

สรุปรายงานการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน

มูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าชีวมวล 2 แห่งของ
บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด และบริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด

เลขที่ 289 และ 284 หมู่ 2 ซอยสาธารณประโยชน์ไม่มีชื่อ แยกจากถนนสายบ้านหนองดี-บ้านสาวเอ้
(ทางหลวงชนบท บร. 3010, ระหว่างหลักกิโลเมตรที่ 6-7)

ตำบลหินเหล็กไฟ อำเภอคูเมือง จังหวัดบุรีรัมย์

รายงานเลขที่ 2026/194

เสนอ: บริษัทหลักทรัพย์จัดการกองทุนรวม บัวหลวง จำกัด

175 อาคารสารคดีตาวเวอร์ ชั้น 7 ชั้น 21 และชั้น 26

ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพมหานคร 10120

ฉบับเฉพาะ

วันที่ 6 พฤษภาคม พ.ศ. 2569

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

เรียน ผู้จัดการกองทุนฯ

รายงานของบริษัทฯ เลขที่ 2026/194

ตามความประสงค์ของท่าน บริษัท อเมริกัน แอ็พเพรชัล (ประเทศไทย) จำกัด ได้ทำการสอบทานประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการ โรงไฟฟ้าชีวมวลของบริษัท นูริรัมย์พลังงาน จำกัด (“บีอีซี”) และ บริษัท นูริรัมย์เพาเวอร์ จำกัด (“บีพีซี”) (เรียกรวมว่า “ทรัพย์สิน”) ของกองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาลนูริรัมย์ (“บีอาร์อาร์จีไอเอฟ”) ตามรายงานการประเมินค่าของบริษัท อเมริกัน แอ็พเพรชัล (ประเทศไทย) จำกัด ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567 (รายงานเลขที่ 2023/472)

ที่ตั้งของทรัพย์สินเป็นดังต่อไปนี้

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

โดยรายงานนี้จะใช้เพื่อวัตถุประสงค์สาธารณะทางบัญชี วันที่ทำการประเมิน คือ วันที่ 31 มีนาคม พ.ศ. 2569

รายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า ภายใต้อสัญญาโอนสิทธิรายได้สุทธิฯ สามารถคำนวณได้ตามสูตรดังต่อไปนี้ โดยให้คำนวณรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าเป็นรายเดือน

รายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า = รายได้ค่าซื้อขายไฟฟ้า + รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำ + รายได้อื่นๆที่ได้รับจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า - ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดแสดงไว้ในหัวข้อการประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยวิธีคิดจากรายได้

โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทั้ง 2 แห่ง เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ซึ่งมีปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบแต่ละแห่งไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยการนำเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ กากอ้อยมาเผาเพื่อให้เกิดความร้อน แล้วใช้ความร้อนดังกล่าวต้มน้ำในหม้อไอน้ำ เพื่อให้เกิดไอน้ำแรงดันสูงสำหรับการหมุนกังหันไอน้ำที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งจะผลิตกระแสไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่สายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (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 31 มีนาคม พ.ศ. 2569 สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ของโรงไฟฟ้า บีอีซี มีระยะเวลาคงเหลือ 2.36 ปี โดยสิ้นสุดวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 และของโรงไฟฟ้า บีพีซี มีระยะเวลาคงเหลือ 9.02 ปี โดยสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578

สำหรับการสอบทานการประเมินมูลค่าครั้งนี้ ทางบริษัทฯ ใช้วิธีคิดจากรายได้ ในการประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และ บีพีซี

จากการตรวจสอบทรัพย์สินครั้งนี้ บริษัทฯ ได้ปรับปรุงผลสรุปมูลค่าอ้างอิงตามข้อมูลจากการปรับปรุงอัตราการเติบโตของค่าไฟฟ้า จากร้อยละ 1.3 เป็นร้อยละ 0.84 ในปี พ.ศ. 2569 จากร้อยละ 0.95 เป็นร้อยละ 0.80 ในปี พ.ศ. 2570 จากร้อยละ 0.95 เป็นร้อยละ 1.00 ในปี พ.ศ. 2571 จากร้อยละ 0.95 เป็น

ร้อยละ 0.82 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2572 และปรับปรุงค่าของทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักโดยสัดส่วนเงินทุน หรือ Weighted Average Cost of Capital สำหรับโรงไฟฟ้า บีอีซี และบีพีซี ซึ่งทำให้อัตราคิดลดที่เหมาะสมในการประเมินมูลค่าทรัพย์สินเท่ากับร้อยละ 4.70 และร้อยละ 5.20 ตามลำดับ (จากเดิมที่ ณ วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2566 เท่ากับร้อยละ 6.00)

บริษัทฯ ขอแสดงความเห็นการสอบทานการประเมินมูลค่ายุติธรรมดังรายละเอียดต่อไปนี้

การประเมิน	มูลค่ายุติธรรมของรายได้สุทธิของปีอาร์อาร์จีไอเอฟ	
	วันที่ 31 มีนาคม พ.ศ. 2569	
	บีอีซี	บีพีซี
มูลค่ายุติธรรมใหม่		
(ตามรายงานเลขที่ 2026/102 ณ วันที่ 6 พฤษภาคม พ.ศ. 2569)	342,000,000 บาท	1,446,000,000 บาท
มูลค่ายุติธรรมเดิม		
(ตามรายงานเลขที่ 2023/472 ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567)	341,000,000 บาท	1,409,000,000 บาท

ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

บริษัทฯ ไม่ได้ดำเนินการตรวจสอบ และไม่รับผิดชอบใดๆ ในสิ่งที่เกี่ยวข้องกับความเป็นเจ้าของ หรือหนี้สินใดๆ ที่บังเกิดขึ้นจากทรัพย์สินที่บริษัทฯ ได้ทำการประเมินค่า

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



(นางชมพูนุช ฉัตรมหากุลชัย)
ผู้จัดการฝ่ายประเมินทางการเงิน
ผู้ประเมินหลักชั้นสามัญ – สม. 996

ผู้ประเมิน - วันเพ็ญ ต้องวัฒนา
รายงานเลขที่ 2026/194

ขอแสดงความนับถือ



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

เอกสารแนบ เงื่อนไขข้อจำกัด

บริษัทฯ ทำการประเมินภายใต้สมมติฐานทั่วไปและเงื่อนไขข้อจำกัดดังนี้:

1. บริษัทฯ เข้าใจว่า ข้อมูลทั้งหมดรวมถึงข้อมูลทางการเงินในอดีต ที่บริษัทฯ ใช้ในการได้มาซึ่งข้อคิดเห็น และบทสรุป หรืออื่นๆ ในรายงานฉบับนี้เป็นจริง และถูกต้อง แม้แหล่งที่มาของข้อมูลจะน่าเชื่อถือ บริษัทฯ ไม่รับประกันและไม่รับผิดชอบ ต่อข้อเท็จจริงหรือความถูกต้องของข้อมูล ข้อคิดเห็นหรือประมาณการ ซึ่งได้รับจากผู้อื่นแล้วนำมาใช้ในการวิเคราะห์นี้
2. บริษัทฯ ไม่รับผิดชอบในเรื่องที่เกี่ยวข้องกับกฎหมาย บริษัทฯ ไม่ได้ทำการตรวจสอบกรรมสิทธิ์ หรือภาระทางกฎหมายของทรัพย์สินที่ทำการประเมิน บริษัทฯ ถือว่าคำกล่าวอ้างของเจ้าของเป็นจริง สิทธิเหนือทรัพย์สินถูกต้องและสามารถทำการซื้อขายได้ และไม่มีข้ออุปสรรคใดที่แก้ไขไม่ได้ด้วยขั้นตอนปกติ
3. การมีรายงานหรือสำเนาของรายงานฉบับนี้ในครอบครอง มิได้หมายถึงการได้มาด้วยสิทธิในการตีพิมพ์เผยแพร่ บริษัทฯ ห้ามมิให้มีการเผยแพร่ส่วนหนึ่งส่วนใดของรายงานฉบับนี้ (โดยเฉพาะอย่างยิ่งข้อสรุป หลักฐานแสดงตัวบุคคลที่ลงนาม หรือที่เกี่ยวข้องกับรายงานฉบับนี้ หรือบริษัทที่บุคคลนั้นๆ เกี่ยวข้อง หรือการอ้างถึงสมาคมทางวิชาชีพหรือองค์กร ที่บุคคลนั้นๆ เป็นสมาชิก หรือการได้รับแต่งตั้งจากองค์กรนั้นๆ) ต่อบุคคลที่สาม ไม่ว่าจะป็นหนังสือชี้ชวน การโฆษณา การประชาสัมพันธ์ ข่าว หรือช่องทางการสื่อสารใดๆ โดยไม่ได้รับความยินยอมที่เป็นลายลักษณ์อักษรจากบริษัทฯ
4. พื้นที่ รูปร่าง และบทพรรณนาของทรัพย์สินที่ทำการประเมิน ที่บริษัทฯ ใช้ในการวิเคราะห์นี้ บริษัทฯ มิได้ทำการตรวจสอบข้อเท็จจริง ยกเว้นกรณีระบุเป็นอื่นในรายงาน พื้นที่ รูปร่าง และบทพรรณนาของทรัพย์สิน ที่อยู่ในรายงาน มีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นเครื่องชี้แสดงสินทรัพย์เท่านั้น และไม่ควรนำไปใช้ในการโอนกรรมสิทธิ์ หรือเอกสารทางกฎหมายอื่นใด โดยไม่ได้รับการตรวจสอบข้อเท็จจริงจากทนายความ ผังบริเวณ (ถ้ามี) ที่แสดงในรายงาน มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยในการมองเห็นภาพของทรัพย์สิน และบรรดาสິงแวดล้อม แม้ว่าเนื้อหาสาระในรายงานจะมาจากข้อมูลที่ดีที่สุดที่ได้ เนื้อหาสาระเหล่านั้นก็มิได้ถือเป็นการตรวจสอบ หรือนำไปใช้เป็นมาตรฐานกับทรัพย์สินอื่นๆ
5. ถ้ามิได้ระบุเป็นอย่างอื่น บริษัทฯ ไม่มีหน้าที่ และไม่ได้ทำการศึกษาลักษณะสิ่งแวดล้อม บริษัทฯ ถือว่ามีการปฏิบัติตามข้อบังคับและกฎหมายสิ่งแวดล้อม ยกเว้นกรณีระบุเป็นอื่นในรายงาน นอกจากนี้หากในการดำเนินการนั้นมีข้อบังคับในด้านการขออนุญาตใดๆ เช่น สัมปทาน หรือ ใบอนุญาต บริษัทฯ มีสมมติฐานว่าการดำเนินการนั้นได้รับสัมปทาน หรือได้รับอนุญาตในการดำเนินการตามกฎระเบียบข้อบังคับของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จากทั้งหน่วยงานท้องถิ่น หรือหน่วยงานในระดับประเทศ ตามแต่จะถูกบังคับใช้และมีผลเกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ข้อมูล
6. มูลค่าที่ประเมินในรายงาน ไม่คำนึงรวมถึงผลกระทบจากสสารเช่น แร่ใยหิน ควันกัมมันตรังสี สารเคมีอื่นๆ ขยะที่เป็นพิษ หรือ วัสดุที่มีแนวโน้มเป็นอันตราย หรือความเสียหายทางโครงสร้าง หรือการทำให้สิ่งแวดล้อมแปรเปลี่ยน ที่เกิดจากแผ่นดินไหว หรือสาเหตุอื่น ยกเว้นระบุเป็นอื่นในรายงาน บริษัทฯ ขอแนะนำให้ผู้อ่านรายงาน ปรึกษาวิศวกร โครงสร้างที่เหมาะสม และ/หรือ นักสุขวิทยาอุตสาหกรรม เพื่อการประเมิน ความเสียหายทางโครงสร้าง/ทางสิ่งแวดล้อม ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อมูลค่า
7. ในรายงานการประเมินนี้ บริษัทฯ ไม่มีหน้าที่ และไม่ได้ทำการวิเคราะห์ดิน หรือสัณฐานวิทยา และไม่ได้ทำการตรวจสอบน้ำ น้ำมัน ก๊าซ หรือ แร่ธาตุบนดิน และสิทธิหรือสภาวะการใช้ประโยชน์ ยกเว้นระบุเป็นอื่นในรายงาน
8. บริษัทฯ เข้าใจว่า กฎข้อบังคับผังเมืองและการใช้ประโยชน์ ได้รับการปฏิบัติตาม ยกเว้นกรณีที่มีการฝ่าฝืนกฎข้อบังคับในรายงาน นอกจากนี้ยังถือว่าการปรับปรุงและการทำให้เกิดประโยชน์ของที่ดิน อยู่ภายในขอบเขตของทรัพย์สิน และไม่มีภาระผูกพัน 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 จะไม่ถูกต้องตามกฎหมายหากไม่มีรอยกกดตราประทับของ บริษัท ฯ

สมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐาน

เมื่อความเห็นของมูลค่าอยู่ภายใต้สมมติฐานพิเศษหรือเงื่อนไขสมมติฐาน ผู้ประเมินต้องระบุเงื่อนไขนั้น เพื่อแสดงให้เห็นชัดเจนว่ามีผลกระทบต่อความเห็นหรือผลสรุปของมูลค่า สมมติฐานพิเศษคือสมมติฐานที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับทรัพย์สินที่ประเมิน โดยเฉพาะซึ่งถ้าไม่เป็นจริงจะสามารถทำให้ความเห็นหรือผลสรุปของมูลค่าเปลี่ยนแปลงไป 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

- การใช้เงื่อนไขสมมติฐานมีความจำเป็นอย่างชัดเจนสำหรับวัตถุประสงค์ทางกฎหมาย สำหรับการวิเคราะห์ที่สมเหตุสมผล 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 ได้รับเอกสารจากบิอาร์อาร์จีไอเอฟดังต่อไปนี้
 1. สำเนาสัญญาเช่าที่ดินพร้อมสำเนาโฉนดที่ดินและผังรวมที่ดินของบีอีซีและบีพีซี
 2. แบบแปลนอาคาร และสำเนาใบอนุญาตปลูกสร้างอาคารของบีอีซีและบีพีซี
 3. สำเนาใบจดทะเบียนเครื่องจักรของบีอีซีและบีพีซี
 4. ราคาทางบัญชีของทรัพย์สินแสดงวัน และราคาที่ได้มา ตลอดจนราคาสุทธิของทรัพย์สินแต่ละรายการของบีอีซีและบีพีซี
 5. สัญญาให้บริการที่ปรึกษางานเดินระบบ และงานซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าบุรีรัมย์พลังงาน (Buriram Energy) ระหว่าง บริษัท เอ ทีเอ็ม อินเตอร์เทรด จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ลงวันที่ 1 สิงหาคม พ.ศ. 2560
 6. สัญญาให้บริการที่ปรึกษางานเดินระบบ และงานซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าบุรีรัมย์พลังงาน (Buriram Energy) ระหว่าง บริษัท เอ ทีเอ็ม อินเตอร์เทรด จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ลงวันที่ 1 สิงหาคม พ.ศ. 2566
 7. สัญญาให้บริการที่ปรึกษางานเดินระบบ และงานซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าบุรีรัมย์พาวเวอร์ (Buriram Power) ระหว่าง บริษัท เอ ทีเอ็ม อินเตอร์เทรด จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พาวเวอร์ 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 ตั้งแต่ปี 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. ข้อตกลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาด
เล็กมาก 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. ข้อตกลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาด
เล็กมาก ระหว่าง บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่
8 กรกฎาคม พ.ศ. 2558
16. สัญญาโอนสิทธิรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการ โรงไฟฟ้า ระหว่าง บริษัท
บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด และ กองทุนรวม
โครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาลบุรีรัมย์ 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 โรงงาน
น้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์
เพาเวอร์ 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 ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานกิจการ โรงไฟฟ้า

