ (Fixed Fee Revenue) และรายได้แปรผันจากค่าบริการใช้ท่าเรือขนถ่ายสินค้าเหลว (Variable Fee per Throughput Revenue) ซึ่งมีรายละเอียดการประมาณการสรุปได้ดังนี้

<p>1) รายได้คงที่จากการเช่าพื้นที่จัดเก็บ (Fixed Fee Revenue)</p>	<p>รายได้คงที่จากการเช่าพื้นที่จัดเก็บเป็นรายได้ที่เก็บจากการเช่าพื้นที่จัดเก็บของเหลวที่ผู้ใช้บริการสำรองล่วงหน้า โดย TTT มีถังเก็บสินค้าเหลวที่มีปริมาณความจุรวม สรุปได้ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ปริมาณความจุในปัจจุบันเท่ากับ 723,800 ลูกบาศก์เมตร ■ ในปี 2570 มีก่อสร้างถังบรรจุสินค้าเหลวใหม่ที่สามารถรองรับปริมาณสินค้าเหลวไม่น้อยกว่า 45,000 ลูกบาศก์เมตร^{1/} ■ ในปี 2578 มีก่อสร้างถังบรรจุสินค้าเหลวใหม่ที่สามารถรองรับปริมาณสินค้าเหลวไม่น้อยกว่า 20,000 ลูกบาศก์เมตร^{1/} <p>หมายเหตุ 1/ อ้างอิงรายงานผลการคัดเลือกเอกชน และเงื่อนไขสำคัญของสัญญาร่วมลงทุนของโครงการบริหารจัดการท่าเทียบเรือสาธารณะเพื่อขนถ่ายสินค้าเหลว</p> <p>ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการปริมาณการใช้พื้นที่ถังบรรจุสินค้าเหลวโดยใช้อัตราการใช้กำลังการผลิต (Capacity Utilization Rate) เท่ากับร้อยละ 95.25 อ้างอิงจากปริมาณการใช้พื้นที่ถังบรรจุสินค้าเหลวใช้จริงตั้งแต่เริ่มต้นสัมปทานใหม่ในปี 2565</p> <p>ในส่วนอัตราค่าเช่าพื้นที่ถังบรรจุสินค้าเหลวปัจจุบัน และสำหรับการขยายถังบรรจุในปี 2570 ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการโดยใช้อัตราค่าเช่าพื้นที่ถังบรรจุสินค้าเหลวในปี 2566 และให้อัตราเติบโตเท่ากับร้อยละ 1.34 - 3.72 ในปี 2567 - 2577 อ้างอิงตามอัตราการเติบโตในอดีตของ TTT</p>
<p>2) รายได้แปรผันจากค่าบริการใช้ท่าเรือขนถ่ายสินค้าเหลว (Variable Fee per Throughput Revenue)</p>	<p>ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสินค้าเหลวผ่านท่าเท่ากับ 5.80 ล้านตันต่อปี ในปี 2567 อ้างอิงจากปริมาณในอดีตของ TTT ในปี 2570 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 0.27 ล้านตัน และในปี 2578 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 0.12 ล้านตัน ตามปริมาณถังบรรจุสินค้าเหลวที่ก่อสร้างพื้นที่เพิ่มเติม</p>

	<p>โดยให้อัตราค่าบริการเติบโตร้อยละ 2.12 จากปี 2566 อ้างอิงจากอัตราการเติบโตของค่าบริการในอดีตตามประสบการณ์ของ TTT โดยมีช่วงราคาตั้งแต่ 141.23 – 285.70 บาทต่อลูกบาศก์เมตร</p>
3) รายได้อื่น	<p>รายได้อื่น ประกอบด้วย รายได้จากเงินลงทุน รายได้ดอกเบี้ยรับ และอื่น ๆ เป็นต้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้อื่นเท่ากับร้อยละ 0.93 อ้างอิงจากสัดส่วนรายได้อื่นต่อรายได้จากการดำเนินงานหลักในอดีตย้อนหลัง 3 ปี ตามงบการเงินของ TTT</p>

1.3 รายได้ของ GPC

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ของ GPC ได้แก่ รายได้จากค่าภาระที่ได้รับจากการจัดการตู้สินค้า และรายได้อื่น ซึ่งมีรายละเอียดการประมาณการสรุปได้ดังนี้

1) รายได้จากค่าภาระที่ได้รับจากการจัดการตู้สินค้า	<p>รายได้จากค่าภาระที่ได้รับจากการจัดการตู้สินค้า เช่น รายได้ในการขนถ่ายตู้สินค้า (Stevedoring) รายได้จากการใช้ท่าของตู้สินค้า (Wharfage) รายได้จากการรับฝากสินค้า (Storage) รายได้จากการยกสินค้าขึ้นเรือ (Lift-on, Lift-off) และรายได้ตู้แช่เย็น (Reefer) เป็นต้น โดยในปี 2570 ท่าเทียบเรือ F จะถูกคาดการณ์ว่าจะสามารถรองรับตู้สินค้าได้ถึง 4,500,000 TEU ต่อปี ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการปริมาณตู้สินค้าผ่านท่าจะเติบโตเริ่มต้นจาก 307,122 TEU และเติบโตต่อเนื่องจนปริมาณตู้สินค้าเต็มความสามารถในการรองรับที่ 4,500,000 ในปี 2583 อ้างอิงจากประมาณการภายในของ GPC</p> <p>ในส่วนของค่าธรรมเนียมในการให้บริการ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าธรรมเนียมในการให้บริการโดยอ้างอิงค่าธรรมเนียมถ่วงเฉลี่ยของแต่ละบริการ อ้างอิงประมาณการของบริษัทเทียบเคียงที่ประกอบธุรกิจใกล้เคียงกันในอุตสาหกรรม และให้เติบโตด้วยอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่ร้อยละ 2.00</p>
2) รายได้อื่น	<p>รายได้อื่น ประกอบด้วย รายได้ดอกเบี้ยรับ และอื่น ๆ เป็นต้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้อื่นอ้างอิงตามประมาณการภายในของ GPC</p>

