สรุปรายงานการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน

มูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าชีวมวล 2 แห่งของ
บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด และบริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด
เลขที่ 289 และ 284 หมู่ 2 ซอยสาธารณประโยชน์ไม่มีชื่อ แยกจากถนนสายบ้านหนองติ้ว-บ้านสาวเอ้
(ทางหลวงชนบท บร. 3010, ระหว่างหลักกิโลเมตรที่ 6-7)
ตำบลหินเหล็กไฟ อำเภอคูเมือง จังหวัดบุรีรัมย์
รายงานเลขที่ 2026/423

เสนอ: บริษัทหลักทรัพย์จัดการกองทุนรวม บัวหลวง จำกัด
175 อาคารสาธรซิตี้ทาวเวอร์ ชั้น 7 ชั้น 21 และชั้น 26
ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพมหานคร 10120

American Appraisal (Thailand) Ltd.
22nd Floor, Thai CC Tower,
43 South Sathorn Road,
Yannawa, Bangkok 10120
Tel.02-6758403 Fax.02-6758427-8
Leading / Thinking / Performing

American Appraisal

ลับเฉพาะ

วันที่ 30 ตุลาคม พ.ศ. 2569

บริษัทหลักทรัพย์จัดการกองทุนรวม บัวหลวง จำกัด
175 อาคารสาธรซิตี้ทาวเวอร์ ชั้น 7 ชั้น 21 และชั้น 26
ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพมหานคร 10120

เรียน ผู้จัดการกองทุนฯ

รายงานของบริษัทฯ เลขที่ 2026/423

ตามความประสงค์ของท่าน บริษัท อเมริกัน แอ๊พเพรซัล (ประเทศไทย) จำกัด ได้ทำการสอบทานประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าชีวมวลของบริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด (“บีอีซี”) และ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด (“บีพีซี”) (เรียกรวมว่า “ทรัพย์สิน”) ของกองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาลบุรีรัมย์ (“บีอาร์อาร์จีไอเอฟ”) ตามรายงานการประเมินค่าของบริษัท อเมริกัน แอ๊พเพรซัล (ประเทศไทย) จำกัด ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567 (รายงานเลขที่ 2023/472)

ที่ตั้งของทรัพย์สินเป็นดังต่อไปนี้

ทรัพย์สินส่วนที่ 1	ทรัพย์สินของบริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด (“บีอีซี”) ตั้งอยู่ที่เลขที่ 289 หมู่ 2 ซอยสาธารณประโยชน์ไม่มีชื่อ แยกจากถนนสายบ้านหนองติ้ว-บ้านสาวเอ้ (ทางหลวงชนบท บร. 4060, ระหว่างหลักกิโลเมตรที่ 6-7) ตำบลหินเหล็กไฟ อำเภอคูเมือง จังหวัดบุรีรัมย์
ทรัพย์สินส่วนที่ 2	ทรัพย์สินของบริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด (“บีพีซี”) ตั้งอยู่ที่เลขที่ 284 หมู่ 2 ซอยสาธารณประโยชน์ไม่มีชื่อ แยกจากถนนสายบ้านหนองติ้ว-บ้านสาวเอ้ (ทางหลวงชนบท บร. 4060, ระหว่างหลักกิโลเมตรที่ 6-7) ตำบลหินเหล็กไฟ อำเภอคูเมือง จังหวัดบุรีรัมย์

โดยรายงานนี้จะใช้เพื่อวัตถุประสงค์สาธารณะทางบัญชี วันที่ทำการประเมิน คือ วันที่ 30 กันยายน พ.ศ. 2569

รายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า ภายใต้สัญญาโอนสิทธิรายได้สุทธิฯ สามารถคำนวณได้ตามสูตรดังต่อไปนี้ โดยให้คำนวณรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าเป็นรายเดือน

รายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า = รายได้ค่าซื้อขายไฟฟ้า + รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำ + รายได้อื่นที่ได้รับจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า – ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดแสดงไว้ในหัวข้อการประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยวิธีคิดจากรายได้

โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทั้ง 2 แห่ง เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ซึ่งมีปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบแต่ละแห่งไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยการนำเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ กากอ้อยมาเผาเพื่อให้เกิดความร้อน แล้วใช้ความร้อนดังกล่าวต้มน้ำในหม้อไอน้ำ เพื่อให้เกิดไอน้ำแรงดันสูงสำหรับใช้ในการหมุนกังหันไอน้ำที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งจะผลิตกระแสไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่สายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ต่อไป

โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลบีอีซี และ บีพีซีมีกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้า 9.5 เมกะวัตต์ และ 9.6 เมกะวัตต์ ตามลำดับ และมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement: PPA) กับ กฟภ. สูงสุด 8 เมกะวัตต์ โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นแบบ FiT ระยะเวลาสัญญา 20 ปี ณ วันที่ทำการประเมิน 30 กันยายน พ.ศ. 2569 สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ของโรงไฟฟ้า บีอีซี มีระยะเวลาคงเหลือ 1.86 ปี โดยสิ้นสุดวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 และของโรงไฟฟ้า บีพีซี มีระยะเวลาคงเหลือ 8.52 ปี โดยสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578

สำหรับการสอบทานการประเมินมูลค่าครั้งนี้ ทางบริษัทฯ ใช้วิธีคิดจากรายได้ ในการประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี

จากการตรวจสอบทรัพย์สินครั้งนี้ บริษัทฯ ได้ปรับปรุงผลสรุปมูลค่าอ้างอิงตามข้อมูลจากการปรับปรุงอัตราการเติบโตของค่าไฟฟ้า จากร้อยละ 1.30 เป็นร้อยละ 0.84 ในปี พ.ศ. 2569 จากร้อยละ 0.95 เป็นร้อยละ 1.50 ในปี พ.ศ. 2570 จากร้อยละ 0.95 เป็นร้อยละ 1.40 ในปี พ.ศ. 2571 จากร้อยละ 0.95

เป็นร้อยละ 0.82 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2572 และปรับปรุงค่าของทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักโดยสัดส่วนเงินทุน หรือ Weighted Average Cost of Capital สำหรับโรงไฟฟ้า บีอีซี และบีพีซี ซึ่งทำให้อัตราคิดลดที่เหมาะสมในการประเมินมูลค่าทรัพย์สินเท่ากับร้อยละ 5.10 และร้อยละ 5.70 ตามลำดับ (จากเดิมที่ ณ วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2566 เท่ากับร้อยละ 6.00)

บริษัทฯ ขอแสดงความเห็นการสอบทานการประเมินมูลค่ายุติธรรมดังรายละเอียดต่อไปนี้

การประเมิน	มูลค่ายุติธรรมของรายได้สุทธิของบีอาร์อาร์จีไอเอฟ วันที่ 30 กันยายน พ.ศ. 2569	
	บีอีซี	บีพีซี
มูลค่ายุติธรรมใหม่		
(ตามรายงานเลขที่ 2026/262 ณ วันที่ 30 ตุลาคม พ.ศ. 2569)	270,000,000 บาท	1,364,000,000บาท
มูลค่ายุติธรรมเดิม		
(ตามรายงานเลขที่ 2023/472 ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567)	271,000,000 บาท	1,351,000,000 บาท

ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

บริษัทฯ ไม่ได้ดำเนินการตรวจสอบ และไม่รับผิดชอบใดๆ ในสิ่งที่เกี่ยวข้องกับความเป็นเจ้าของ หรือหนี้สินใดๆ ที่บังเกิดขึ้นจากทรัพย์สินที่บริษัทฯ ได้ทำการประเมินค่า

บริษัท อเมริกัน แอ๊พเพรซัล (ประเทศไทย) จำกัด และผู้มีอำนาจลงนามข้างล่างนี้ ขอรับรองว่าไม่มีส่วนได้เสียใดๆ ทั้งสิ้น ไม่ว่าในปัจจุบัน และ/หรือ อนาคต ในด้านผลประโยชน์ที่เกี่ยวข้องกับมูลค่าของทรัพย์สินที่ทำการประเมินค่านี้

ขอแสดงความนับถือ

(นางชมพูนุช ฉัตรมหากุลชัย)
ผู้จัดการฝ่ายประเมินทางการเงิน
ผู้ประเมินหลักชั้นสามัญ – สม. 996

(นายไรโดลโฟ แอล เวอร์การ่า)
กรรมการผู้จัดการ
ผู้ประเมินหลักที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงาน ก.ล.ต.
ผู้ประเมินหลักชั้นวุฒิ – วฒ. 022

ผู้ประเมิน - วันเพ็ญ ต้องวัฒนา

American Appraisal

เอกสารแนบ
เงื่อนไขข้อจำกัด

บริษัทฯ ทำการประเมินภายใต้สมมติฐานทั่วไปและเงื่อนไขข้อจำกัดดังนี้:

1. บริษัทฯ เข้าใจว่า ข้อมูลทั้งหมดรวมถึงข้อมูลทางการเงินในอดีต ที่บริษัทฯ ใช้ในการได้มาซึ่งข้อคิดเห็น และบทสรุป หรืออื่นๆ ในรายงานฉบับนี้เป็นจริงและถูกต้อง แม้แหล่งที่มาของข้อมูลจะน่าเชื่อถือ บริษัทฯ ไม่รับประกันและไม่รับผิดชอบ ต่อข้อเท็จจริงหรือความถูกต้องของข้อมูล ข้อคิดเห็นหรือประมาณการ ซึ่งได้รับจากผู้อื่นแล้วนำมาใช้ในการวิเคราะห์นี้
2. บริษัทฯ ไม่รับผิดชอบในเรื่องที่เกี่ยวข้องกับกฎหมาย บริษัทฯ ไม่ได้ทำการตรวจสอบกรรมสิทธิ หรือภาระทางกฎหมายของทรัพย์สินที่ทำการประเมิน บริษัทฯ ถือว่าคำกล่าวอ้างของเจ้าของเป็นจริง สิทธิเหนือทรัพย์สินถูกต้องและสามารถทำการซื้อขายได้ และไม่มีข้ออุปสรรคใดที่แก้ไขไม่ได้ด้วยขั้นตอนปกติ
3. การมีรายงานหรือสำเนาของรายงานฉบับนี้ในครอบครอง มิได้หมายถึงการได้มาด้วยสิทธิในการตีพิมพ์เผยแพร่ บริษัทฯ ห้ามมิให้มีการเผยแพร่ส่วนหนึ่งส่วนใดของรายงานฉบับนี้ (โดยเฉพาะอย่างยิ่งข้อสรุป หลักฐานแสดงตัวบุคคลที่ลงนาม หรือที่เกี่ยวข้องกับรายงานฉบับนี้ หรือบริษัทที่บุคคลนั้นๆ เกี่ยวข้อง หรือการอ้างอิงถึงสมาคมทางวิชาชีพหรือองค์กร ที่บุคคลนั้นๆ เป็นสมาชิก หรือการได้รับแต่งตั้งจากองค์กรนั้นๆ) ต่อบุคคลที่สาม ไม่ว่าจะเป็นหนังสือชี้ชวน การโฆษณา การประชาสัมพันธ์ ข่าว หรือช่องทางการสื่อสารใดๆ โดยไม่ได้รับความยินยอมที่เป็นลายลักษณ์อักษรจากบริษัทฯ
4. พื้นที่ รูปร่าง และบทพรรณนาของทรัพย์สินที่ทำการประเมิน ที่บริษัทฯ ใช้ในการวิเคราะห์นี้ บริษัทฯ มิได้ทำการตรวจสอบข้อเท็จจริง ยกเว้นกรณีระบุเป็นอื่นในรายงาน พื้นที่ รูปร่าง และบทพรรณนาของทรัพย์สิน ที่อยู่ในรายงาน มีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นเครื่องชี้แสดงสินทรัพย์เท่านั้น และไม่ควรนำไปใช้ในการโอนกรรมสิทธิ หรือเอกสารทางกฎหมายอื่นใด โดยไม่ได้รับการตรวจสอบข้อเท็จจริงจากทนายความ ผังบริเวณ (ถ้ามี) ที่แสดงในรายงาน มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยในการมองเห็นภาพของทรัพย์สิน และบรรดาสิ่งแวดล้อม แม้ว่าเนื้อหาสาระในรายงานจะมาจากข้อมูลที่ดีที่สุดที่หาได้ เนื้อหาสาระเหล่านั้นก็มิได้ถือเป็นการตรวจสอบ หรือนำไปใช้เป็นมาตรฐานกับทรัพย์สินอื่นๆ
5. ถ้ามิได้ระบุเป็นอื่น บริษัทฯ ไม่มีหน้าที่ และไม่ได้ทำการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม บริษัทฯ ถือว่ามีการปฏิบัติตามข้อบังคับและกฎหมายสิ่งแวดล้อม ยกเว้นกรณีระบุเป็นอื่นในรายงาน นอกจากนี้หากในการดำเนินการนั้นมีข้อบังคับในด้านการขออนุญาตใดๆ เช่น สัมปทาน หรือ ใบอนุญาต บริษัทฯ มีสมมติฐานว่าการดำเนินการนั้นได้รับสัมปทาน หรือได้รับอนุญาตในการดำเนินกิจการตามกฎระเบียบข้อบังคับของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จากทั้งหน่วยงานท้องถิ่น หรือหน่วยงานในระดับประเทศ ตามแต่จะถูกบังคับใช้และมีผลเกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ข้อมูล
6. มูลค่าที่ประเมินในรายงาน ไม่คำนึงรวมถึงผลกระทบจากสสารเช่น แร่ใยหิน ฉนวนก๊าซกันการเน่าเสีย สารเคมีอื่นๆ ขยะที่เป็นพิษ หรือ วัสดุที่มีแนวโน้มเป็นอันตราย หรือความเสียหายทางโครงสร้าง หรือการทำให้สิ่งแวดล้อมแปดเปื้อน ที่เกิดจากแผ่นดินไหว หรือสาเหตุอื่น ยกเว้นระบุเป็นอื่นในรายงาน บริษัทฯ ขอแนะนำให้ผู้อ่านรายงาน ปรึกษาวิศวกรโครงสร้างที่เหมาะสม และ/หรือ นักสุขวิทยาอุตสาหกรรม เพื่อการประเมิน ความเสียหายทางโครงสร้าง/ทางสิ่งแวดล้อม ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อมูลค่า
7. ในรายงานการประเมินนี้ บริษัทฯ ไม่มีหน้าที่ และไม่ได้ทำการวิเคราะห์ดิน หรือศึกษาธรณีวิทยา และไม่ได้ทำการตรวจสอบน้ำ น้ำมัน ก๊าซ หรือ แร่ธาตุบนดิน และสิทธิหรือสภาวะการใช้ประโยชน์ ยกเว้นระบุเป็นอื่นในรายงาน
8. บริษัทฯ เข้าใจว่า กฎข้อบังคับผังเมืองและการใช้ประโยชน์ ได้รับการปฏิบัติตาม ยกเว้นกรณีที่ระบุว่ามีการฝ่าฝืนกฎข้อบังคับในรายงาน นอกจากนี้ยังถือว่าการปรับปรุงและการทำให้เกิดประโยชน์ของที่ดิน อยู่ภายในขอบเขตของทรัพย์สิน และไม่มีการบุกรุก ล่วงล้ำ หรือละเมิดใดๆ ยกเว้นระบุเป็นอื่นในรายงาน
9. บริษัทฯ ได้ทำการตรวจสอบทรัพย์สินด้วยตัวเอง โดยเจ้าหน้าที่ที่มีความรู้และเข้าใจตลาดอสังหาริมทรัพย์ และการก่อสร้างอาคาร อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่ขอแสดงความคิดเห็น หรือความรับผิดชอบ ต่อความสมบูรณ์ทางโครงสร้างของทรัพย์สิน รวมถึงการปฏิบัติตามข้อบังคับมาตรฐานของรัฐบาล เช่น เพลิงไหม้ อาคารและความปลอดภัย แผ่นดินไหว การเข้าอยู่ หรือ ความเสียหายทางกายภาพซึ่งมิได้ปรากฏต่อผู้ประเมิน ระหว่างทำการตรวจสอบ

10. รายงานการประเมินค่าฉบับนี้ เป็นรายงานลับเฉพาะถึงลูกค้า สำหรับวัตถุประสงค์ที่ได้อ้างถึงเท่านั้น และลูกค้าอาจเปิดเผยสำเนารายงานฉบับสมบูรณ์ต่อผู้ตรวจสอบบัญชี ภาษี หรือที่ปรึกษากฎหมาย ซึ่งจำเป็นต้องใช้ข้อมูลตามวัตถุประสงค์ดังกล่าว อย่างไรก็ตามบุคคลภายนอกหรือบุคคลที่สามจะไม่มีสิทธิในการครอบครองหรือใช้ประโยชน์จากรายงานฉบับนี้
11. รายงานการประเมินค่าฉบับนี้ จะไม่ถูกต้องตามกฎหมายหากไม่มีรอยกดตราประทับของ บริษัท ฯ

สมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐาน

เมื่อความเห็นของมูลค่าอยู่ภายใต้สมมติฐานพิเศษหรือเงื่อนไขสมมติฐาน ผู้ประเมินต้องระบุเงื่อนไขนั้น เพื่อแสดงให้เห็นชัดเจนว่ามีผลกระทบต่อความเห็นหรือผลสรุปของมูลค่า สมมติฐานพิเศษคือสมมติฐานที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับทรัพย์สินที่ประเมินโดยเฉพาะซึ่งถ้าไม่เป็นจริงจะสามารถทำให้ความเห็นหรือผลสรุปของมูลค่าเปลี่ยนแปลงไป สมมติฐานพิเศษสมมติว่าเป็นจริงมิฉะนั้นข้อมูลต่างๆ จะมีความคลุมเครือเกี่ยวกับลักษณะทางกายภาพ ทางกฎหมาย หรือทางเศรษฐกิจของทรัพย์สินที่ประเมิน หรือเกี่ยวกับเงื่อนไขภายนอกต่อทรัพย์สินเช่นสภาพหรือแนวโน้มของตลาด หรือเกี่ยวกับความสมบูรณ์ของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ สมมติฐานพิเศษอาจถูกใช้ในการประเมินเมื่อ

- มีความจำเป็นเพื่อให้ได้มาอย่างเหมาะสมของความเห็นและผลสรุปที่น่าเชื่อถือ
- ผู้ประเมินมีหลักเกณฑ์ที่สมเหตุสมผลสำหรับสมมติฐานพิเศษ
- การใช้สมมติฐานพิเศษส่งผลให้การวิเคราะห์น่าเชื่อถือ และ
- การประเมินสอดคล้องกับแนวทางการประเมินของ The International Valuation Standard (IVS) สมาคมนักประเมินราคาอิสระไทย (The Thai Valuers Association, “TVA”) และสมาคมผู้ประเมินค่าทรัพย์สินแห่งประเทศไทย (The Valuers Association of Thailand, “VAT”)

เงื่อนไขสมมติฐานคือการสมมติตรงข้ามกับความจริงเกี่ยวกับลักษณะทางกายภาพ ทางกฎหมาย หรือทางเศรษฐกิจของทรัพย์สินที่ประเมิน หรือเกี่ยวกับเงื่อนไขภายนอกต่อทรัพย์สินเช่นสภาพหรือแนวโน้มของตลาด หรือเกี่ยวกับความสมบูรณ์ของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ เงื่อนไขสมมติฐานอาจถูกใช้ในการประเมินเมื่อ

- การใช้เงื่อนไขสมมติฐานมีความจำเป็นอย่างชัดเจนสำหรับวัตถุประสงค์ทางกฎหมายสำหรับเพื่อการวิเคราะห์ที่สมเหตุสมผล หรือสำหรับเพื่อใช้เปรียบเทียบ
- การใช้เงื่อนไขสมมติฐานส่งผลให้การวิเคราะห์น่าเชื่อถือ และ
- การประเมินสอดคล้องกับแนวทางการประเมินของ The International Valuation Standard (IVS) สมาคมนักประเมินราคาอิสระไทย (The Thai Valuers Association, “TVA”) และสมาคมผู้ประเมินค่าทรัพย์สินแห่งประเทศไทย (The Valuers Association of Thailand, “VAT”)

สำหรับรายงานการประเมินนี้อยู่ภายใต้เงื่อนไขสมมติฐานและสมมติฐานพิเศษดังต่อไปนี้

เงื่อนไขสมมติฐาน:

- ไม่มีเงื่อนไขสมมติฐานสำหรับการประเมินครั้งนี้

สมมติฐานพิเศษ:

- สำหรับการประเมินค่าครั้งนี้ บริษัทฯ ได้รับเอกสารจากบีอาร์อาร์จีไอเอฟดังต่อไปนี้
  1. สำเนาสัญญาเช่าที่ดินพร้อมสำเนาโฉนดที่ดินและผังรวมที่ดินของบีอีซีและบีพีซี
  2. แบบแปลนอาคาร และสำเนาใบอนุญาตปลูกสร้างอาคารของบีอีซีและบีพีซี
  3. สำเนาใบจดทะเบียนเครื่องจักรของบีอีซีและบีพีซี
  4. ราคาทางบัญชีของทรัพย์สินแสดงวัน และราคาที่ได้มา ตลอดจนราคาสุทธิของทรัพย์สินแต่ละรายการของบีอีซีและบีพีซี
  5. สัญญาให้บริการที่ปรึกษางานเดินระบบ และงานซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าบุรีรัมย์พลังงาน (Buriram Energy) ระหว่าง บริษัท เอ ทีม อินเตอร์เทรด จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ลงวันที่ 1 สิงหาคม พ.ศ. 2560
  6. สัญญาให้บริการที่ปรึกษางานเดินระบบ และงานซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าบุรีรัมย์พลังงาน (Buriram Energy) ระหว่าง บริษัท เอ ทีม อินเตอร์เทรด จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ลงวันที่ 1 สิงหาคม พ.ศ. 2566
  7. สัญญาให้บริการที่ปรึกษางานเดินระบบ และงานซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าบุรีรัมย์พาวเวอร์ (Buriram Power) ระหว่าง บริษัท เอ ทีม อินเตอร์เทรด จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 1 สิงหาคม พ.ศ. 2566
  8. งบการเงินที่ตรวจสอบและสอบทานแล้วสำหรับปี พ.ศ. 2563 ถึง พ.ศ. 2565 ของบีอีซี และบีพีซี
  9. ผลการดำเนินงานย้อนหลังรายเดือนสำหรับเดือนสิงหาคม ปี พ.ศ. 2560 ถึง เดือนธันวาคม พ.ศ. 2568 ของบีอีซี และบีพีซี
  10. ประมาณการกระแสเงินสดรายเดือนของบีอีซี ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2567 ถึง พ.ศ. 2571 และประมาณการกระแสเงินสดรายเดือนของบีพีซี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2567 ถึง พ.ศ. 2578
  11. ค่าเบี้ยประกันภัยสำหรับเดือนตุลาคม พ.ศ. 2568 ถึงเดือนตุลาคม พ.ศ. 2569 ของบีอีซี และบีพีซี

12. สัญญาซื้อขายไฟฟ้า การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ระหว่าง บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2554
13. ข้อตกลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ระหว่าง บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 20 กันยายน พ.ศ. 2559
14. สัญญาซื้อขายไฟฟ้า การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ระหว่าง บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2556
15. ข้อตกลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ระหว่าง บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม พ.ศ. 2558
16. สัญญาโอนสิทธิรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า ระหว่าง บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด และ กองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาลบุรีรัมย์ ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
17. สัญญาซื้อขายไอน้ำ ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
18. สัญญาซื้อขายวัตถุดิบชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
19. สัญญาซื้อขายน้ำ Condensate ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
20. สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
21. สัญญาซื้อขายน้ำ RO ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
22. ข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานกิจการโรงไฟฟ้า

บริษัทฯ ได้นำเอกสารเหล่านี้โดยมิได้ตรวจสอบกับผลการดำเนินงานและสภาพทางการเงินของทรัพย์สินและกองทุนรวมฯ บริษัทฯ เข้าใจว่าเอกสารเหล่านี้สะท้อนผลประกอบการและเงื่อนไขทางการเงินของทรัพย์สินที่ประเมินอย่างถูกต้อง โดยบริษัทฯ ไม่ได้ทำการตรวจสอบเพิ่มเติมแต่อย่างใด บริษัทฯ เชื่อถือข้อมูลเหล่านี้และนำมาใช้ในการแสดงความเห็นมูลค่า ถ้ามีส่วนใดของข้อมูลที่ได้รับไม่ถูกต้องหรือไม่เป็นความจริง บริษัทฯ มีสิทธิ์ที่จะทำการแก้ไขการวิเคราะห์นี้

ผลสรุป

ทรัพย์สินที่ทำการประเมินมูลค่า	มูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าชีวมวลของบริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด (“บีอีซี”) และ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด (“บีพีซี”) (เรียกรวมว่า “ทรัพย์สิน”) ของกองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาลบุรีรัมย์ (“บีอาร์อาร์จีไอเอฟ”) ภายใต้ระยะเวลาดังต่อไปนี้ - โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 30 กันยายน พ.ศ. 2569 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 (ระยะเวลาคงเหลือ 1.86 ปี) - โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 30 กันยายน พ.ศ. 2569 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578 (ระยะเวลาคงเหลือ 8.52 ปี)
วัตถุประสงค์ในการประเมิน	เพื่อวัตถุประสงค์สาธารณะทางบัญชี
ลักษณะของธุรกิจ	โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทั้ง 2 แห่ง เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากซึ่งมีปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบแต่ละแห่งไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยการนำเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ กากอ้อยมาเผาเพื่อให้เกิดความร้อน แล้วใช้ความร้อนดังกล่าวต้มน้ำในหม้อไอน้ำ เพื่อให้เกิดไอน้ำแรงดันสูงสำหรับใช้ในการหมุนกังหันไอน้ำที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งจะผลิตกระแสไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่สายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ต่อไป

วิธีการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน	ใช้วิธีคิดจากรายได้ ในการประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี และใช้วิธีต้นทุนทดแทนในการประเมินมูลค่าทดแทนใหม่ของทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า (Fixed Assets) ของบีอีซี และบีพีซี
วันที่ทำการประเมิน	วิธีคิดจากรายได้ วันที่ 30 กันยายน พ.ศ. 2569

การประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี โดยวิธีคิดจากรายได้

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี)

ระยะเวลาประมาณการ	- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 30 กันยายน พ.ศ. 2569 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 (ระยะเวลาคงเหลือ 1.86 ปี)
ที่มาประมาณการกระแสเงินสด	**รายได้** รายได้จากโรงไฟฟ้าชีวมวล ประกอบด้วยรายได้ค่าซื้อขายไฟฟ้าจากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และรายได้ค่าซื้อขายไอน้ำจากการขายไอน้ำความดันสูง และไอน้ำความดันต่ำ ให้กับ บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด (บีเอสเอฟ) **1. รายได้จากการขายไฟฟ้า:** รายได้จากการขายไฟฟ้าคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ คูณอัตราค่าไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจากกำลังการผลิตตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามช่วงฤดูต่างๆของโรงงานผลิตน้ำตาลมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

กำลังการผลิต	หน่วย	บีอีซี
กำลังการผลิตติดตั้ง		9.5
กำลังการผลิตตามสัญญา		
ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing Season)	เมกะวัตต์	7.8
ฤดูละลาย (Melting Season)	เมกะวัตต์	7.8
ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)	เมกะวัตต์	7.8

ตารางต่อไปนี้แสดงช่วงฤดูต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวล

	ช่วงเวลา
ช่วงฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing)	เดือนธันวาคม และ เดือนมกราคม – กลางเดือนเมษายน
ช่วงฤดูละลาย (Melting)	กลางเดือนเมษายน – กลางเดือนกรกฎาคม
ช่วง Condensing	กลางเดือนกรกฎาคม – เดือนตุลาคม
ช่วงซ่อมบำรุง (Maintenance/Outage)	เดือนพฤศจิกายน

หมายเหตุ: ช่วง Condensing และช่วงซ่อมบำรุง (Maintenance/Outage) ของโรงไฟฟ้าจะตรงกับช่วงฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)ของโรงงานผลิตน้ำตาล

ตารางต่อไปนี้แสดงช่วงฤดูต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม พ.ศ. 2569 ถึง วันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571

		2569 ต.ค. – ธ.ค.	2570 ม.ค. – ธ.ค.	2571 ม.ค. – 10 ส.ค.
Operating Day/Hour				
Operating Days	วันต่อปี	61	330	219
Crushing Days	วันต่อปี	30	136	106
Melting Days	วันต่อปี	-	90	90
Condensing Days	วันต่อปี	31	104	23

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจะถูกหักค่าธรรมเนียม กฟภ. (PEA Charge) โดยค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ประมาณร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ

บีอีซีได้รับอัตรารับซื้อไฟในรูปแบบ Feed-in Tariffs (FiT) โครงสร้างอัตรารับซื้อไฟฟ้าปัจจุบันเป็นดังตารางต่อไปนี้

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2569 - 2571
FiTf	2.3900

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2569	2570	2571
FiTv	1.9928	2.0227	2.0510
อัตราการเปลี่ยนแปลงต่อปี	*ร้อยละ 0.84*	*ร้อยละ 1.50*	*ร้อยละ 1.40*

2. รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำ:

รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำคำนวณจากปริมาณไอน้ำ และราคาไอน้ำ

กำลังการผลิตไอน้ำสำหรับบีอีซีถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

กำลังการผลิต		ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing Season)	ฤดูละลาย (Melting Season)	ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)
ไอน้ำความดันต่ำ (Exhausted Contracted Capacity)	ตันต่อชั่วโมง (tph)	35	35	0
ไอน้ำความดันสูง (Live Contracted Capacity)	ตันต่อชั่วโมง (tph)	17	0	0

ราคาไอน้ำ (Steam Price) ถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2569 - 2571
ราคาไอน้ำความดันต่ำ (Exhausted Steam Price)	บาทต่อตัน	386.9 – 410.4
อัตราการเติบโต	*ร้อยละต่อปี*	*3*
ราคาไอน้ำความดันสูง (Live Steam Price)	บาทต่อตัน	652.4 – 692.1
อัตราการเติบโต	*ร้อยละต่อปี*	*3*

ต้นทุน และค่าใช้จ่าย (Cost and Expenses)

1. รายจ่ายที่เกิดขึ้นจริงในการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า

1.1 ค่าวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ

ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost):

ต้นทุนกากอ้อยสามารถคำนวณจากปริมาณกากอ้อย และปริมาณไอน้ำ

ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณกากอ้อย และปริมาณไอน้ำถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing)	ฤดูละลาย (Melting)	ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)
อัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงกากอ้อยในการผลิตไอน้ำ (Bagasse Consumption)	ตันไอน้ำต่อตันกากอ้อย (Ton Steam/Ton Bagasse)	2.3398	2.3373	2.3372
อัตราความสิ้นเปลืองไอน้ำในการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Specific Steam Consumption)	ตันไอน้ำต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง (Ton Steam/MWh)	6.4632	6.3632	4.2758

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าภายในโรงงานถูกประมาณไว้ที่ ร้อยละ 16.29 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

ต้นทุนกากอ้อยถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2569 – 2571
ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost)	บาทต่อตัน	361.7878 – 366.5921
อัตราการเติบโต	*ร้อยละต่อปี*	*0.38-0.68*

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO:

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO ถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2569 – 2571
ราคาน้ำ Condensate	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	260.96 – 276.85
อัตราการเติบโต	*ร้อยละต่อปี*	*3.0*
ราคาน้ำ RO	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	65.25 – 69.23
อัตราการเติบโต	*ร้อยละต่อปี*	*3.0*

1.2 ค่าใช้จ่ายอื่นๆ (Other Costs)