บริษัทฯ ได้นำเอกสารเหล่านี้โดยมิได้ตรวจสอบกับผลการดำเนินงานและสภาพทางการเงินของทรัพย์สินและกองทุนรวมฯ บริษัทฯ เข้าใจว่าเอกสารเหล่านี้สะท้อนผลประกอบการและเงื่อนไขทางการเงินของทรัพย์สินที่ประเมินอย่างถูกต้อง โดยบริษัทฯ ไม่ได้ทำการตรวจสอบเพิ่มเติมแต่อย่างใด บริษัทฯ เชื่อถือข้อมูลเหล่านี้และนำมาใช้ในการแสดงความเห็นมูลค่า ถ้ามีส่วนใดของข้อมูลที่ได้รับไม่ถูกต้องหรือไม่เป็นความจริง บริษัทฯ มีสิทธิ์ที่จะทำการแก้ไขการวิเคราะห์นี้

ผลสรุป

ทรัพย์สินที่ทำการประเมินมูลค่า

มูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการ โรงไฟฟ้าชีวมวลของบริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด (“บีอีซี”) และ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด (“บีพีซี”) (เรียกรวมว่า “ทรัพย์สิน”) ของกองทุนรวม โครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาลบุรีรัมย์ (“บีอาร์อาร์จีไอเอฟ”) ภายใต้อายุระยะเวลาดังต่อไปนี้

- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 31 มีนาคม พ.ศ. 2569 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 (ระยะเวลาคงเหลือ 2.36 ปี)
- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 31 มีนาคม พ.ศ. 2569 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578 (ระยะเวลาคงเหลือ 9.02 ปี)

วัตถุประสงค์ในการประเมิน

เพื่อวัตถุประสงค์สาธารณะทางบัญชี

ลักษณะของธุรกิจ

โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทั้ง 2 แห่ง เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากซึ่งมีปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบแต่ละแห่งไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยการนำเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ กากอ้อยมาเผาเพื่อให้เกิดความร้อน แล้วใช้ความร้อนดังกล่าวต้มน้ำในหม้อไอน้ำ เพื่อให้เกิดไอน้ำแรงดันสูง สำหรับใช้ในการหมุนกังหันไอน้ำที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะผลิตกระแสไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่สายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ต่อไป

วิธีการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน

ใช้วิธีคิดจากรายได้ ในการประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของ รายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี และใช้วิธีต้นทุนทดแทน ในการประเมินมูลค่าทดแทนใหม่ของทรัพย์สินที่ใช้ในการ ประกอบกิจการ โรงไฟฟ้า (Fixed Assets) ของบีอีซี และบี พีซี

วันที่ทำการประเมิน

วิธีคิดจากรายได้

วันที่ 31 มีนาคม พ.ศ. 2569

การประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี โดยวิธีคิดจากรายได้

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี)

ระยะเวลาประมาณการ

- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 31 มีนาคม พ.ศ. 2569 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 (ระยะเวลาคงเหลือ 2.36 ปี)

ที่มาประมาณการกระแสเงินสด

รายได้

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

1. รายได้จากการขายไฟฟ้า:

รายได้จากการขายไฟฟ้าคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ คูณอัตราค่าไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจากกำลังการผลิตตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามช่วงฤดูต่างๆของโรงงานผลิตน้ำตาลมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

กำลังการผลิต	หน่วย	ปีชี้
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 เมษายน พ.ศ. 2569 ถึง วันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571

		2569	2570	2571
		เม.ย. – ธ.ค.	ม.ค. – ธ.ค.	ม.ค. – 10 ส.ค.
Operating Day/Hour				
Operating Days	วันต่อปี	243	330	219
Crushing Days	วันต่อปี	49	136	106
Melting Days	วันต่อปี	90	90	90
Condensing Days	วันต่อปี	104	104	23

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจะถูกหักค่าธรรมเนียม กฟภ. (PEA Charge) โดยค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ประมาณร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ

บีอีซีได้รับอัตราซื้อไฟในรูปแบบ Feed-in Tariffs (FiT) โครงสร้างอัตราซื้อไฟฟ้าปัจจุบันเป็นดังตารางต่อไปนี้

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

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2569	2570	2571
FiTv	1.9928	2.0087	2.0288
อัตราการเปลี่ยนแปลงต่อปี	ร้อยละ 0.84	ร้อยละ 0.80	ร้อยละ 1.00

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
อัตราการใช้ อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3
ราคาไอน้ำความดันสูง (Live Steam Price)	บาทต่อตัน	652.4 – 692.1
อัตราการใช้ อัตราการใช้	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)
อัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง กากอ้อยในการผลิตไอน้ำ (Bagasse Consumption)	ตันไอน้ำต่อตันกากอ้อย (Ton Steam/Ton Bagasse)	2.3398	2.3373	2.3372
อัตราความสิ้นเปลืองไอน้ำใน การผลิตพลังงานไฟฟ้า (Specific Steam Consumption)	ตันไอน้ำต่อเมกะวัตต์- ชั่วโมง (Ton Steam/MWh)	6.4632	6.3632	4.2758