1.4 รายได้ของ BGSR

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ของ BGSR ได้แก่ รายได้ค่าก่อสร้างงานระบบ และองค์ประกอบอื่นที่เกี่ยวข้อง และรายได้ค่าตอบแทนการดำเนินงาน และบำรุงรักษาจากกรมทางหลวง เพื่อตอบแทนการปฏิบัติหน้าที่ตามสัญญา ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการรายได้ค่าก่อสร้างงานระบบ และองค์ประกอบอื่นที่เกี่ยวข้องตามประมาณการภายในของ BGSR และปรับปรุงด้วยแผนการจ่ายชำระคืนค่าก่อสร้างงานระบบ และองค์ประกอบอื่นที่เกี่ยวข้องตามสัญญาสัมปทานจากกรมทางหลวง

อีกทั้ง ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าตอบแทนการดำเนินงาน และบำรุงรักษาตามสัญญาสัมปทานของทั้ง 2 โครงการ เนื่องจากทั้ง 2 โครงการเป็นการร่วมลงทุนระหว่างรัฐ และเอกชนในรูปแบบ Gross Cost ซึ่งรัฐเป็นผู้รับความเสี่ยงด้านรายได้ และเอกชนเป็นผู้รับจ้างดำเนินงาน และบำรุงรักษา

2. สมมติฐานต้นทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

2.1 ต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ GMTP

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ GMTP โดยอ้างอิงสมมติฐานดังต่อไปนี้

1) ต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทาน	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุนค่าก่อสร้างตามสัญญาสัมปทานโดยอ้างอิงต้นทุนค่าก่อสร้างที่เกี่ยวข้องทั้งหมด เช่น ค่าออกแบบ และก่อสร้างงานถมพื้นที่ทางทะเลจำนวน 1,000 ไร่ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการที่เกี่ยวข้อง ต้นทุนดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้างของโครงสร้างพื้นฐาน ซึ่งข้อมูลต้นทุนค่าก่อสร้างได้รับจาก GMTP ตามสัญญาจ้างก่อสร้างกับผู้รับเหมาก่อสร้าง
2) ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับผู้บริหาร และพนักงาน	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับผู้บริหาร และพนักงานตามประมาณการการเปิดให้บริการในปีแรกในปี 2571 และให้เติบโตตามสัดส่วนการเติบโตของความสามารถในการรองรับ (Capacity) ตามคาดการณ์ในอนาคต นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระพิจารณาค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับผู้บริหาร และพนักงานให้เติบโตด้วยอัตราการเพิ่มขึ้นของเงินเดือน และค่าตอบแทนเท่ากับร้อยละ 5.00 อ้างอิงนโยบายการขึ้นเงินเดือนจากงบการเงิน และนโยบายของ GMTP
3) ต้นทุนค่าธรรมเนียมสินค้าผ่านท่า (Wharfage)	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุนค่าธรรมเนียมสินค้าผ่านท่าอ้างอิงอัตราค่าสินค้าผ่านท่าตามสัญญาสัมปทาน (บาทต่อตัน) และคูณกับปริมาณสินค้าผ่านท่า (ตัน) ตามประมาณการรายได้ของ GMTP

4) ค่าให้สิทธิการร่วมลงทุน	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าให้สิทธิการร่วมลงทุน อ้างอิงตามสัญญาสัมปทาน
5) ค่าเช่าพื้นที่หลังท่า	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระพื้นที่ประมาณการค่าเช่าพื้นที่หลังท่าประมาณ 200 ไร่ โดยอ้างอิงอัตราค่าเช่าตามสัญญาสัมปทาน
6) ต้นทุนในการให้บริการที่เกิดขึ้นจริง และค่าใช้จ่ายในการให้บริการ ส่วนผันแปรอื่น	ต้นทุนในการให้บริการที่เกิดขึ้นจริง และค่าใช้จ่ายในการให้บริการส่วนผันแปรอื่น เช่น ต้นทุนค่าบริหาร และค่าเสียหาย ต้นทุนค่าซ่อมแซม และบำรุงรักษาทำเทียบเรือและอาคาร ค่าประกันภัย และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ เป็นต้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากต้นทุนในการให้บริการที่เกิดขึ้นจริง และค่าใช้จ่ายในการให้บริการส่วนผันแปรอื่นตามประมาณการการเปิดให้บริการในปีแรกในปี 2571 และให้เติบโตตามสัดส่วนการเติบโตของความสามารถในการรองรับ (Capacity) ตามการคาดการณ์ในอนาคต และให้เติบโตด้วยอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่ร้อยละ 2.00 ซึ่งอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่อยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ 1.00 – 3.00 ตามเป้าหมายนโยบายการเงินสำหรับระยะปานกลาง ณ ปี 2567 จากธนาคารแห่งประเทศไทย

2.2 ต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ TTT

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ TTT โดยอ้างอิงสมมติฐานดังต่อไปนี้

1) ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานเฉลี่ยย้อนหลังปี 2566 และให้เติบโตด้วยอัตราการเพิ่มขึ้นของเงินเดือน และค่าตอบแทนเท่ากับร้อยละ 5.00 อ้างอิงนโยบายการขึ้นเงินเดือนจากงบการเงินของ TTT นอกจากนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระให้ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานเติบโตตามสัดส่วนปริมาณการใช้พื้นที่ถึงบรรจุสินค้าเหลว (Capacity) ที่ขยายเพิ่มในปี 2570 และปี 2578
2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอื่น	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอื่น เช่น ค่าซ่อมแซม และบำรุงรักษา ค่าทำความสะอาด ค่าวัสดุสิ้นเปลือง และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอื่น เป็นต้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายอื่นเฉลี่ยย้อนหลังปี 2566 และให้เติบโตด้วยอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่

	ร้อยละ 2.00 ซึ่งอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่อยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ 1.00 – 3.00 ตามเป้าหมายนโยบายการเงินสำหรับระยะปานกลาง ณ ปี 2567 จากธนาคารแห่งประเทศไทย
3) ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานเชื้อเพลิงและสาธารณูปโภค	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าใช้จ่ายด้านพลังงานเชื้อเพลิง และสาธารณูปโภคเท่ากับค่าใช้จ่ายในปี 2566 และไม่ได้ประมาณการเติบโตเนื่องจากเชื้อเพลิงเป็นสินค้าโภคภัณฑ์
4) ส่วนแบ่งรายได้จากการดำเนินโครงการ	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการส่วนแบ่งรายได้จากการดำเนินโครงการร้อยละ 5.00 ของรายได้จากการดำเนินโครงการ
5) ค่าสัมปทาน และค่าเช่าพื้นที่	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าสัมปทาน และค่าเช่าพื้นที่ที่ตัดจำหน่ายในงบกระแสเงินสดของ TTT อ้างอิงตามสัญญาสัมปทานของโครงการ