Power Development Fund:

ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ถูกประมาณไว้ที่ 0.01 บาทต่อกิโลวัตต์ – ชั่วโมงที่ขายได้

ค่าสอบบัญชี (Audit Fee) และ Custodian Fee:

ค่าสอบบัญชี สำหรับเดือนตุลาคม ถึงเดือนธันวาคม ปี พ.ศ. 2569 คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 112,200 บาท ค่า

สอบบัญชี ในปี พ.ศ. 2570 คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 457,776 บาท และคาดว่าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี หลังจากนั้น และ Custodian Fee คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 2,000 บาทต่อเดือนคงที่ สำหรับ ปี พ.ศ. 2569 ถึง ปี พ.ศ 2571

ค่าประกันภัย (Insurance):

ค่าประกันภัยเท่ากับ 2,702,004 บาท ใน ปี พ.ศ. 2569 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2568 ถึง 31 ตุลาคม พ.ศ. 2569 ค่าประกันภัยนี้ประมาณการแบ่งจ่ายสำหรับเดือนตุลาคม ถึงเดือนธันวาคม ใน ปี พ.ศ. 2569 อยู่ที่ 675,501 บาท

ค่าประกันภัยคาดว่าอยู่ที่ประมาณ 2,783,064 บาท ใน ปี พ.ศ. 2570 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2569 ถึง 31 ตุลาคม พ.ศ. 2570 และคาดว่าอยู่ที่ประมาณ 2,232,154 บาท ในปี พ.ศ. 2571 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2570 ถึง 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571

2. รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวม

รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวมถูกประมาณไว้ดังตารางต่อไปนี้

หน่วย: บาท

2569 ต.ค.-ธ.ค.	2570	2571
22,655,174	92,704,684	63,197,851

อัตราคิดลด

สำหรับวิธีคิดจากรายได้ ค่าของทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักโดยสัดส่วนเงินทุน หรือ WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL (“WACC”) ถูกใช้เป็นอัตราคิดลดของกองทุนรวมฯ

โครงสร้างหนี้และทุนของ บีอีซี และบีพีซี พบว่า สัดส่วนโครงสร้างทุนที่เหมาะสมอยู่ที่ระดับร้อยละ 100 ส่วนของทุน

ค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย (Cost of Equity; Ke) อยู่ที่ร้อยละ 5.1 มาจากค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นที่คำนวณจากบริษัทในอุตสาหกรรมการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีลักษณะการดำเนินงานที่ใกล้เคียงกัน โดยจะคำนวณจากการใช้เทคนิค CAPM และปรับให้เหมาะสม

ดังนั้นอัตราคิดลดที่เหมาะสมในการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน เท่ากับร้อยละ 5.1

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี)

ระยะเวลาประมาณการ

- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 30 กันยายน พ.ศ. 2569 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578 (ระยะเวลาคงเหลือ 8.52 ปี)

ที่มาของประมาณการในกระแสเงินสด **รายได้**

รายได้จากโรงไฟฟ้าชีวมวล ประกอบด้วยรายได้ค่าซื้อขายไฟฟ้าจากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และรายได้ค่าซื้อขายไอน้ำจากการขายไอน้ำความดันสูง และไอน้ำความดันต่ำ ให้กับ บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด (บีเอสเอฟ)

1. รายได้จากการขายไฟฟ้า:

รายได้จากการขายไฟฟ้าคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ คูณอัตราค่าไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจากกำลังการผลิตตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามช่วงฤดูต่างๆของโรงงานผลิตน้ำตาล มีรายละเอียดดังต่อไปนี้:

	กำลังการผลิต	
กำลังการผลิตติดตั้ง	9.6	เมกะวัตต์
กำลังการผลิตตามสัญญา		
ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing Season)	8.0	เมกะวัตต์
ฤดูละลาย (Melting Season)	8.0	เมกะวัตต์
ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)	8.0	เมกะวัตต์

ตารางต่อไปนี้แสดงช่วงฤดูต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวล

	ช่วงเวลา
ช่วงฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing)	เดือนธันวาคม และ เดือนมกราคม – กลางเดือนเมษายน
ช่วงฤดูละลาย (Melting)	กลางเดือนเมษายน – กลางเดือนกรกฎาคม
ช่วง Condensing	กลางเดือนกรกฎาคม – เดือนตุลาคม
ช่วงซ่อมบำรุง (Maintenance/Outage)	เดือนพฤศจิกายน

หมายเหตุ: ช่วง Condensing และช่วงซ่อมบำรุง (Maintenance/Outage) ของโรงไฟฟ้าจะตรงกับช่วงฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)ของโรงงานผลิตน้ำตาล

ตารางต่อไปนี้แสดงช่วงฤดูต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม พ.ศ. 2569 ถึง วันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578

		2569 ต.ค. – ธ.ค.	2570-2577 ม.ค. – ธ.ค.	2578 ม.ค. – เม.ย.
Operating Day/Hour				
Operating Days	วันต่อปี	61	330/331*	93
Crushing Days	วันต่อปี	30	136	92
Melting Days	วันต่อปี	-	90	-
Condensing Days	วันต่อปี	31	104/105*	1

* จำนวนวัน Condensing จะมีค่าเท่ากับ 105 วันสำหรับปีที่มี 366 วัน

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจะถูกหักค่าธรรมเนียม กฟภ. (PEA Charge) โดยค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ประมาณร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ

ตารางแสดงอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 เป็นดังนี้

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2569 - 2578
FiTf	2.3900

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2569	2570	2571	2572 - 2578
FiTv	1.9928	2.0227	2.0510	2.0678-2.1717
อัตราการเปลี่ยนแปลงต่อปี	*ร้อยละ 0.84*	*ร้อยละ 1.50*	*ร้อยละ 1.40*	*ร้อยละ 0.82*

2. รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำ

รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำคำนวณจากปริมาณไอน้ำ และราคาไอน้ำ

กำลังการผลิตไอน้ำสำหรับบีพีซีถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

กำลังการผลิต		ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing Season)	ฤดูละลาย (Melting Season)	ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)
ไอน้ำความดันต่ำ (Exhausted Contracted Capacity)	ตันต่อชั่วโมง (tph)	35	35	0
ไอน้ำความดันสูง (Live Contracted Capacity)	ตันต่อชั่วโมง (tph)	37	0	0

ราคาไอน้ำ (Steam Price) สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

		2569 - 2578
ราคาไอน้ำความดันต่ำ (Exhausted Steam Price)	บาทต่อตัน	386.9 – 504.8
อัตราการเติบโต	*ร้อยละต่อปี*	*3.0*
ราคาไอน้ำความดันสูง (Live Steam Price)	บาทต่อตัน	652.4 – 851.2
อัตราการเติบโต	*ร้อยละต่อปี*	*3.0*

ต้นทุน และค่าใช้จ่าย (Cost and Expenses)

1. รายจ่ายที่เกิดขึ้นจริงในการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า

1.1 ค่าวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ

ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost):

ต้นทุนกากอ้อยสามารถคำนวณจากปริมาณกากอ้อย และปริมาณไอน้ำ

Valuation / Transaction Consulting / Real Estate Advisory / Fixed Asset Management

ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณกากอ้อย และปริมาณไอน้ำสำหรับบีพีซีถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing)	ฤดูละลาย (Melting)	ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)
อัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงกากอ้อยในการผลิตไอน้ำ (Bagasse Consumption)	ตันไอน้ำต่อตันกากอ้อย (Ton Steam/Ton Bagasse)	2.2482	2.2429	2.2430
อัตราความสิ้นเปลืองไอน้ำในการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Specific Steam Consumption)	ตันไอน้ำต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง (Ton Steam/MWh)	6.0573	6.0104	4.7656

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าภายในโรงงานถูกประมาณไว้ที่ร้อยละ 14.51 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

ต้นทุนกากอ้อยถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2569– 2578
ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost)	บาทต่อตัน	361.7878 – 376.5556
อัตราการเติบโต	*ร้อยละต่อปี*	*0.38 – 0.68*

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO:

ตารางแสดงต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO ถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2569 – 2578
ราคาน้ำ Condensate	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	260.96 – 340.50
อัตราการเติบโต	*ร้อยละต่อปี*	*3.0*

		2569 – 2578
ราคาน้ำ RO	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	65.25– 85.15
อัตราการเติบโต	*ร้อยละต่อปี*	*3.0*

1.2 ค่าใช้จ่ายอื่นๆ (Other Costs)

Power Development Fund:

ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ถูกประมาณไว้ที่ 0.01 บาทต่อกิโลวัตต์ – ชั่วโมงที่ขายได้

ค่าสอบบัญชี (Audit Fee) และ Custodian Fee:

ค่าสอบบัญชี สำหรับเดือนตุลาคม ถึงเดือนธันวาคมในปี พ.ศ. 2569 คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 112,200 ค่าสอบบัญชี ในปี พ.ศ. 2570 คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 457,776 และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปีหลังจากนั้น และCustodian Fee คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 2,000 บาทต่อเดือนคงที่ ตั้งแต่ ในปีพ.ศ 2569 ถึง พ.ศ. 2578

ค่าประกันภัย (Insurance):

ค่าประกันภัยเท่ากับ 2,828,146 บาท ใน ปี พ.ศ. 2569 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2568 ถึง 31 ตุลาคม พ.ศ. 2569 ค่าประกันภัยนี้ประมาณการแบ่งจ่ายสำหรับเดือนตุลาคม ถึงเดือนธันวาคม ใน ปี พ.ศ. 2569 อยู่ที่ 707,037 บาท

ค่าประกันภัยเท่ากับ 2,912,990 บาท ใน ปี พ.ศ. 2570 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2569 ถึง 31

ตุลาคม พ.ศ. 2570 และคาดว่าเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 ต่อปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2571 ถึง ปี พ.ศ. 2577 และคาดว่าอยู่ที่ประมาณ 1,587,244 บาทในปี พ.ศ. 2578 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2577 ถึง 6 เมษายน พ.ศ. 2578

2. รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวม

รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวมถูกประมาณไว้ดังตารางต่อไปนี้

หน่วย: บาท

2569 ต.ค.-ธ.ค.	2570	2571	2572	2573
15,625,870	63,965,563	85,122,893	91,552,364	93,645,999

หน่วย: บาท

2574	2575	2576	2577	2578
98,315,653	98,903,756	101,055,649	106,196,734	33,068,499

อัตราคิดลด

สำหรับวิธีคิดจากรายได้ ค่าของทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักโดยสัดส่วนเงินทุน หรือ WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL (“WACC”) ถูกใช้เป็นอัตราคิดลดของกองทุนรวมฯ