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าภายในโรงงานถูกประมาณไว้ที่ ร้อยละ 15.72 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

ต้นทุนกากอ้อยถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2569 – 2571
ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost)	บาทต่อตัน	361.7878 – 364.7595
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	0.36-0.46

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO:

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO ถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

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

1.2 ค่าใช้จ่ายอื่นๆ (Other Costs)

Power Development Fund:

ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ถูกประมาณไว้ที่ 0.01 บาทต่อ กิโลวัตต์- ชั่วโมงที่ขายได้

ค่าสอบบัญชี (Audit Fee) และ Custodian Fee:

ค่าสอบบัญชี สำหรับเดือนเมษายน ถึงเดือน ธันวาคม ปี พ.ศ. 2569 คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 336,600

บาท ค่าสอบบัญชี ในปี พ.ศ. 2570 คาดว่าอยู่ที่
ประมาณ 457,776 บาท และคาดว่าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2
ต่อปี หลังจากนั้น และ Custodian Fee คาดว่าอยู่ที่
ประมาณ 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 ค่าประกันภัยนี้
ประมาณการแบ่งจ่ายสำหรับเดือนเมษายน ถึงเดือน
ธันวาคม ใน ปี พ.ศ. 2569 อยู่ที่ 2,026,503 บาท

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

2. รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวม

รายจ่ายในการบริหารจัดการ โรงไฟฟ้าแบบเหมา
รวมถูกประมาณไว้ดังตารางต่อไปนี้

หน่วย: บาท

	2569	2570	2571
เม.ย.-ธ.ค.			
	67,965,522	92,704,684	63,197,851

อัตราคิดลด

สำหรับวิธีคิดจากรายได้ ค่าของทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักโดย
สัดส่วนเงินทุน หรือ WEIGHTED AVERAGE COST OF
CAPITAL (“WACC”) ถูกใช้เป็นอัตราคิดลดของกองทุน
รวมๆ

โครงสร้างหนี้และทุนของ บีอีซี และบีพีซี พบว่า สัดส่วน
โครงสร้างทุนที่เหมาะสมอยู่ที่ระดับร้อยละ 100 ส่วนของ
ทุน

ค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย (Cost of Equity; K_e) อยู่ที่
ร้อยละ 4.7 มาจากค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นที่คำนวณจาก
บริษัทในอุตสาหกรรมการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีลักษณะการ
ดำเนินงานที่ใกล้เคียงกัน โดยจะคำนวณจากการใช้เทคนิค
CAPM และปรับให้เหมาะสม

ดังนั้น อัตราคิดลดที่เหมาะสมในการประเมินมูลค่า
ทรัพย์สิน เท่ากับร้อยละ 4.7

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี)

ระยะเวลาประมาณการ

- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 31
มีนาคม พ.ศ. 2569 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 6 เมษายน
พ.ศ. 2578 (ระยะเวลาคงเหลือ 9.02 ปี)

ที่มาของประมาณการในกระแสเงินสด

รายได้

รายได้จากโรงไฟฟ้าชีวมวล ประกอบด้วยรายได้ค่าซื้อขาย
ไฟฟ้าจากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
(กฟภ.) และรายได้ค่าซื้อขายไอน้ำจากการขายไอน้ำความ

คั้นสูง และไอน้ำความดันต่ำ ให้กับ บริษัท โรงงานน้ำตาล
บุรีรัมย์ จำกัด (บีเอสเอฟ)

1. รายได้จากการขายไฟฟ้า:

รายได้จากการขายไฟฟ้าคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้า
ขายเข้าระบบ คุณอัตราค่าไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจากกำลังการผลิตตาม
สัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามช่วงฤดูต่างๆของ โรงงานผลิตน้ำตาล
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)ของ
โรงงานผลิตน้ำตาล

ตารางต่อไปนี้แสดงช่วงฤดูต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลตั้งแต่
วันที่ 1 เมษายน ปี พ.ศ. 2569 ถึง วันที่ 6 เมษายน ปี พ.ศ. 2578

		2569	2570-2577	2578
		เม.ย. – ธ.ค.	ม.ค. – ธ.ค.	ม.ค. – เม.ษ.
Operating Day/Hour				
Operating Days	วันต่อปี	243	330/331*	93
Crushing Days	วันต่อปี	49	136	92
Melting Days	วันต่อปี	90	90	-
Condensing Days	วันต่อปี	104	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	2.0087	2.0288	2.0454-2.1481
อัตราการเปลี่ยนแปลงต่อปี	ร้อยละ 0.84	ร้อยละ 0.80	ร้อยละ 1.00	ร้อยละ 0.82

2. รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำ

รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำคำนวณจากปริมาณไอน้ำ และราคาไอน้ำ

กำลังการผลิตไอน้ำสำหรับปีพีซีถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

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
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0
ราคาไอน้ำความดันสูง (Live Steam Price)	บาทต่อตัน	652.4 – 851.2
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0

ต้นทุน และค่าใช้จ่าย (Cost and Expenses)