2.3 ต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ GPC

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ GPC โดยอ้างอิงสมมติฐานดังต่อไปนี้

1) ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงาน	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับพนักงานอ้างอิงตามประมาณการภายในของ GPC โดยคาดว่าจะสามารถรองรับการเติบโตเต็มกำลังได้ในปี 2570 และให้เติบโตด้วยอัตราการเพิ่มขึ้นของเงินเดือนและค่าตอบแทนเท่ากับร้อยละ 5.00 อ้างอิงจากนโยบายการขึ้นเงินเดือนจากบริษัทอื่นในกลุ่มของ GULF และอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยระหว่างการปฏิบัติการทั่วไป (General Practice)
2) ค่าเชื้อเพลิง ไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายสาธารณูปโภคภายในโครงการ	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายสาธารณูปโภคภายในโครงการต่อตู้คอนเทนเนอร์ผ่านท่า (Box) อ้างอิงตามประมาณการภายในสำหรับปีแรกที่เริ่มดำเนินการทางพาณิชย์ และไม่ได้ประมาณการเติบโตเนื่องจากเชื้อเพลิงเป็นสินค้าโภคภัณฑ์
3) ค่าซ่อมแซม และบำรุงรักษา	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุนค่าซ่อมแซม และบำรุงรักษาต่อตู้คอนเทนเนอร์ผ่านท่า (Box) และให้เติบโตด้วยอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่ร้อยละ 2.00 ซึ่ง

	อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยกรอบเป้าหมายอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่อยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ 1.00 – 3.00 ตามเป้าหมายนโยบายการเงินสำหรับระยะปานกลาง ณ ปี 2567 จากธนาคารแห่งประเทศไทย
4) ค่าใช้จ่ายในการเริ่มต้นโครงการ และค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการ	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการค่าใช้จ่ายในการเริ่มต้นโครงการ และค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการอ้างอิงตามประมาณการภายในของ GPC
5) ค่าสัมปทานจ่าย	ค่าสัมปทานจ่ายแบ่งออกเป็นค่าสัมปทานคงที่อ้างอิงตามสัญญาสัมปทานของโครงการและค่าสัมปทานผันแปรตามจำนวนตู้สินค้า (Royalty Fee per TEU) จะคิดเป็นราคาต่อ TEU โดยจะมีการลดค่าสัมปทานผันแปรตามปริมาณ TEU ที่เพิ่มขึ้น โดยใช้ราคาค่าสัมปทานผันแปรตั้งต้นอ้างอิงตามสัญญาสัมปทาน
6) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอื่น	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายอื่นเฉลี่ยต่อรายได้อ้างอิงประมาณการภายในของ GPC อย่างไรก็ตาม ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้พิจารณาบริษัทเทียบเคียงที่ดำเนินธุรกิจเดียวกันถึงสัดส่วนของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่อรายได้

2.4 ต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ BGSR

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุน และค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของ BGSR โดยอ้างอิงสมมติฐานดังต่อไปนี้

1) ต้นทุนก่อสร้าง และติดตั้งงานระบบ	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการต้นทุนค่าก่อสร้างและติดตั้งงานระบบอ้างอิงต้นทุนค่าก่อสร้างและติดตั้งงานระบบ และองค์ประกอบอื่นที่เกี่ยวข้องทั้งหมด ซึ่งข้อมูลต้นทุนค่าก่อสร้างได้รับจาก BGSR ตามกรอบวงเงินสัญญาจ้างผู้รับเหมาก่อสร้างของ BGSR
2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และบำรุงรักษา	ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการอ้างอิงจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และบำรุงรักษาตามประมาณการภายในของ BGSR

3. สมมติฐานค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการภาษีเงินได้นิติบุคคล โดยอ้างอิงอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลร้อยละ 20.00 เนื่องจากการสะท้อนอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลที่ประกาศใช้โดยกรมสรรพากร อีกทั้ง ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้คำนึงถึงสิทธิประโยชน์ภาษีที่ GMTP และ GPC ได้รับจากจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment: “BOI”) 5 ปี นับจากปีที่เริ่มดำเนินการทางพาณิชย์

4. สมมติฐานเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินทุนหมุนเวียนของ GMTP โดยอ้างอิงจากระยะเวลาการเก็บหนี้ ระยะเวลาการเก็บสินค้า ระยะเวลาการชำระหนี้เฉลี่ย 2 ปีย้อนหลัง ตั้งแต่ปี 2565 – 2566 โดยระยะเวลาการเก็บหนี้ เท่ากับ 36 วัน ระยะเวลาการเก็บสินค้า เท่ากับ 28 วัน และระยะเวลาการชำระหนี้เท่ากับ 42 วัน ตลอดช่วงประมาณการ

ในขณะที่สมมติฐานเกี่ยวกับเงินทุนหมุนเวียนของบริษัทอื่นในกลุ่ม Infrastructure อ้างอิงระยะเวลาการเก็บหนี้ ระยะเวลาการชำระหนี้เฉลี่ย ตามนโยบายของบริษัท ซึ่งอยู่ในช่วง 30 – 60 วัน และ 30 วัน ตลอดช่วงประมาณการ ตามลำดับ

5. สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Capital Expenditure: “CAPEX”)

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระประมาณการสมมติฐานเกี่ยวกับเงินลงทุน โดยอ้างอิงจากแผนการลงทุนของ GULF ซึ่งครอบคลุมค่าใช้จ่ายในการลงทุนพัฒนาโครงสร้างหน้าท่าของท่าเรือ ซึ่งรวมถึงเครื่องจักร และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับท่าเทียบเรือ ระบบจัดการตู้สินค้าแบบอัตโนมัติ (Automation) และโครงสร้างสาธารณูปโภคที่จำเป็นต่อการให้บริการผู้ใช้ท่าเรือ และค่าใช้จ่ายในการลงทุนงานระบบ และองค์ประกอบอื่นที่เกี่ยวข้องของทางหลวงพิเศษ เช่น ระบบจัดเก็บค่าธรรมเนียมผ่านทาง ระบบบริหารจัดการ และควบคุมการจราจร ซึ่งรวมไปถึงระบบด่านชั่งน้ำหนัก อาคารศูนย์ควบคุมกลาง ระบบเครือข่ายสื่อสารข้อมูล ระบบจ่ายไฟฟ้า และอาคารหน่วยกักขัง โดยมีรายละเอียดดังนี้