โครงสร้างหนี้และทุนของ บีอีซี และบีพีซี พบว่า สัดส่วนโครงสร้างทุนที่เหมาะสมอยู่ที่ระดับร้อยละ 100 ส่วนของทุน

ค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย (Cost of Equity; Ke) อยู่ที่ร้อยละ 5.7 มาจากค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นที่คำนวณจากบริษัทในอุตสาหกรรมการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีลักษณะการ

ดำเนินงานที่ใกล้เคียงกัน โดยจะคำนวณจากการใช้เทคนิค CAPM และปรับให้เหมาะสม

ดังนั้นอัตราคิดลดที่เหมาะสมในการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน เท่ากับร้อยละ 5.7

ผลสรุปมูลค่าโดยวิธีคิดจากรายได้

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี)

มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ บีอีซี ตั้งแต่ วันที่ 1 ตุลาคม พ.ศ. 2569 ถึง วันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 เท่ากับ 270 ล้านบาท

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี)

มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของบีพีซี ตั้งแต่ วันที่ 1 ตุลาคม พ.ศ. 2569 ถึง วันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578 เท่ากับ 1,364 ล้านบาท

จากการตรวจสอบทรัพย์สินครั้งนี้ บริษัทฯ ขอแสดงความเห็นมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี มีมูลค่าเท่ากับ 1,634,000,000 บาท (หนึ่งพันหกร้อยสามสิบสี่ล้านบาทถ้วน) ทั้งนี้ประเมิน ณ วันที่ 30 กันยายน พ.ศ. 2569 ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

ผลสรุป

การประเมิน	มูลค่ายุติธรรมของรายได้สุทธิของบีอาร์อาร์จีไอเอฟ วันที่ 30 กันยายน พ.ศ. 2569	
	บีอีซี	บีพีซี
มูลค่ายุติธรรมใหม่		
(ตามรายงานเลขที่ 2026/262 ณ วันที่ 30 ตุลาคม พ.ศ. 2569)	270,000,000 บาท	1,364,000,000บาท

การประเมิน	มูลค่ายุติธรรมของรายได้สุทธิของบีอาร์อาร์จีไอเอฟ วันที่ 30 กันยายน พ.ศ. 2569	
	บีอีซี	บีพีซี
มูลค่ายุติธรรมเดิม		
(ตามรายงานเลขที่ 2023/472 ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567)	271,000,000 บาท	1,351,000,000 บาท

ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

****

ภาคผนวก

American Appraisal

ภาคผนวก 1

การประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยวิธีคิดจากรายได้

ภาคผนวก 1.1

การประมาณการกระแสเงินสดและสมมติฐานประกอบประมาณการกระแสเงินสด
บีอีซี

Buriram Energy Co., Ltd. (BEC)
Cash Flow Projection
As of September 30, 2026

(Unit: Baht)	Actual									Projected		
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571
	Aug - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Oct - Dec		1 Jan - 10 Aug
Revenue:												
Electricity to PEA												
Income from PEA	99,456,950	274,460,805	230,811,372	194,031,557	187,232,385	215,747,444	242,649,053	251,927,920	237,931,275	50,048,070	272,598,955	182,066,789
Less: PEA Charge (2% of Net Unit Sold)	1,972,307	5,447,586	4,545,123	3,848,968	3,702,403	4,259,325	4,820,785	5,018,170	4,722,910	1,000,961	5,451,979	3,641,336
Net Income from PEA	**97,484,643**	**269,013,219**	**226,266,250**	**190,150,926**	**183,528,882**	**211,487,019**	**237,827,168**	**246,908,650**	**233,207,265**	**49,047,108**	**267,146,976**	**178,425,453**
Electricity to BSF	523,686	386,074	2,329,817	2,155,960	2,266,644	1,539,491	1,014,963	848,182	1,129,890			
Steam												
Live Steam	5,409,500	32,607,740	21,442,280	19,404,434	22,263,332	23,858,678	24,993,930	24,747,880	23,201,505	7,985,376	37,287,936	29,931,941
BSF	5,409,500	32,607,740	21,442,280	13,057,452	11,128,897	23,858,678	24,993,930	24,747,880	23,201,505			
BPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
BEC/BPC	-	-	-	6,346,982	11,134,435	-	-	-	-			
Exhausted Steam	5,410,983	48,850,159	50,074,558	31,782,323	46,961,458	46,460,318	38,867,161	46,618,131	43,153,071	9,749,880	75,651,240	67,568,256
Other Revenues												
Condensate from BPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Condensate from BPC/BEC	2,795,400	2,030,748	3,713,787	14,375,782	7,216,126	-	-	-	-			
Compensation from BSF (Electricity,Steam)	-	1,263,126	7,480,596	16,874,056	22,230,973	12,083,870	15,446,222	14,689,253	15,431,428			
Total Revenues	**111,624,212**	**354,151,066**	**311,307,287**	**274,743,481**	**284,467,416**	**295,429,376**	**318,149,443**	**333,812,096**	**316,123,160**	**66,782,364**	**380,086,152**	**275,925,650**
Cost and Expenses:												
Material Cost												
Bagasse Cost	26,631,200	71,472,432	54,984,994	40,011,195	47,940,547	57,162,935	62,737,307	63,645,597	60,988,748	13,163,957	74,570,529	54,225,406
Reverse Osmosis (RO) Cost	540,950	3,260,774	2,144,228	1,305,745	1,112,890	2,386,279	2,499,812	2,475,191	2,320,517	798,660	3,729,348	2,994,059
Condensate Water Cost	3,649,904	32,950,664	33,772,472	23,977,031	36,133,210	31,342,128	26,221,060	31,442,632	29,108,791	6,576,192	51,027,094	45,580,584
Paid to BSF	3,649,904	32,950,664	33,772,472	21,438,354	31,679,634	31,342,128	26,221,060	31,442,632	29,108,791			
Paid to BPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Paid to BEC/BPC	-	-	-	2,538,677	4,453,576	-	-	-	-			
Others												
Live steam paid to BPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Live steam paid to BPC/BEC	6,988,500	5,076,870	9,285,342	35,941,099	18,041,117	-	-	-	-			
Total Material Cost	**37,810,554**	**112,760,740**	**100,187,035**	**101,235,070**	**103,227,763**	**90,891,342**	**91,458,179**	**97,563,420**	**92,418,056**	**20,538,809**	**129,326,971**	**102,800,049**
Other Cost												
Power Development Fund Cost	225,420	605,127	517,492	448,977	433,865	481,992	559,078	589,883	539,876	114,192	617,760	409,968
Custodian Charge	10,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	6,000	24,000	14,645
Insurance Premium	1,744,387	1,239,379	1,147,346	1,530,041	1,530,041	1,601,365	1,490,655	2,978,036	2,673,389	675,501	2,783,064	2,232,154
Accounting Auditor Fee	26,777	410,798	586,867	574,309	570,485	351,281	502,387	312,716	482,863	112,200	457,776	466,932
Lump Sum Cost	17,450,752	49,052,971	52,684,894	61,159,289	66,809,025	70,535,281	70,716,661	72,529,941	85,223,463	22,655,174	92,704,684	63,197,851
Total Other Cost	**19,457,335**	**51,332,274**	**54,960,599**	**63,736,616**	**69,367,416**	**72,993,919**	**73,292,781**	**76,434,576**	**88,943,591**	**23,563,067**	**96,587,284**	**66,321,550**
Total Cost and Expenses	**57,267,889**	**164,093,015**	**155,147,634**	**164,971,687**	**172,595,179**	**163,885,262**	**164,750,960**	**173,997,996**	**181,361,646**	**44,101,876**	**225,914,255**	**169,121,599**
Free Cash Flow	**54,356,323**	**190,058,052**	**156,159,653**	**109,771,794**	**111,872,236**	**131,544,114**	**153,398,483**	**159,814,100**	**134,761,513**	**22,680,488**	**154,171,897**	**106,804,050**
Adjustment Factor										1.00	1.00	1.00
Adjusted Free Cash Flow										22,680,488	154,171,897	106,804,050
Discount Period										0.13	0.75	1.55
Discount Factor										0.994	0.963	0.926
Present Value										**22,539,904**	**148,526,237**	**98,856,032**

Discount Rate	5.10%
Net Present Value (Baht)	**269,922,173**

Buriram Energy Co., Ltd. (BEC)
Cash Flow Assumptions

		Actual									Projected		
		2017 2560 Aug - Dec	2018 2561 Jan - Dec	2019 2562 Jan - Dec	2020 2563 Jan - Dec	2021 2564 Jan - Dec	2022 2565 Jan - Dec	2023 2566 Jan - Dec	2024 2567 Jan - Dec	2025 2568 Jan - Dec	2026 2569 Oct - Dec	2027 2570 Jan-Dec	2028 2571 1 Jan - 10 Aug
No. of Operating Days		124.00	334.00	302.00	276.00	293.00	303.00	329.00	322.00	329.00	61.00	330.00	219.00
Crushing		27.00	167.00	124.00	90.00	87.00	157.00	153.00	164.00	152.00	30.00	136.00	106.00
Melting		-	39.00	91.00	38.00	87.00	24.00	8.00	18.00	5.00	-	90.00	90.00
Fully Condensing		97.00	128.00	87.00	148.00	119.00	122.00	168.00	140.00	172.00	31.00	104.00	23.00
Maintenance Year (Y=1, N=0)	every 3 years	0	0	1									
No. of Hours in a day		24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Revenue:													
Electricity to PEA													
Electricity Production													
Contracted Capacity	kW	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	7,800	7,800	7,800	7,800	7,800
Electricity Sold	kWh	21,906,817	60,315,888	50,576,846	43,819,371	43,758,153	50,371,797	56,031,278	57,845,316	54,493,902	11,419,200	61,776,000	40,996,800
PEA Charge (2% of Net Unit Sold)	kWh	434,429	1,197,169	995,956	866,891	865,290	994,449	1,113,191	1,152,225	1,081,698	228,384	1,235,520	819,936
Electricity Price													
FiTf	THB/kWh	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39
FiTv	THB/kWh	1.8500	1.8604	1.8736	1.8833	1.8888	1.8931	1.9406	1.9652	1.9762	1.9928	2.0227	2.0510
	% Growth Rate		*0.56%*	*0.71%*	*0.52%*	*0.29%*	*0.23%*	*2.51%*	*1.27%*	*0.56%*	*0.84%*	*1.50%*	*1.40%*
FiTp	THB/kWh	0.30	0.30	0.30	0.15	-	-	-	-	-	-	-	-
Total FiT Price		4.5400	4.5504	4.5636	4.4270	4.2788	4.2831	4.3306	4.3552	4.3662	4.3828	4.4127	4.4410
Electricity to BSF													
Electricity Production	kWh	148,365	113,073	689,626	634,333	636,292	418,298	234,370	213,695	297,426			
Electricity Price	THB/kWh	3.53	3.41	3.38	3.40	3.56	3.68	4.33	3.97	3.80			
Live Steam to BSF													
Contracted Capacity	ton/hour	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
Live Steam Sold	ton	10,819	63,316	40,419	23,897	19,774	41,164	41,866	40,247	36,630	12,240	55,488	43,248
Live Steam Price	THB/ton	500.00	515.00	530.47	546	562.80	579.60	597	615	633	652.40	672.00	692.10
	% Growth Rate		*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*
Exhaust Steam to BSF													
Contracted Capacity	ton/hour	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
Exhaust Steam Sold	ton	18,250	159,955	159,169	98,094	140,730	135,177	109,794	127,826	114,891	25,200	189,840	164,640
Exhaust Steam Price	THB/ton	296.50	305.40	314.58	324	333.70	343.70	354	365	376	386.90	398.50	410.40
	% Growth Rate		*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*