1. รายจ่ายที่เกิดขึ้นจริงในการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า

1.1 ค่าวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ

ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost):

ต้นทุนกากอ้อยสามารถคำนวณจากปริมาณกากอ้อย และ
ปริมาณไอน้ำ

ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณกากอ้อย และปริมาณไอน้ำ
สำหรับปีพิธีถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

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

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าภายในโรงงานถูกประมาณไว้ที่ร้อยละ
14.50 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

ต้นทุนกากอ้อยถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2569 – 2578
ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost)	บาทต่อตัน	361.7878 – 374.6074
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	0.36 – 0.46

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO:

ตารางแสดงต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO ถูกประมาณ
ไว้ดังต่อไปนี้

		2569 – 2578
ราคาน้ำ Condensate	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	260.96 – 340.50
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0
ราคาน้ำ RO	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	65.25 – 85.15
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0

1.2 ค่าใช้จ่ายอื่นๆ (Other Costs)

Power Development Fund:

ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ถูกประมาณไว้ที่ 0.01 บาทต่อกิโลวัตต์ – ชั่วโมงที่ขายได้

ค่าสอบบัญชี (Audit Fee) และ Custodian Fee:

ค่าสอบบัญชี สำหรับเดือนเมษายน ถึงเดือนธันวาคมในปี พ.ศ. 2569 คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 336,600 ค่าสอบบัญชี ในปี พ.ศ. 2570 คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 457,776 และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปีหลังจากนั้น และ Custodian 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 ค่าประกันภัยนี้ประมาณการแบ่งจ่าย สำหรับเดือนเมษายน ถึงเดือนธันวาคม ใน ปี พ.ศ. 2569 อยู่ที่ 2,121,110 บาท

ค่าประกันภัยเท่ากับ 2,912,990 บาท ใน ปี พ.ศ. 2570 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2569 ถึง 31 ตุลาคม พ.ศ. 2570 และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 ต่อปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2571 ถึง ปี พ.ศ. 2577 และคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 1,587,244 บาทในปี พ.ศ. 2578 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2577 ถึง 6 เมษายน พ.ศ. 2578

2. รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวม

รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวมถูก
ประมาณไว้ดังตารางต่อไปนี้

หน่วย: บาท

2569	2570	2571	2572	2573
เม.ย.-ธ.ค.				
46,877,610	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 ค่าของทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักโดย
สัดส่วนเงินทุน หรือ WEIGHTED AVERAGE COST OF
CAPITAL (“WACC”) ถูกใช้เป็นอัตราคิดลดของกองทุน
รวมๆ

โครงสร้างหนี้และทุนของ บีอีซี และบีพีซี พบว่า สัดส่วน
โครงสร้างทุนที่เหมาะสมอยู่ที่ระดับร้อยละ 100 ส่วนของ
ทุน

ค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย (Cost of Equity; Ke) อยู่ที่
ร้อยละ 5.2 มาจากค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นที่คำนวณจาก
บริษัทในอุตสาหกรรมการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีลักษณะการ
ดำเนินงานที่ใกล้เคียงกัน โดยจะคำนวณจากการใช้เทคนิค
CAPM และปรับให้เหมาะสม

ดังนั้นอัตราคิดลดที่เหมาะสมในการประเมินมูลค่า
ทรัพย์สิน เท่ากับร้อยละ 5.2

ผลสรุปมูลค่าโดยวิธีคิดจากรายได้

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี)

มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ บีอีซี ตั้งแต่ วันที่ 1 เมษายน พ.ศ. 2569 ถึง วันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 เท่ากับ 342 ล้านบาท

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี)

มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของบีพีซี ตั้งแต่ วันที่ 1 เมษายน พ.ศ. 2569 ถึง วันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578 เท่ากับ 1,446 ล้านบาท

จากการตรวจสอบทรัพย์สินครั้งนี้ บริษัทฯ ขอแสดงความเห็นมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี มีมูลค่าเท่ากับ 1,788,000,000 บาท (หนึ่งพันเจ็ดร้อยแปดสิบล้านบาทถ้วน) ทั้งนี้ประเมิน ณ วันที่ 31 มีนาคม พ.ศ. 2569 ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

ผลสรุป

การประเมิน	มูลค่ายุติธรรมของรายได้สุทธิของบีอาร์อาร์จีไอเอฟ	
	วันที่ 31 มีนาคม พ.ศ. 2569	
	บีอีซี	บีพีซี
มูลค่ายุติธรรมใหม่		
(ตามรายงานเลขที่ 2026/102 ณ วันที่ 6 พฤษภาคม พ.ศ. 2569)	342,000,000 บาท	1,446,000,000บาท
มูลค่ายุติธรรมเดิม		
(ตามรายงานเลขที่ 2023/472 ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567)	341,000,000 บาท	1,409,000,000 บาท

ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

ภาคผนวก

ภาคผนวก 1

การประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยวิธีคิดจากรายได้

ภาคผนวก 1.1

**การประมาณการกระแสเงินสดและสมมติฐานประกอบประมาณการกระแสเงินสด
ปีี่สี่**

Buriram Energy Co., Ltd. (BEC)
Cash Flow Projection
As of March 31, 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	Apr - Dec	1 Jan - 10 Aug	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	199,371,819	271,734,091	181,156,660	
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	3,987,436	5,434,682	3,623,133	
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	195,384,383	266,299,409	177,533,527	
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	13,042,781	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	45,174,444	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	253,601,607	379,238,585	275,033,723	
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	49,170,718	74,333,934	53,954,333	
Bagasse Cost	8,808,013	69,216,378	52,541,053	31,970,447	33,454,615	48,479,401	53,830,341	57,518,884	53,074,629				
	13,038,742	1,720,290	2,443,940	8,040,748	14,401,693	7,672,961	6,674,459	4,131,883	5,684,622				
	4,784,444	535,764	-	-	84,239	1,010,573	2,232,507	1,994,830	2,229,497				
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	1,304,478	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	30,469,690	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	80,944,886	129,090,376	102,528,976	
Other Cost													
Power Development Fund Cost	225,420	605,127	517,492	448,977	433,865	481,992	559,078	589,883	539,876	454,896	617,760	409,968	
Custodian Charge	10,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	18,000	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	2,026,503	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	336,600	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	67,965,522	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	70,801,521	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	151,746,407	225,677,660	168,850,526	
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	101,855,200	153,560,925	106,183,198	
Adjustment Factor										1.00	1.00	1.00	
Adjusted Free Cash Flow										101,855,200	153,560,925	106,183,198	
Discount Period										0.38	1.25	2.05	
Discount Factor										0.983	0.944	0.910	
Present Value										100,115,934	144,993,111	96,621,206	

Discount Rate	4.70%
Net Present Value (Baht)	341,730,251

		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	Apr - 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	10,936,800	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	20,088,000
Electricity Generation - Fully Condensing	kWh					27,132,000	27,816,000	38,304,000	31,248,000	38,390,400	23,212,800	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	90,679	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	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	99,253	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	38,755	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	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	42,467	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	135,910	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	363.1003	364.7595
	% Growth Rate		0.25%	0.31%	0.23%	0.13%	0.10%	1.11%	0.57%	0.25%	0.38%	0.36%	0.46%
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	19,992	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	116,760	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
บีพีจี**

Buriram Power Co., Ltd. (BPC)
Cash Flow Projection
As of March 31, 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	Apr - 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	204,483,917	278,701,632	280,823,578	281,026,944	282,091,392	283,162,176	285,100,627	285,329,088	286,425,216	81,032,314	
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	4,089,678	5,574,033	5,616,472	5,620,539	5,641,828	5,663,244	5,702,013	5,706,582	5,728,504	1,620,646	
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	200,394,238	273,127,599	275,207,106	275,406,405	276,449,564	277,498,932	279,398,615	279,622,506	280,696,712	79,411,667	
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	28,387,229	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	45,174,444	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	273,955,911	429,934,935	436,700,975	441,747,280	447,785,843	453,979,011	461,163,983	466,852,621	473,539,971	187,962,247	
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	56,528,948	88,821,187	89,405,616	89,562,260	89,901,497	90,242,741	90,767,291	90,933,324	91,282,664	35,189,954	
	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	2,839,158	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	30,469,690	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	89,837,795	147,965,098	150,323,588	152,309,000	154,529,813	156,809,237	159,331,678	161,555,312	164,023,862	68,460,208	
Other Cost																				
Power Development Fund Cost	169,502	712,830	568,252	454,423	530,080	568,290	570,424	568,391	551,660	466,560	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	18,000	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	2,121,110	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	336,600	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	46,877,610	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	49,819,880	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	139,657,675	215,959,027	239,573,313	248,085,626	252,502,311	259,556,597	262,777,329	267,262,354	274,986,648	103,837,269	
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	134,298,237	213,975,908	197,127,662	193,661,654	195,283,531	194,422,413	198,386,653	199,590,268	198,553,323	84,124,978	
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											134,298,237	213,975,908	197,127,662	193,661,654	195,283,531	194,422,413	198,386,653	199,590,268	198,553,323	84,124,978
Discount Period											0.38	1.25	2.25	3.25	4.25	5.25	6.25	7.25	8.25	8.88
Discount Factor											0.981	0.939	0.892	0.848	0.806	0.766	0.728	0.692	0.658	0.637
Present Value											131,769,351	200,837,683	175,878,258	164,245,123	157,434,071	148,992,256	144,515,383	138,205,475	130,691,489	53,628,052