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	113.00	195.00	286.58	16,592.36	11,901.27	13,422.44	11,928.65	3,338.06
หน่วย: ล้านบาท	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F	2578F	2579F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	1,851.51	3,736.05	5,613.33	735.02	2,412.64	2,043.40	1,031.51	1,436.76
หน่วย: ล้านบาท	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	2585F	2586F	2587F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	771.99	1,090.46	244.60	323.07	392.51	398.48	1,143.59	283.63
หน่วย: ล้านบาท	2588F	2589F	2590F	2591F	2592F	2593F	2594F	2595F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	311.00	338.52	351.14	1,473.72	349.04	357.95	362.44	372.57
หน่วย: ล้านบาท	2596F	2597F	2598F	2599F	2600F	2601F	2602F	2603F
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	7.32	-	-	-	-	-	-	-

ที่มา: ข้อมูลในอดีตของ TTT และ GPC ประมาณการโดยบริษัทในกลุ่ม Infrastructure และที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

6. สมมติฐานค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระกำหนดให้การคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ และค่าตัดจำหน่ายของสินทรัพย์ไม่มีตัวตนของแต่ละบริษัท เป็นอัตราคงที่ตามวิธีเส้นตรง (Straight-Line) โดยกำหนดอายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท มีรายละเอียดดังนี้

ตารางสมมติฐานการคิดค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย

สินทรัพย์ และสินทรัพย์ไม่มีตัวตน	อายุการใช้งาน (ปี) ^{1/}
งานโครงสร้างพื้นฐาน และอุปกรณ์กักเก็บ	10
สินทรัพย์สิทธิการใช้	29

หมายเหตุ: 1/ อายุการใช้งานตามนโยบายทางบัญชีของแต่ละบริษัท อ้างอิงจากหมายเหตุประกอบงบการเงิน ณ ปี 2566

7. อัตราคิดลด (Discount Rate)

ในการกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระใช้อัตราต้นทุนถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุนของแต่ละบริษัท (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity: “Ke”) กับอัตราดอกเบี้ยจากการกู้ยืม (Cost of Debt: “Kd”) ปรับด้วยผลประโยชน์ทางภาษีจากการจ่ายดอกเบี้ย ถ่วงน้ำหนักด้วยสัดส่วนของส่วนผู้ถือหุ้น (“We”) และหนี้ (“Wd”) โดยมีสูตรการคำนวณดังต่อไปนี้

การคำนวณหา WACC

WACC	=	$K_e \times W_e + K_d \times (1 - T) \times W_d$ = ร้อยละ 7.14 – 7.95
โดยที่		
K_e	=	ร้อยละ 12.65 – 16.49
K_d	=	ร้อยละ 4.84 – 6.42
Tax Rate (T)	=	ร้อยละ 20.00
W_e	=	ร้อยละ 32.30 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท
W_d	=	ร้อยละ 67.70 อ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท

การคำนวณหา (Ke)

K_e	=	$R_f + \beta \times (R_m - R_f)$ = ร้อยละ 12.65 – 16.49
โดยที่		
Risk Free Rate (R_f)	=	ร้อยละ 2.90 อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 15 ปี ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567 เนื่องจากสะท้อนถึงวงจรธุรกิจ (Business Cycle)
Market Return (R_m)	=	ร้อยละ 9.23 อ้างอิงข้อมูลจากผลตอบแทนการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ฯ (SET Total Return Index: SET TRI Index) ย้อนหลัง 15 ปี (ตั้งแต่ 16 กรกฎาคม 2552 – 16 กรกฎาคม 2567)
Levered Beta (β)	=	Levered Beta ของบริษัทที่ประกอบธุรกิจประเภทเดียวกัน หรือใกล้เคียงกับธุรกิจพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน และสาธารณูปโภค หรือมีรายได้จากการประกอบธุรกิจให้บริการโครงสร้างพื้นฐาน และสาธารณูปโภค และเป็นบริษัทที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ของประเทศนั้น ๆ เฉลี่ยย้อนหลัง 15 ปี (ข้อมูลจาก Bloomberg Terminal) เพื่อใช้ในการคำนวณอัตราผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น (K_e) มีค่าเท่ากับ 1.54 – 2.15 อย่างไรก็ตาม มีการ

แยกประเภทของโครงสร้างพื้นฐาน และสาธารณูปโภค ให้สอดคล้องกับแต่ละบริษัทในกลุ่ม Infrastructure ซึ่งมีการแยกโดยอ้างอิงดังนี้ 1) ทางหลวงพิเศษ ได้แก่ BEM, DMT 2) ท่าเรือตู้สินค้า ได้แก่ NYT, B 3) คลังเก็บของเหลว ได้แก่ AEGISLOG, CHI, SND และ 4) ธุรกิจท่าเรือก๊าซธรรมชาติเหลว ได้แก่ PTT, GAS, PLNG และ CG โดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระเลือกใช้บริการที่ประกอบธุรกิจประเภทเดียวกันเนื่องจากต้องการลดผลกระทบจากโครงสร้างทางการเงินที่แตกต่าง ซึ่งมีการพิจารณา Levered Beta และโครงสร้างทางการเงินของแต่ละบริษัท โดยปรับปรุงให้เป็น Unlevered Beta ซึ่งมีสูตรคำนวณดังนี้ $Unlevered\ Beta = BL / (1 + (1 - t)(D/E))$ จากนั้นจึงได้ปรับปรุง Unlevered Beta เป็น Levered Beta โดยอ้างอิงจากโครงสร้างทางการเงินของ GULF เนื่องจากเป็นโครงสร้างทางการเงินเป้าหมายของแต่ละบริษัท ซึ่งมีสูตรคำนวณดังนี้ $levered\ Beta = Unlevered\ Beta \times (1 + (1 - t)(D/E))$