		Actual									Projected		
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
		2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571
		Aug - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Oct - Dec	Jan-Dec	1 Jan - 10 Aug
Cost and Expenses:													
Material Cost													
Bagasse Cost													
Electricity Generation and Steam Consumption													
Electricity Internal Use	% of total generation	15.31%	16.24%	17.36%	15.96%	17.09%	16.48%	16.43%	15.70%	16.29%	16.29%	16.29%	16.29%
Electricity Internal Use	kW					1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Electricity Generation - Crushing	kWh					19,836,000	35,796,000	34,884,000	36,604,800	33,926,400	6,696,000	30,355,200	23,659,200
Electricity Generation - Melting	kWh					19,836,000	5,472,000	1,824,000	4,017,600	1,116,000	-	20,088,000	20,088,000
Electricity Generation - Fully Condensing	kWh					27,132,000	27,816,000	38,304,000	31,248,000	38,390,400	6,919,200	23,212,800	5,133,600
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Crushing	t.stm./MW					6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632
Steam Consumption - Crushing	t.stm.					147,978	272,521	267,328	276,831	255,903	55,518	251,680	196,162
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Melting	t.stm./MW					6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632
Steam Consumption - Melting	t.stm.					126,220	34,819	11,606	25,565	7,101	-	127,824	127,824
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Fully Condensing	t.stm./MW					4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758
Steam Consumption - Fully Condensing	t.stm.					116,011	118,936	163,780	133,610	164,150	29,585	99,253	21,950
Bagasse Consumption													
Steam to Bagasse Consumption - Crushing	t.stm./t.bagasse					2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398
Bagasse Consumption - Crushing	t. bagasse					63,244	116,472	114,253	118,314	109,370	23,727	107,565	83,837
Steam to Bagasse Consumption - Melting	t.stm./t.bagasse					2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373
Bagasse Consumption - Melting	t. bagasse					54,003	14,897	4,966	10,938	3,038	-	54,689	54,689
Steam to Bagasse Consumption - Fully Condensing	t.stm./t.bagasse					2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372
Bagasse Consumption - Fully Condensing	t. bagasse					49,637	50,888	70,075	57,167	70,233	12,658	42,467	9,392
Total Bagasse Consumption	ton	76,143	204,146	156,254	114,610	136,615	161,541	174,424	176,522	169,501	36,386	204,720	147,918
Bagasse Price	THB/ton	350.0000	350.8585	351.9481	352.7488	353.2028	353.5578	357.4788	359.5095	360.4175	361.7878	364.2560	366.5921
	% Growth Rate		*0.25%*	*0.31%*	*0.23%*	*0.13%*	*0.10%*	*1.11%*	*0.57%*	*0.25%*	*0.38%*	*0.68%*	*0.64%*
Reverse Osmosis (RO) Cost													
Reverse Osmosis (RO) Water Usage	ton	10,819	63,316	40,419	23,897	19,774	41,164	41,866	40,247	36,630	12,240	55,488	43,248
Reverse Osmosis (RO) Price	THB/ton	50.00	51.50	53.05	54.64	56.28	57.97	59.71	61.50	63.35	65.25	67.21	69.23
	% Growth Rate		*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*
Condensate Water Cost													
Condensate Water Usage	ton	18,250	159,955	159,169	98,094	140,730	135,177	109,794	127,826	114,891	25,200	189,840	164,640
Condensate Water Price	THB/ton	200.00	206.00	212.18	218.55	225.11	231.86	238.82	245.98	253.36	260.96	268.79	276.85
	% Growth Rate		*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*
Other Cost													
Power Development Fund Cost	THB/kWh	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Custodian Charge	*% Growth Rate*		140.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-39.0%
Insurance Premium	*% Growth Rate*		-29.0%	-7.4%	33.4%	0.0%	4.7%	-6.9%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Accounting Auditor Fee	*% Growth Rate*		1434.1%	42.9%	-2.1%	-0.7%	-38.4%	43.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Lump Sum Cost	*THB*		66,809,025	66,809,025	66,809,025	66,809,025	70,535,281	70,716,661	72,529,941	85,223,463	90,620,696	92,704,684	63,197,851

ภาคผนวก 1.2

การประมาณการกระแสเงินสดและสมมติฐานประกอบประมาณการกระแสเงินสด
บีพีซี

Buriram Power Co., Ltd. (BPC)
Cash Flow Projection
As of September 30, 2026

(Unit: Baht)	Actual									Projected									
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578
	Aug - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Oct - Dec									1 Jan - 6 Apr
Revenue:																			
Electricity to PEA																			
Income from PEA	100,924,432	282,112,289	247,770,403	168,905,340	190,467,655	248,132,060	235,893,890	243,683,188	241,201,194	51,331,354	279,588,672	282,234,432	282,446,208	283,523,328	284,606,784	286,562,323	286,799,040	287,907,840	81,453,715
Less: PEA Charge (2% of Net Unit Sold)	2,004,093	5,621,711	4,931,020	3,378,107	3,809,353	4,962,641	4,717,878	4,873,664	4,824,024	1,026,627	5,591,773	5,644,689	5,648,924	5,670,467	5,692,136	5,731,246	5,735,981	5,758,157	1,629,074
Net Income from PEA	**98,920,340**	**276,490,577**	**242,839,383**	**165,527,234**	**186,658,302**	**243,169,419**	**231,176,012**	**238,809,524**	**236,377,170**	**50,304,727**	**273,996,899**	**276,589,743**	**276,797,284**	**277,852,861**	**278,914,648**	**280,831,077**	**281,063,059**	**282,149,683**	**79,824,641**
Electricity to BSF	**563,994**	**3,262,053**	**5,382,216**	**30,485,089**	**33,879,040**	**8,973,130**	**13,147,044**	**2,042,581**	**3,444,258**										
Steam																			
Live Steam	17,652,150	76,930,494	71,852,512	70,766,996	83,074,897	70,035,386	71,380,305	61,060,800	75,244,120	17,379,936	81,156,096	83,583,533	86,095,507	88,679,942	91,336,838	94,078,272	96,904,243	99,802,675	69,539,635
BSF	10,663,650	71,397,334	62,567,170	34,825,897	63,687,011	70,035,386	71,380,305	61,060,800	75,244,120										
BPP	-	456,290	-	-	1,346,769	-	-	-	-										
BEC/BPC	6,988,500	5,076,870	9,285,342	35,941,099	18,041,117	-	-	-	-										
Exhausted Steam	5,525,129	48,549,438	55,908,195	31,721,544	55,115,894	48,654,859	36,552,978	46,517,850	43,781,438	9,749,880	75,651,240	77,910,336	80,245,368	82,656,336	85,143,240	87,687,096	90,325,872	93,040,584	39,010,944
Other Revenues																			
Condensate from BPP	-	468,032	-	295,480	-	-	-	-	-										
Condensate from BPC/BEC	-	-	-	2,538,677	4,453,576	-	-	-	-										
Compensation from BSF (Electricity,Steam)	-	1,481,435	2,072,686	20,761,242	9,164,931	4,942,677	7,477,990	17,230,973	9,119,007										
Total Revenues	**122,661,612**	**407,182,029**	**378,054,991**	**322,096,261**	**372,346,640**	**375,775,471**	**359,734,329**	**365,661,728**	**367,965,993**	**77,434,543**	**430,804,235**	**438,083,612**	**443,138,159**	**449,189,140**	**455,394,727**	**462,596,445**	**468,293,174**	**474,992,942**	**188,375,220**
Cost and Expenses																			
Material Cost																			
Bagasse Cost	35,290,847	93,579,973	80,387,481	63,006,112	79,671,693	77,319,929	80,498,576	79,181,114	84,536,814	16,514,722	89,103,893	89,854,801	90,014,585	90,357,858	90,703,162	91,232,678	91,401,818	91,755,195	35,372,965
	12,677,040	89,961,160	74,499,406	47,812,494	52,820,160	67,005,702	69,571,094	72,332,178	74,537,993										
	16,020,738	2,948,987	5,888,076	15,193,618	26,736,543	9,011,781	7,952,684	4,482,345	7,306,915										
	6,593,070	669,826	-	-	114,990	1,302,445	2,974,798	2,366,592	2,691,906										
Reverse Osmosis (RO) Cost	1,066,365	7,139,733	6,256,717	3,482,590	6,368,701	7,004,747	7,139,226	6,107,073	7,525,600	1,738,260	8,116,817	8,360,769	8,611,966	8,870,410	9,136,099	9,410,243	9,692,840	9,983,891	6,956,414
Condensate Water Cost	6,522,300	34,961,084	41,420,719	35,773,138	44,935,328	32,822,565	24,659,837	31,374,995	29,532,655	6,576,192	51,027,094	52,557,204	54,134,774	55,757,906	57,430,397	59,154,144	60,929,148	62,757,307	26,313,840
Paid to BSF	3,726,900	32,747,820	37,706,932	21,397,356	37,180,518	32,822,565	24,659,837	31,374,995	29,532,655										
Paid to BPP	-	182,516	-	-	538,684	-	-	-	-										
Paid to BEC/BPC	2,795,400	2,030,748	3,713,787	14,375,782	7,216,126	-	-	-	-										
Others																			
Live steam paid to BPP	-	1,170,080	-	738,733	-	-	-	-	-										
Live steam paid to BPC/BEC	-	-	-	6,346,982	11,134,435	-	-	-	-										
Total Material Cost	**42,879,512**	**136,850,870**	**128,064,917**	**109,347,555**	**142,110,157**	**117,147,241**	**112,297,639**	**116,663,182**	**121,595,069**	**24,829,174**	**148,247,804**	**150,772,774**	**152,761,325**	**154,986,174**	**157,269,658**	**159,797,065**	**162,023,806**	**164,496,392**	**68,643,219**
Other Cost																			
Power Development Fund Cost	169,502	712,830	568,252	454,423	530,080	568,290	570,424	568,391	551,660	117,120	633,600	635,520	633,600	633,600	633,600	635,520	633,600	633,600	178,560
Custodian Charge	10,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	6,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	6,400
Insurance Premium	1,821,041	1,292,915	1,294,001	1,785,434	1,785,434	1,715,781	1,602,123	3,126,926	2,798,930	707,037	2,912,990	3,000,380	3,090,391	3,183,103	3,278,596	3,376,954	3,478,263	3,582,611	1,587,244
Accounting Auditor Fee	26,777	407,207	576,549	574,217	570,445	452,813	499,952	409,482	483,422	112,200	457,776	466,932	476,270	485,796	495,511	505,422	515,530	525,841	536,358
Lump Sum Cost	12,585,355	30,950,784	33,922,757	33,152,278	33,979,265	37,239,300	52,391,753	59,106,956	62,774,722	15,625,870	63,965,563	85,122,893	91,552,364	93,645,999	98,315,653	98,903,756	101,055,649	106,196,734	33,068,499
Total Other Cost	**14,612,675**	**33,387,736**	**36,385,559**	**35,990,352**	**36,889,224**	**40,000,184**	**55,088,252**	**63,235,755**	**66,632,734**	**16,568,227**	**67,993,929**	**89,249,725**	**95,776,626**	**97,972,498**	**102,747,361**	**103,445,652**	**105,707,042**	**110,962,785**	**35,377,060**
Total Cost and Expenses	**57,492,187**	**170,238,606**	**164,450,476**	**145,337,907**	**178,999,382**	**157,147,425**	**167,385,891**	**179,898,937**	**188,227,803**	**41,397,400**	**216,241,733**	**240,022,499**	**248,537,951**	**252,958,672**	**260,017,019**	**263,242,717**	**267,730,848**	**275,459,178**	**104,020,279**
Free Cash Flow	**65,169,425**	**236,943,424**	**213,604,515**	**176,758,353**	**193,347,258**	**218,628,046**	**192,348,438**	**185,762,790**	**179,738,191**	**36,037,143**	**214,562,501**	**198,061,113**	**194,600,208**	**196,230,468**	**195,377,708**	**199,353,728**	**200,562,326**	**199,533,764**	**84,354,941**
Adjustment Factor										1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Adjusted Free Cash Flow										36,037,143	214,562,501	198,061,113	194,600,208	196,230,468	195,377,708	199,353,728	200,562,326	199,533,764	84,354,941
Discount Period										0.13	0.75	1.75	2.75	3.75	4.75	5.75	6.75	7.75	8.38
Discount Factor										0.993	0.959	0.908	0.859	0.812	0.768	0.727	0.688	0.651	0.628
Present Value										**35,788,292**	**205,824,744**	**179,749,623**	**167,084,855**	**159,398,869**	**150,147,747**	**144,941,644**	**137,956,826**	**129,847,994**	**53,006,100**