Discount Rate	5.20%
Net Present Value (Baht)	1,446,197,141

		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	Apr - Dec									1 Jan - 6 Apr	
Cost and Expenses:																					
Material Cost																					
Bagasse Cost																					
Electricity Generation and Steam Consumption																					
Electricity Internal Use	% of total generated	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	kWh					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	11,289,600	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	20,736,000	-	
Electricity Generation - Fully Condensing	kWh					23,040,000	29,721,600	42,393,600	34,099,200	37,094,400	23,961,600	23,961,600	24,192,000	23,961,600	23,961,600	24,192,000	23,961,600	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	111,896	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	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	114,191	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	49,772	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	55,567	-	
Steam to Bagasse Consumption - Fully Condensing	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	50,910	50,910	51,400	50,910	50,910	51,400	50,910	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	156,249	244,619	245,108	244,619	244,619	245,108	244,619	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	363.1003	364.7595	366.1298	367.5166	368.9116	370.3149	371.7347	373.1628	374.6074	
	% Growth Rate		0.25%	0.31%	0.23%	0.13%	0.10%	1.11%	0.57%	0.25%	0.38%	0.36%	0.46%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	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	43,512	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	116,760	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%	36.0%	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 Marh 31, 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)	0.918	107,796.05	-	112.50	526.47	59,227.31	167,023.36	65%	35%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	1.369	115,205.36	-	34.00	2,819.73	95,870.80	211,076.16	55%	45%
Ratchaburi Electricity Generating Holding P	0.914	114,238.54	-	29.75	2,175.00	64,706.25	178,944.79	64%	36%
AVERAGE	1.067	112,413.32	-	58.75	1,840.40	73,268.12	185,681.44	61%	39%
MEDIAN	0.918	114,238.54	-	34.00	2,175.00	64,706.25	178,944.79	64%	36%

* 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	0.48

Computation of Unlevered Beta for Guideline Companies

$$BU = BL / [1 + (1 - T) \times (Wd / We)]$$

	BU	Tax Rate
Electricity Generating PCL (EGCO)	0.37	20.0%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	0.70	20.0%
Ratchaburi Electricity Generating Holding PCL (RATCH)	0.38	20.0%
AVERAGE	0.48	
MEDIAN	0.38	

Computation of Relevered Beta for Subject Company

$$BL = BU \times [1 + (1 - T) \times (Wd / We)]$$

Concluded Unlevered Beta	0.48
Relevered Beta for Subject Company	0.48

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 Marh 31, 2026

International Discount Rate Model

Subject Country: **Thailand**

	<u>Cost of Capital</u>	<u>% in Capital Structure</u>	<u>Weighted Cost</u>
Debt	6.81%	0.00%	0.00%
Equity	4.72%	100.00%	4.72%
Weighted Average Cost of Capital			4.72%

Concluded WACC	4.70%
-----------------------	--------------

Cost of Equity

		<u>Source</u>
Risk-Free Rate of Return	1.70%	Yield on 5-year Thai government bonds as of March 31, 2026.
Plus Equity Risk Premium:		
Thailand Equity Risk Premium	6.30%	(http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html)
Levered/Relevered Beta for the Subject Company	0.48	Relevered 3-year beta from Bloomberg, for guideline publicly traded companies
Concluded Equity Risk Premium	3.02%	Thailand Equity Risk Premium x Levered/Relevered Beta for the Subject Company
Specific Company Risk Adjustment	0.00%	
Indicated Cost of Equity	4.72%	
Concluded Cost of Equity	4.72%	

Cost of Debt

Concluded Pretax Cost of Debt	6.81%	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	6.81%	

BURIRAM SUGAR GROUP POWER PLANT INFRASTRUCTURE FUND (BRRGIF)

Calculation of Weighted Average Cost of Capital ("WACC") Valuation as of Marh 31, 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)	0.918	107,796.05	-	112.50	526.47	59,227.31	167,023.36	65%	35%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	1.369	115,205.36	-	34.00	2,819.73	95,870.80	211,076.16	55%	45%
Ratchaburi Electricity Generating Holding P	0.914	114,238.54	-	29.75	2,175.00	64,706.25	178,944.79	64%	36%
AVERAGE	1.067	112,413.32	-	58.75	1,840.40	73,268.12	185,681.44	61%	39%
MEDIAN	0.918	114,238.54	-	34.00	2,175.00	64,706.25	178,944.79	64%	36%

* 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	0.48

Computation of Unlevered Beta for Guideline Companies

$$BU = BL / [1 + (1 - T) \times (Wd / We)]$$

	<u>BU</u>	<u>Tax Rate</u>
Electricity Generating PCL (EGCO)	0.37	20.0%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	0.70	20.0%
Ratchaburi Electricity Generating Holding PCL (RATCH)	0.38	20.0%
AVERAGE	0.48	
MEDIAN	0.38	

Computation of Relevered Beta for Subject Company

$$BL = BU \times [1 + (1 - T) \times (Wd / We)]$$

Concluded Unlevered Beta	0.48
Relevered Beta for Subject Company	0.48

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 Marh 31, 2026

International Discount Rate Model

Subject Country: **Thailand**

	<u>Cost of Capital</u>	<u>% in Capital Structure</u>	<u>Weighted Cost</u>
Debt	7.32%	0.00%	0.00%
Equity	5.23%	100.00%	5.23%
Weighted Average Cost of Capital			5.23%

Concluded WACC	5.20%
-----------------------	--------------

Cost of Equity

		<u>Source</u>
Risk-Free Rate of Return	2.21%	Yield on 10-year Thai government bonds as of March 31, 2026.
Plus Equity Risk Premium:		
Thailand Equity Risk Premium	6.30%	Professor Damodaran's estimate
Levered/Relevered Beta for the Subject Company	0.48	Relevered 3-year beta from Bloomberg, for guideline publicly traded companies
Concluded Equity Risk Premium	3.02%	Thailand Equity Risk Premium x Levered/Relevered Beta for the Subject Company
Specific Company Risk Adjustment	0.00%	
Indicated Cost of Equity	5.23%	
Concluded Cost of Equity	5.23%	

Cost of Debt

Concluded Pretax Cost of Debt	7.32%	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	7.32%	