ตารางข้อมูลบริษัทที่ประกอบธุรกิจที่ใกล้เคียงกัน

บริษัท	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศ	รายได้ย้อนหลัง 12 เดือน (หน่วย: ล้านบาท)	มูลค่า หลักทรัพย์ (หน่วย: ล้านบาท)
บริษัทเทียบเคียงของ BGSR สำหรับธุรกิจสัมปทานทางหลวงพิเศษ				
บริษัท ทางด่วนและรถไฟฟ้า กรุงเทพ จำกัด (มหาชน) (BEM)	ประกอบธุรกิจก่อสร้าง และบริหารทางพิเศษ และ บริหารจัดการโครงการระบบขนส่งมวลชนด้วย รถไฟฟ้า รวมถึงธุรกิจอื่นที่เกี่ยวข้อง	ไทย	16,524.87	117,590.43
บริษัท ทางยกระดับดอนเมือง จำกัด (มหาชน) (DMT)	ประกอบธุรกิจบริหารโครงการสัมปทานทาง ยกระดับดอนเมืองช่วงดินแดงถึงอนุสรณ์สถาน แห่งชาติ โดยมีรายได้หลักจากการจัดเก็บค่าผ่าน ทางภายใต้สัญญาสัมปทานในรูปแบบ BTO	ไทย	2,366.60	13,938.55
บริษัทเทียบเคียงของ GPC สำหรับท่าเรือตู้สินค้า (Container Port)				
บริษัท นามยง เทอร์มินัล จำกัด (มหาชน) (NYT)	ประกอบธุรกิจให้บริการท่าเทียบเรือ เพื่อการส่งออก และนำเข้า โดยมีท่าเทียบเรือ และพื้นที่ให้บริการ ตั้งอยู่ในบริเวณท่าเทียบเรือ A5 ท่าเรือแหลมฉบัง โดยมีลักษณะการให้บริการแบ่งเป็น 3 ประเภท ได้แก่ 1) การให้บริการท่าเทียบเรือ 2) การให้บริการ พื้นที่ฝากเก็บสินค้า และเตรียมความพร้อมก่อน ส่งออก และ 3) การให้บริการอื่น ๆ ที่เกี่ยวเนื่องกับ ธุรกิจหลัก	ไทย	1,737.73	4,017.60
บริษัท บี จิสติกส์ จำกัด (มหาชน) (B)	ประกอบธุรกิจให้บริการโลจิสติกส์ครบวงจร รวมถึง ท่าเทียบเรือ โรงพักสินค้า การขนถ่ายสินค้า ขนส่ง ทางถนน บริการเช่ารถเครน บริการบริหารจัดการขนส่ง สินค้าระหว่างประเทศ และบริการพิธีการศุลกากร	ไทย	748.17	2,595.20
บริษัทเทียบเคียงของ TTT สำหรับธุรกิจคลังเก็บของเหลว (Liquid Tank Farm)				

บริษัท	ลักษณะการประกอบธุรกิจ	ประเทศ	รายได้ย้อนหลัง 12 เดือน (หน่วย: ล้านบาท)	มูลค่า หลักทรัพย์ (หน่วย: ล้านบาท)
Aegis Logistics Limited (AEGISLOG)	ประกอบธุรกิจจำหน่ายก๊าซปิโตรเลียมเหลว และ ให้บริการด้านโลจิสติกส์ และคลังน้ำมันในภาคส่วน น้ำมัน ก๊าซ และเคมีภัณฑ์	อินเดีย	29,976.01	12,042.45
Channel Infrastructure NZ Limited (CHI)	ประกอบธุรกิจค้ำน้ำเข้าเชื้อเพลิง เพื่อส่งต่อ ปิโตรเลียมจากโรงกลั่นไปยังคลัง	นิวซีแลนด์	2,792.11	2,430.23
Saunders International Limited (SND)	ประกอบธุรกิจออกแบบ สร้าง และบำรุงรักษาถัง เก็บของเหลวที่เป็นเหล็กสำหรับน้ำมัน และก๊าซ การ ทำเหมือง โครงสร้างพื้นฐานทางน้ำ และ อุตสาหกรรมอื่น ๆ	ออสเตรเลีย	4,907.16	136,018.00
บริษัทเทียบเคียงของ GMTP สำหรับธุรกิจท่าเรือก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Terminal)				
บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (PTT)	ประกอบธุรกิจก๊าซธรรมชาติ ธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซ ธรรมชาติ ธุรกิจการค้าระหว่างประเทศธุรกิจใหม่ และโครงสร้างพื้นฐาน รวมถึงธุรกิจสำรวจ และผลิต ปิโตรเลียม ธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว ธุรกิจปิโตรเคมี และการกลั่น ธุรกิจน้ำมัน และค้าปลีก ธุรกิจไฟฟ้า และสาธารณูปการ และธุรกิจให้บริการ	ไทย	3,170,117.03	914,015.91
Petrovietnam GAS JSC (GAS)	ประกอบธุรกิจหลักด้านการรวบรวม การขนส่ง การ ประมวลผล การจัดเก็บ การจัดจำหน่าย และการค้า ก๊าซ และผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับก๊าซในเวียดนาม และต่างประเทศ	เวียดนาม	134,681.34	255,474.43
Petronet LNG Limited (PLNG)	ประกอบธุรกิจนำเข้า การจัดเก็บ การแปลงสภาพ เป็นก๊าซ และการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในอินเดีย	อินเดีย	224,425.07	227,599.89
China Gas Holding Limited (CG)	ประกอบธุรกิจผู้ให้บริการพลังงานครบวงจรข้าม ภูมิภาค โดยดำเนินธุรกิจหลักในการลงทุน การ ก่อสร้าง และการดำเนินงานท่อส่งก๊าซในเมือง และ ในเมือง คลังน้ำมัน สิ่งอำนวยความสะดวกการ จัดเก็บ และขนส่ง และระบบขนส่งก๊าซเพื่อส่งมอบ ผู้ใช้ที่อยู่อาศัย อุตสาหกรรม และพาณิชย์กรรม	จีน	367,105.71	183,226.53