Discount Rate	5.70%
Net Present Value (Baht)	**1,363,746,695**

Buriram Power Co., Ltd. (BPC)
Cash Flow Assumptions

		Actual									Projected									
		2017 2560 Aug - Dec	2018 2561 Jan - Dec	2019 2562 Jan - Dec	2020 2563 Jan - Dec	2021 2564 Jan - Dec	2022 2565 Jan - Dec	2023 2566 Jan - Dec	2024 2567 Jan - Dec	2025 2568 Jan - Dec	2026 2569 Oct - Dec	2027 2570	2028 2571	2029 2572	2030 2573	2031 2574	2032 2575	2033 2576	2034 2577	2035 2578 1 Jan - 6 Apr
No. of Operatinf Days		122.00	338.00	302.00	268.00	298.00	315.00	326.00	318.00	323.00	61.00	330.00	331.00	330.00	330.00	330.00	331.00	330.00	330.00	93.00
Crushing		27.00	199.00	148.00	110.00	194.00	180.00	142.00	168.00	159.00	30.00	136.00	136.00	136.00	136.00	136.00	136.00	136.00	136.00	92.00
Melting		-	11.00	82.00	19.00	4.00	6.00	-	2.00	3.00	-	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	-
Fully Condensing		95.00	128.00	72.00	139.00	100.00	129.00	184.00	148.00	161.00	31.00	104.00	105.00	104.00	104.00	104.00	105.00	104.00	104.00	1.00
No. of Hours in a day		24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Revenue:																				
Electricity to PEA																				
Electricity Production																				
Contracted Capacity	kW	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
Electricity Sold	kWh	22,230,051	61,997,385	54,292,998	36,924,693	41,592,521	54,134,802	53,493,501	55,946,460	55,237,436	11,712,000	63,360,000	63,552,000	63,360,000	63,360,000	63,360,000	63,552,000	63,360,000	63,360,000	17,856,000
PEA Charge (2% of Net Unit Sold)	kWh	441,430	1,235,435	1,080,516	730,209	826,512	1,076,715	1,060,301	1,113,014	1,099,222	234,240	1,267,200	1,271,040	1,267,200	1,267,200	1,267,200	1,271,040	1,267,200	1,267,200	357,120
Electricity Price																				
FiTf	THB/kWh	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39
FiTv	THB/kWh	1.8500	1.8604	1.8736	1.8833	1.8888	1.8931	1.9406	1.9652	1.9762	1.9928	2.0227	2.0510	2.0678	2.0848	2.1019	2.1191	2.1365	2.1540	2.1717
	% Growth Rate		*0.56%*	*0.71%*	*0.52%*	*0.29%*	*0.23%*	*2.51%*	*1.27%*	*0.56%*	*0.84%*	*1.50%*	*1.40%*	*0.82%*	*0.82%*	*0.82%*	*0.82%*	*0.82%*	*0.82%*	*0.82%*
FiTp	THB/kWh	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total FiT Price		4.5400	4.5504	4.5636	4.5733	4.5788	4.5831	4.4090	4.3552	4.3662	4.3828	4.4127	4.4410	4.4578	4.4748	4.4919	4.5091	4.5265	4.5440	4.5617
Electricity to BSF																				
Electricity Production	kWh	160,116	937,560	1,489,525	6,961,328	7,807,227	2,101,476	2,905,658	479,949	892,250										
Electricity Price	THB/kWh	3.52	3.48	3.34	4.38	4.34	4.27	4.5	4.3	3.9										
Live Steam to BSF																				
Contracted Capacity	ton/hour	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00
Live Steam Sold	ton	21,327	138,636	117,940	63,737	113,161	120,834	119,565	99,302	118,794	26,640	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	81,696
Live Steam Price	THB/ton	500.00	515.00	530.47	546.40	562.80	579.60	597.00	614.90	633.40	652.40	672.00	692.10	712.90	734.30	756.30	779.00	802.40	826.40	851.20
	% Growth Rate		*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*
Exhaust Steam to BSF																				
Contracted Capacity	ton/hour	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
Exhaust Steam Sold	ton	18,635	158,970	177,712	97,906	165,166	141,562	103,257	127,551	116,564	25,200	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	77,280
Exhaust Steam Price	THB/ton	296.50	305.40	314.60	324.00	333.70	343.70	354.00	364.70	375.60	386.90	398.50	410.40	422.70	435.40	448.50	461.90	475.80	490.10	504.80
	% Growth Rate		*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*

		Actual									Projected									
		2017 2560 Aug - Dec	2018 2561 Jan - Dec	2019 2562 Jan - Dec	2020 2563 Jan - Dec	2021 2564 Jan - Dec	2022 2565 Jan - Dec	2023 2566 Jan - Dec	2024 2567 Jan - Dec	2025 2568 Jan - Dec	2026 2569 Oct - Dec	2027 2570	2028 2571	2029 2572	2030 2573	2031 2574	2032 2575	2033 2576	2034 2577	2035 2578 1 Jan - 6 Apr
Cost and Expenses:																				
Material Cost																				
Bagasse Cost																				
Electricity Generation and Steam Consumption																				
Electricity Internal Use	% of total generat	13.82%	13.37%	14.05%	14.11%	14.73%	14.98%	14.43%	14.58%	14.51%	14.51%	14.51%	14.51%	14.51%	14.51%	14.51%	14.51%	14.51%	14.51%	14.51%
Electricity Internal Use	kW					1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
Electricity Generation - Crushing	kWh					44,697,600	41,472,000	32,716,800	38,707,200	36,633,600	6,912,000	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	21,196,800
Electricity Generation - Melting	kWh					921,600	1,382,400	-	460,800	691,200	-	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	-
Electricity Generation - Fully Condensing	kWh					23,040,000	29,721,600	42,393,600	34,099,200	37,094,400	7,142,400	23,961,600	24,192,000	23,961,600	23,961,600	23,961,600	24,192,000	23,961,600	23,961,600	230,400
Generated Steam Consumption for Electricity	t.stm./MW					6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573
Steam Consumption - Crushing	t.stm.					383,908	372,042	317,740	333,763	340,695	68,508	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	210,091
Generated Steam Consumption for Electricity	t.stm./MW					6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104
Steam Consumption - Melting	t.stm.					5,539	8,309	-	2,770	4,154	-	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	-
Generated Steam Consumption for Electricity	t.stm./MW					4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656
Steam Consumption - Fully Condensing	t.stm.					109,799	141,641	202,031	162,503	176,777	34,038	114,191	115,289	114,191	114,191	114,191	115,289	114,191	114,191	1,098
Bagasse Consumption																				
Steam to Bagasse Consumption - Crushing	t.stm./t.bagasse					2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482
Bagasse Consumption - Crushing	t. bagasse					170,762	165,485	141,331	148,458	151,541	30,472	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	93,449
Steam to Bagasse Consumption - Melting	t.stm./t.bagasse					2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429
Bagasse Consumption - Melting	t. bagasse					2,470	3,704	-	1,235	1,852	-	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	-
Steam to Bagasse Consumption - Fully Cond	t.stm./t.bagasse					2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430
Bagasse Consumption - Fully Condensing	t. bagasse					48,952	63,148	90,072	72,449	78,813	15,175	50,910	51,400	50,910	50,910	50,910	51,400	50,910	50,910	490
Total Bagasse Consumption	ton	100,713	266,787	224,349	176,618	223,896	215,833	222,358	221,622	235,087	45,648	244,619	245,108	244,619	244,619	244,619	245,108	244,619	244,619	93,938
Bagasse Price	THB/ton	350.0000	350.8585	351.9481	352.7488	353.2028	353.5578	353.2028	359.5095	360.4175	361.7878	364.2560	366.5921	367.9789	369.3822	370.7938	372.2136	373.6499	375.0945	376.5556
	% Growth Rate		*0.25%*	*0.31%*	*0.23%*	*0.13%*	*0.10%*	*1.11%*	*0.57%*	*0.25%*	*0.38%*	*0.68%*	*0.64%*	*0.38%*	*0.38%*	*0.38%*	*0.38%*	*0.39%*	*0.39%*	*0.39%*
Reverse Osmosis (RO) Cost																				
Reverse Osmosis (RO) Water Usage	ton	21,327	138,636	117,940	63,737	113,161	120,834	119,565	99,302	118,794	26,640	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	81,696
Reverse Osmosis (RO) Price	THB/ton	50.00	51.50	53.05	54.64	56.28	57.97	59.71	61.50	63.35	65.25	67.21	69.23	71.31	73.45	75.65	77.92	80.26	82.67	85.15
	% Growth Rate		*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*
Condensate Water Cost																				
Condensate Water Usage	ton	18,635	158,970	177,712	97,906	165,166	141,562	103,257	127,551	116,564	25,200	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	77,280
Condensate Water Price	THB/ton	200.00	206.00	212.18	218.55	225.11	231.86	238.82	245.98	253.36	260.96	268.79	276.85	285.16	293.71	302.52	311.60	320.95	330.58	340.50
	% Growth Rate		*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*	*3.0%*
Other Cost																				
Power Development Fund Cost	THB/kWh	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Custodian Charge	*% Growth Rate*		140.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-73.3%
Insurance Premium	*% Growth Rate*		-29.0%	0.1%	38.0%	0.0%	-3.9%	-6.6%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Accounting Auditor Fee	*% Growth Rate*		1420.7%	41.6%	-0.4%	-0.7%	-20.6%	10.4%	0.0%	0.0%	0.0%	308.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Lump Sum Cost	THB		30,950,784	33,922,757	33,152,278	33,979,265	37,239,300	52,391,753	59,106,956	62,774,722	62,503,480	63,965,563	85,122,893	91,552,364	93,645,999	98,315,653	98,903,756	101,055,649	106,196,734	33,068,499