ที่มา: Bloomberg Terminal ณ วันที่ 16 กรกฎาคม 2567

ตารางข้อมูลบริษัทที่ประกอบธุรกิจที่ใกล้เคียงกัน

บริษัท	15Y Beta (เท่า)	D/E (ร้อยละ)	Tax (ร้อยละ)	Unlevered Beta ^{1/} (เท่า)
BEM	0.97	1.87	17.60	0.38
DMT	0.88	0.06	19.92	0.84
ค่ามัธยฐาน				0.61
NYT	0.73	0.76	20.67	0.46
B	0.99	0.42	4.25	0.71
ค่ามัธยฐาน				0.58
AEGISLOG	0.83	0.64	19.00	0.54
CHI	0.61	0.10	36.15	0.58
SND	0.91	0.60	21.95	0.62
ค่ามัธยฐาน				0.58
PTT	1.16	0.70	33.09	0.79
GAS	1.12	0.08	19.37	1.04
PLNG	0.82	-	25.71	0.82
CG	0.89	0.98	16.47	0.49
ค่ามัธยฐาน				0.80

หมายเหตุ: 1/ Unlevered Beta เป็นการคำนวณเพื่อลดผลกระทบจากโครงสร้างทางการเงินที่แตกต่างกันของแต่ละบริษัท

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระคำนวณ WACC ของบริษัทในกลุ่ม Infrastructure ตามโครงสร้างเงินทุนของ GULF เท่ากับร้อยละ 7.14 – 7.95

8. มูลค่าหุ้นด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายของกลุ่ม Infrastructure ตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของของ GULF โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการทางการเงินของกลุ่ม Infrastructure โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางการประมาณการรายได้ และค่าใช้จ่ายตามสัดส่วนความเป็นเจ้าของของ GULF

หน่วย: ล้านบาท	2564A	2565A ^{1/}	2566A	2567F	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F	2576F	2577F
รายได้รวม	125.39	3,698.36	5,473.05	7,170.90	6,733.46	6,707.97	7,244.13	7,267.71	6,530.89	6,855.73	7,172.15	7,438.40	7,918.88	8,208.07
ต้นทุนก่อสร้างและติดตั้งงานระบบตามสัญญาสัมปทาน	105.48	2,729.86	4,204.29	5,649.31	4,991.90	4,796.52	4,983.73	2,611.57	-	-	-	-	-	-
ต้นทุนการดำเนินโครงการ	0.30	163.98	198.61	285.12	533.47	663.34	1,043.06	2,047.70	2,892.67	3,017.43	3,123.42	3,258.82	3,543.23	3,683.35
ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับผู้บริหารและพนักงาน	-	73.91	86.18	90.49	95.02	104.82	248.61	331.61	416.89	433.45	450.75	468.83	487.73	507.48
ค่าใช้จ่ายรวม	105.78	2,967.75	4,489.08	6,024.92	5,620.39	5,564.68	6,275.40	4,990.89	3,309.56	3,450.88	3,574.18	3,727.65	4,030.95	4,190.83
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	19.61	730.61	983.97	1,145.98	1,113.07	1,143.29	968.72	2,276.82	3,221.33	3,404.85	3,597.97	3,710.75	3,887.92	4,017.24

ที่มา: งบการเงินปี 2564 – 2566 ของบริษัทในกลุ่ม Infrastructure ตามสัดส่วนการถือหุ้นของ GULF และประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: 1/ โครงการเริ่มต้นดำเนินการเชิงพาณิชย์

หน่วย: ล้านบาท	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F	2585F	2586F	2587F	2588F	2589F	2590F
รายได้รวม	8,634.87	8,983.00	9,323.26	9,608.16	10,013.72	10,255.78	10,374.32	10,483.32	10,515.30	10,616.17	10,788.33	10,950.36	11,086.06
ต้นทุนก่อสร้างและติดตั้งงานระบบตามสัญญาสัมปทาน	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ต้นทุนการดำเนินโครงการ	3,863.22	4,141.18	4,309.22	4,608.19	4,883.70	5,106.32	5,269.53	5,390.34	5,596.35	5,783.74	6,009.48	6,215.04	6,378.97
ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับผู้บริหารและพนักงาน	531.32	553.07	575.80	599.57	624.43	650.43	677.62	706.07	735.83	766.97	799.55	833.65	869.33
ค่าใช้จ่ายรวม	4,394.54	4,694.24	4,885.02	5,207.76	5,508.13	5,756.75	5,947.15	6,096.41	6,332.18	6,550.71	6,809.04	7,048.69	7,248.31
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	4,240.33	4,288.76	4,438.24	4,400.40	4,505.59	4,499.04	4,427.17	4,386.91	4,183.12	4,065.46	3,979.30	3,901.67	3,837.75

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หน่วย: ล้านบาท	2591F	2592F	2593F	2594F	2595F	2596F	2597F	2598F	2599F	2600F	2601F	2602F	2603F
รายได้รวม	11,142.73	11,251.88	11,400.02	11,539.29	11,674.98	10,202.13	10,314.36	9,962.15	9,675.38	6,270.63	6,420.95	6,576.18	5,717.42
ต้นทุนก่อสร้างและติดตั้งงานระบบตามสัญญาสัมปทาน	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ต้นทุนการดำเนินโครงการ	6,581.20	6,760.90	6,905.61	7,076.12	7,297.83	6,987.82	7,193.91	6,936.56	6,733.00	3,752.00	3,788.37	3,827.60	3,572.32
ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับผู้บริหารและพนักงาน	906.68	945.78	986.70	1,029.54	1,074.39	723.84	753.14	783.77	813.11	600.64	630.68	662.21	695.32
ค่าใช้จ่ายรวม	7,487.88	7,706.68	7,892.31	8,105.66	8,372.22	7,711.66	7,947.05	7,720.33	7,546.12	4,352.64	4,419.05	4,489.81	4,267.65
กำไรก่อนหักดอกเบี้ย และภาษี	3,654.85	3,545.21	3,507.71	3,433.63	3,302.75	2,490.47	2,367.31	2,241.83	2,129.26	1,917.99	2,001.90	2,086.37	1,449.78

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้สรุปการประมาณการกระแสเงินสดอิสระของบริษัทภายใต้กลุ่ม Infrastructure โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางสรุปการประมาณการทางการเงินของกลุ่ม Infrastructure

หน่วย: ล้านบาท	2567F ^{1/}	2568F	2569F	2570F	2571F	2572F	2573F	2574F	2575F
EBIT x (1- Tax Rate)	972.49	912.26	915.76	576.27	1,885.07	2,830.58	2,997.08	3,075.43	2,600.52
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	17.70	(121.10)	(32.49)	2.23	(266.96)	(245.10)	(33.18)	(25.88)	(14.73)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	74.11	100.66	127.24	287.81	620.65	948.23	953.73	1,059.95	1,110.65
ส่วนปรับปรุงค่าเช่าจ่ายภาครัฐตามสัญญาสัมปทาน	(49.65)	(27.16)	(27.16)	(31.50)	(35.58)	(35.58)	(35.58)	(35.58)	(40.60)
ส่วนปรับปรุงรายได้ตามมาตรฐานบัญชี TFRIC	(847.26)	(374.24)	(370.24)	326.09	323.06	450.57	456.58	463.03	469.95
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	167.39	490.42	613.11	1,160.91	2,526.25	3,948.69	4,338.62	4,536.94	4,125.79
เงินลงทุน	(10,072.65)	(7,055.23)	(7,521.57)	(6,871.59)	(1,259.12)	(718.61)	(1,471.92)	(2,180.90)	(229.05)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(10,072.65)	(7,055.23)	(7,521.57)	(6,871.59)	(1,259.12)	(718.61)	(1,471.92)	(2,180.90)	(229.05)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	(9,905.26)	(6,564.81)	(6,908.46)	(5,710.68)	1,267.13	3,230.09	2,866.69	2,356.05	3,896.74

ที่มา : การประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หมายเหตุ: 1/ จำนวนกระแสเงินสดนับจาก 1 กรกฎาคม 2567 เป็นต้นไป

หน่วย: ล้านบาท	2576F	2577F	2578F	2579F	2580F	2581F	2582F	2583F	2584F
EBIT x (1- Tax Rate)	2,723.21	2,801.96	2,980.70	3,027.19	3,128.52	3,088.23	3,171.19	3,164.51	3,113.85
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(34.00)	(14.46)	(28.25)	(12.08)	(19.60)	3.81	(12.94)	(3.26)	0.38
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	1,224.70	1,255.59	1,255.24	1,245.56	1,268.38	1,302.56	1,304.05	1,305.84	1,297.31
ส่วนปรับปรุงค่าเช่าจ่ายภาครัฐตามสัญญาสัมปทาน	(45.81)	(45.81)	(45.81)	(45.81)	(51.63)	(58.28)	(58.28)	(58.28)	(58.28)
ส่วนปรับปรุงรายได้ตามมาตรฐานบัญชี TFRIC	477.38	485.33	493.85	502.96	512.71	523.11	534.23	546.09	558.74
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	4,345.48	4,482.61	4,655.73	4,717.83	4,838.38	4,859.44	4,938.25	4,954.91	4,912.00
เงินลงทุน	(1,063.16)	(721.56)	(387.03)	(548.55)	(282.06)	(664.22)	(69.88)	(99.57)	(126.68)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(1,063.16)	(721.56)	(387.03)	(548.55)	(282.06)	(664.22)	(69.88)	(99.57)	(126.68)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	3,282.32	3,761.05	4,268.70	4,169.28	4,556.32	4,195.23	4,868.37	4,855.34	4,785.33

ที่มา : การประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หน่วย: ล้านบาท	2585F	2586F	2587F	2588F	2589F	2590F	2591F	2592F	2593F
EBIT x (1- Tax Rate)	3,083.07	2,932.74	2,850.57	2,778.47	2,711.91	2,652.18	2,497.15	2,396.12	2,346.22
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	(0.24)	20.15	7.98	48.45	(6.88)	(3.82)	14.97	3.40	(3.73)
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	1,295.52	1,296.30	1,281.36	1,285.32	1,290.89	1,301.64	1,335.44	1,352.09	1,376.96
ส่วนปรับปรุงค่าเช่าจ่ายภาครัฐตามสัญญาสัมปทาน	(65.07)	(73.55)	(73.55)	(73.55)	(73.55)	(81.53)	(92.36)	(92.36)	(92.36)
ส่วนปรับปรุงรายได้ตามมาตรฐานบัญชี TFRIC	572.23	586.60	601.91	391.31	412.77	435.40	459.27	484.46	511.02
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	4,885.51	4,762.24	4,668.27	4,430.00	4,335.13	4,303.87	4,214.48	4,143.71	4,138.11
เงินลงทุน	(128.38)	(685.60)	(81.03)	(91.25)	(101.51)	(105.80)	(897.25)	(103.38)	(106.13)
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(128.38)	(685.60)	(81.03)	(91.25)	(101.51)	(105.80)	(897.25)	(103.38)	(106.13)
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	4,757.13	4,076.64	4,587.23	4,338.74	4,233.61	4,198.07	3,317.22	4,040.33	4,031.98

ที่มา : การประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

หน่วย: ล้านบาท	2594F	2595F	2596F	2597F	2598F	2599F	2600F	2601F	2602F	2603F
EBIT x (1- Tax Rate)	2,254.41	2,074.98	1,692.76	1,594.24	1,493.85	1,403.80	1,234.78	1,301.91	1,369.48	860.20
การเปลี่ยนแปลงของเงินทุนหมุนเวียน	0.98	6.43	33.98	6.99	(1.84)	69.40	(5.11)	(5.27)	(5.13)	64.19
ค่าเสื่อมราคา และค่าตัดจำหน่าย	1,417.64	1,511.06	1,035.96	1,035.96	1,035.96	1,028.72	374.52	374.52	374.52	374.52
ส่วนปรับปรุงค่าเช่าจ่ายภาครัฐตามสัญญาสัมปทาน	(92.36)	(83.56)	22.34	22.34	22.34	22.09	-	-	-	-
ส่วนปรับปรุงรายได้ตามมาตรฐานบัญชี TFRIC	539.04	568.60	599.77	632.66	667.35	703.94	-	-	-	-
กระแสเงินสดจากการดำเนินงานสุทธิ	4,119.72	4,077.50	3,384.82	3,292.19	3,217.66	3,227.94	1,604.19	1,671.15	1,738.87	1,298.91
เงินลงทุน	(107.09)	(109.36)	(2.93)	-	-	-	-	-	-	-
กระแสเงินสดจากการลงทุนสุทธิ	(107.09)	(109.36)	(2.93)	-	-	-	-	-	-	-
กระแสเงินสดอิสระสุทธิ	4,012.63	3,968.14	3,381.89	3,292.19	3,217.66	3,227.94	1,604.19	1,671.15	1,738.87	1,298.91