ภาคผนวก 1.3

การคำนวณอัตราคิดลด

BURIRAM SUGAR GROUP POWER PLANT INFRASTRUCTURE FUND (BRRGIF)

Calculation of Weighted Average Cost of Capital ("WACC")
Valuation as of September 30, 2026

Guideline Company	Published Levered Beta (a)	Book Value Interest-Bearing Debt (b) (Baht Millions*)	Liquidation Value Preferred Stock (b) (Baht Millions*)	Stock Price per Share (b) (Baht*)	Common Shares Outstanding (b) (Millions)	Market Value of Common Equity (c) (Baht Millions*)	Total Invested Capital ("TIC") (d) (Baht Millions*)	Debt to TIC (e)	Equity to TIC (f)
Electricity Generating PCL (EGCO)	0.877	101,379.83	-	125.50	526.47	66,071.36	167,451.18	61%	39%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	1.327	108,695.38	-	46.50	2,819.73	131,117.42	239,812.79	45%	55%
Ratchaburi Electricity Generating Holding P	0.894	114,800.69	-	37.00	2,175.00	80,475.00	195,275.69	59%	41%
AVERAGE	1.033	108,291.97	-	69.67	1,840.40	92,554.59	200,846.56	55%	45%
MEDIAN	0.894	108,695.38	-	46.50	2,175.00	80,475.00	195,275.69	59%	41%

* Data is presented in millions of Baht for all guideline publicly traded companies unless noted otherwise.

Concluded Variables

Capital Structure for the Subject Company		
Percent Debt	0%	
Percent Equity	100%	
Tax Rate for the Subject Company	0.0%	(g)
Levered/Relevered Beta for the Subject Company	0.54	

Computation of Unlevered Beta for Guideline Companies

BU = BL / [1 + (1 - T) x (Wd / We)]

	BU	Tax Rate
Electricity Generating PCL (EGCO)	0.39	20.0%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	0.80	20.0%
Ratchaburi Electricity Generating Holding PCL (RATCH)	0.42	20.0%
AVERAGE	0.54	
MEDIAN	0.42	

Computation of Relevered Beta for Subject Company

BL = BU x [1 + (1 - T) x (Wd / We)]

Concluded Unlevered Beta	0.54
Relevered Beta for Subject Company	0.54

Definitions:
BU = Beta unlevered
BL = Beta levered
T = Income tax rate for the company
Wd = Percentage of debt capital in the capital structure; debt capital is comprised of interest-bearing debt and preferred stock
We = Percentage of equity capital in the capital structure; equity capital is comprised of the market value of common equity

Notes:
(a) Three-year beta, if available, from Bloomberg
(b) Data are based on information from Settrade
(c) Market Value of Common Equity = Stock Price per Share x Common Shares Outstanding
(d) Total Invested Capital ("TIC") = Book Value Interest-Bearing Debt + Liquidation Value Preferred Stock + Market Value of Common Equity
(e) (Book Value Interest-Bearing Debt + Liquidation Value Preferred Stock) / TIC
(f) Market Value of Common Equity / TIC
(g) This is the estimated effective tax rate for the subject company.

BURIRAM SUGAR GROUP POWER PLANT INFRASTRUCTURE FUND (BRRGIF)

Calculation of Country Specific Weighted Average Cost of Capital ("WACC")
Valuation as of September 30, 2026

International Discount Rate Model

Subject Country: **Thailand**

	Cost of Capital	% in Capital Structure	Weighted Cost
Debt	5.76%	0.00%	0.00%
Equity	5.14%	100.00%	5.14%
Weighted Average Cost of Capital			5.14%

Concluded WACC	**5.10%**

Cost of Equity			Source
Risk-Free Rate of Return		1.80%	Yield on 5-year Thai government bonds as of September 30, 2026.
Plus Equity Risk Premium:			
Thailand Equity Risk Premium	6.18%		Professor Damodaran's estimate (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/)
Levered/Relevered Beta for the Subject Company	0.54		Relevered 3-year beta from Bloomberg, for guideline publicly traded companies
Concluded Equity Risk Premium		3.34%	Thailand Equity Risk Premium x Levered/Relevered Beta for the Subject Company
Specific Company Risk Adjustment		0.00%	
Indicated Cost of Equity		5.14%	
Concluded Cost of Equity		5.14%	

Cost of Debt		
Concluded Pretax Cost of Debt	5.76%	Average long-term Thai BBB-rated corporate bond rate from Thai Bond Market Association
Tax Rate for the Subject Company	0.00%	Estimated effective tax rate
Concluded After-Tax Cost of Debt	5.76%	

BURIRAM SUGAR GROUP POWER PLANT INFRASTRUCTURE FUND (BRRGIF)

Calculation of Weighted Average Cost of Capital ("WACC")
Valuation as of September 30, 2026

Guideline Company	Published Levered Beta (a)	Book Value Interest-Bearing Debt (b) (Baht Millions*)	Liquidation Value Preferred Stock (b) (Baht Millions*)	Stock Price per Share (b) (Baht*)	Common Shares Outstanding (b) (Millions)	Market Value of Common Equity (c) (Baht Millions*)	Total Invested Capital ("TIC") (d) (Baht Millions*)	Debt to TIC (e)	Equity to TIC (f)
Electricity Generating PCL (EGCO)	0.877	101,379.83	-	125.50	526.47	66,071.36	167,451.18	61%	39%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	1.327	108,695.38	-	46.50	2,819.73	131,117.42	239,812.79	45%	55%
Ratchaburi Electricity Generating Holding P	0.894	114,800.69	-	37.00	2,175.00	80,475.00	195,275.69	59%	41%
AVERAGE	1.033	108,291.97	-	69.67	1,840.40	92,554.59	200,846.56	55%	45%
MEDIAN	0.894	108,695.38	-	46.50	2,175.00	80,475.00	195,275.69	59%	41%

* Data is presented in millions of Baht for all guideline publicly traded companies unless noted otherwise.

Concluded Variables

Capital Structure for the Subject Company		
Percent Debt	0%	
Percent Equity	100%	
Tax Rate for the Subject Company	0.0%	(g)
Levered/Relevered Beta for the Subject Company	0.54	

Computation of Unlevered Beta for Guideline Companies

BU = BL / [1 + (1 - T) x (Wd / We)]

	BU	Tax Rate
Electricity Generating PCL (EGCO)	0.39	20.0%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	0.80	20.0%
Ratchaburi Electricity Generating Holding PCL (RATCH)	0.42	20.0%
AVERAGE	0.54	
MEDIAN	0.42	

Computation of Relevered Beta for Subject Company

BL = BU x [1 + (1 - T) x (Wd / We)]

Concluded Unlevered Beta	0.54
Relevered Beta for Subject Company	0.54

Definitions:
BU = Beta unlevered
BL = Beta levered
T = Income tax rate for the company
Wd = Percentage of debt capital in the capital structure; debt capital is comprised of interest-bearing debt and preferred stock
We = Percentage of equity capital in the capital structure; equity capital is comprised of the market value of common equity

Notes:
(a) Three-year beta, if available, from Bloomberg
(b) Data are based on information from Settrade
(c) Market Value of Common Equity = Stock Price per Share x Common Shares Outstanding
(d) Total Invested Capital ("TIC") = Book Value Interest-Bearing Debt + Liquidation Value Preferred Stock + Market Value of Common Equity
(e) (Book Value Interest-Bearing Debt + Liquidation Value Preferred Stock) / TIC
(f) Market Value of Common Equity / TIC
(g) This is the estimated effective tax rate for the subject company.

BURIRAM SUGAR GROUP POWER PLANT INFRASTRUCTURE FUND (BRRGIF)

Calculation of Country Specific Weighted Average Cost of Capital ("WACC")
Valuation as of September 30, 2026

International Discount Rate Model

Subject Country: **Thailand**

	Cost of Capital	% in Capital Structure	Weighted Cost
Debt	6.33%	0.00%	0.00%
Equity	5.71%	100.00%	5.71%
Weighted Average Cost of Capital			5.71%

Concluded WACC	**5.70%**

Cost of Equity			Source
Risk-Free Rate of Return		2.37%	Yield on 10-year Thai government bonds as of September 30, 2026.
Plus Equity Risk Premium:			
Thailand Equity Risk Premium	6.18%		Professor Damodaran's estimate (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/)
Levered/Relevered Beta for the Subject Company	0.54		Relevered 3-year beta from Bloomberg, for guideline publicly traded companies
Concluded Equity Risk Premium		3.34%	Thailand Equity Risk Premium x Levered/Relevered Beta for the Subject Company
Specific Company Risk Adjustment		0.00%	
Indicated Cost of Equity		5.71%	
Concluded Cost of Equity		5.71%	

Cost of Debt		
Concluded Pretax Cost of Debt	6.33%	Average long-term Thai BBB-rated corporate bond rate from Thai Bond Market Association
Tax Rate for the Subject Company	0.00%	Estimated effective tax rate
Concluded After-Tax Cost of Debt	6.33%	