ที่มา : การประมาณการของที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

เนื่องจากกลุ่ม Infrastructure ประกอบธุรกิจประเภทพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน และสาธารณูปโภค ซึ่งมีลักษณะสัญญาเป็นประเภทการร่วมทุนระหว่างภาครัฐ และภาคเอกชน โดยมีภาคเอกชนเป็นผู้ได้รับสัมปทานในการดำเนินงานที่มีระยะยาวเป็นระยะเวลาหนึ่งเท่านั้น ดังนั้น ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระจึงไม่มีการประมาณการมูลค่าสุดท้าย (Terminal Value) เนื่องจากเมื่อสัมปทานสิ้นสุดลงแล้ว ธุรกิจจะสิ้นสิทธิในการดำเนินงานดังกล่าว และต้องคืนกรรมสิทธิ์ของทรัพย์สินทุกประเภทให้ภาครัฐ

ตารางการคำนวณมูลค่าของกลุ่ม Infrastructure

หน่วย: ล้านบาท	วันที่ 30 มิถุนายน 2567
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของกลุ่ม Infrastructure ตั้งแต่ไตรมาส 3 ปี 2567 – 2603 ^{1/}	12,200.09
มูลค่ากิจการของกลุ่ม Infrastructure (Enterprise Value)	12,200.09
บวก: เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ^{2/}	2,367.24
หัก: ภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย ^{2/}	(2,670.97)
มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น (Equity Value)	11,896.35

หมายเหตุ : 1/ คิดบนกระแสเงินสดนับจาก 1 กรกฎาคม 2567 เป็นต้นไป

2/ จากงบการเงินไตรมาสที่ 2 ปี 2567

3/ จากงบการเงินไตรมาสที่ 2 ปี 2567

มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Infrastructure ที่คำนวณโดยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Approach) ในกรณีฐานเท่ากับ 11,896.35 ล้านบาท

9. การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Infrastructure

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้จัดทำการศึกษาวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ของอัตราคิดลด (Discount Rate) โดยเพิ่มขึ้น และลดลงร้อยละ 3.00 โดยช่วงเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น และลดลงร้อยละ 3.00 เพียงพอในการครอบคลุมความอ่อนไหวในปัจจุบันที่สำคัญของสมมติฐานที่ปรึกษาทางการเงินอิสระในขณะที่ทำการประเมิน เช่น การเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ย อัตราเงินเฟ้อ เศรษฐกิจประเทศไทย และปัจจัยอื่น ๆ ซึ่งช่วงเปลี่ยนแปลงดังกล่าวเป็นช่วงความอ่อนไหวที่มีความเป็นไปได้ อันสามารถสรุปสมมติฐานได้ดังต่อไปนี้

ตารางสมมติฐานการวิเคราะห์ความอ่อนไหว

ปัจจัยที่เปลี่ยนแปลง	ช่วงเปลี่ยนแปลง
WACC	+/- 3.00% (WACC เท่ากับ 6.93% – 8.19%)

จากสมมติฐานการวิเคราะห์ความอ่อนไหวดังกล่าว จะได้ผลสรุปการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Infrastructure โดยสรุปดังนี้

ตารางผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้น

ปัจจัยที่เปลี่ยนแปลง	WACC				
	-3.00%	-1.50%	กรณีฐาน	+1.50%	+3.00%
หน่วย: ล้านบาท	12,890.68	12,387.93	11,896.35	11,415.68	10,945.64

ที่มา: ประมาณการโดยที่ปรึกษาทางการเงินอิสระ

จากตารางข้างต้นจะเห็นว่าเมื่อทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธี DCF ของกลุ่ม Infrastructure มีค่าอยู่ในช่วง 10,945.64 – 12,890.68 ล้านบาท

6.3.2.2 วิธีมูลค่าตามบัญชี

ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระพิจารณาใช้วิธีการประเมินมูลค่ายุติธรรมด้วยวิธีมูลค่าตามบัญชีสำหรับบริษัทร่วมหรือเงินลงทุนที่ GULF ถือในสัดส่วนต่ำกว่าร้อยละ 40.00 และมูลค่ากิจการไม่ได้ส่งผลกระทบต่อมูลค่ายุติธรรมรวมของ GULF อีกทั้ง BSE ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการทางพาณิชย์ และ GIF ยังไม่มีแผนการประกอบธุรกิจที่แน่นอน ทั้งนี้ ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ใช้มูลค่าตามบัญชี เพื่อประเมินมูลค่ากิจการของ BSE เนื่องจาก GULF มีสัดส่วนมูลค่าเงินลงทุนเพียงร้อยละ 33.33 และคาดว่ามูลค่าของ BSE ไม่ได้ส่งผลกระทบต่อกลุ่ม Infrastructure โดยสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

ตารางมูลค่าตามบัญชีบริษัทในกลุ่ม Infrastructure

(หน่วย: ล้านบาท)	มูลค่าตามบัญชี
บริษัท แบงค็อก สมาร์ท เอ็นเนอร์จี จำกัด (“BSE”)	1.95
บริษัท กอล์ฟ อินฟราสตรัคเจอร์ จำกัด (“GIF”)	280.75

จากการประเมินมูลค่ายุติธรรมของ BSE และ GIF ด้วยวิธีมูลค่าตามบัญชีจะเท่ากับ 1.95 ล้านบาท และ 280.75 ล้านบาท ตามลำดับ

6.3.2.3 วิธีผลรวมส่วนของกิจการ (Sum of the Parts: SOTP) ของกลุ่ม Infrastructure

ในการประเมินมูลค่ายุติธรรมส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Infrastructure ที่ปรึกษาทางการเงินอิสระได้ประมาณการกระแสเงินสดอิสระสุทธิที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินงานของกิจการ (Free Cash Flow to Firm: FCFE) ด้วยวิธี SOTP ซึ่งเป็นการรวมมูลค่ายุติธรรมส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Infrastructure ด้วยวิธี DCF และวิธี Book Value Approach ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นด้วยวิธี SOTP ของกลุ่ม Infrastructure

หน่วย: ล้านบาท	ขอบล่าง	ขอบบน
รวมมูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Infrastructure	11,228.34	13,173.38

มูลค่าส่วนของผู้ถือหุ้นของกลุ่ม Infrastructure ที่คำนวณโดยวิธี SOTP มีค่าอยู่ในช่วง 11,228.34 – 13,173.38 ล้านบาท