เอกสารข้อเสนอโครงการ (Project Design Document)

รายละเอียดโครงการ	
ชื่อโครงการ	The Renewable Energy from Distillery Slop Project, Buriram Province โครงการผลิตพลังงานหมุนเวียนจากน้ำกากส่า จังหวัดบุรีรัมย์
ประเภทโครงการ	☐ การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน ☐ การจัดการในภาคขนส่ง ☐ การพัฒนาพลังงานทางเลือก ☐ ป่าไม้และพื้นที่สีเขียว ☑ การพัฒนาพลังงานหมุนเวียน ☐ การเกษตร ☑ การจัดการขยะมูลฝอย สิ่งปฏิกูล และวัสดุเหลือใช้ ☐ อื่นๆ.....
ที่ตั้งโครงการ	เลขที่ 184,170 หมู่ที่ 11 ตำบลนิคม อำเภอสตึก จังหวัดบุรีรัมย์ 31150
พิกัดที่ตั้งโครงการ	15.3032N 103.2515E
เงินลงทุนทั้งหมดของโครงการ	228 ล้านบาท
ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลด/ดูดกลับได้	43,407 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี
ระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ	7 ปี 0 เดือน ช่วงระยะเวลา 01/01/2567-31/12/2573

รายละเอียดการจัดทำเอกสาร	
วันที่จัดทำเอกสารแล้วเสร็จ	20/06/2566
เอกสารฉบับที่	01

รายละเอียดผู้พัฒนาโครงการ (กรณีมีผู้พัฒนาโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ)	
ผู้พัฒนาโครงการ	บริษัท ไทยเบฟเวอเรจ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน	นางสาวฐิตาภา ยศธแสนย์
ตำแหน่ง	ผู้ช่วยผู้จัดการงานมาตรฐานคุณภาพและสิ่งแวดล้อม
ที่อยู่	333 อาคารเล้าเป้งง้วน1 ชั้น 19 ซอยเฉยพ่วง ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจอมพล เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 (สำนักงาน)
โทรศัพท์	(02) 785-7108
โทรสาร	(02) 785-7125
E-mail	thitapha.y@thaibev.com

รายละเอียดเจ้าของโครงการ (กรณีเจ้าของโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ)	
เจ้าของโครงการ	บริษัท ไทยเบฟเวอเรจ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน	นางสาวฐิตาภา ยศธแสนย์
ตำแหน่ง	ผู้ช่วยผู้จัดการงานมาตรฐานคุณภาพและสิ่งแวดล้อมอาวุโส
ที่อยู่	เลขที่ 184,170 หมู่ที่ 11 ตำบลนิคม อำเภอสตึก จังหวัดบุรีรัมย์ 31150
โทรศัพท์	(02) 785-7108
โทรสาร	(02) 785-7125
E-mail	thitapha.y@thaibev.com

รายละเอียดเจ้าของโครงการ (กรณีเจ้าของโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ)	
เจ้าของโครงการ	บริษัท อธิมาตร จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน	นางสาวฐิตาภา ยศธแสนย์
ตำแหน่ง	ผู้ช่วยผู้จัดการงานมาตรฐานคุณภาพและสิ่งแวดล้อมอาวุโส
ที่อยู่	เลขที่ 101 หมู่ที่ 8 ตำบลแก่งโดม อำเภอสว่างวีระวงศ์ จังหวัดอุบลราชธานี 34190
โทรศัพท์	(02) 785-7108
โทรสาร	(02) 785-7125
E-mail	thitapha.y@thaibev.com

สารบัญ

		หน้า
ส่วนที่ 1	รายละเอียดโครงการ	4
ส่วนที่ 2	ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก	9
ส่วนที่ 3	การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	14
ส่วนที่ 4	แผนการติดตามผลการดำเนินโครงการ	23
ภาคผนวก 1		31
ภาคผนวก 2		32
ภาคผนวก 3		34

ส่วนที่ 1รายละเอียดโครงการ

1.1 รายละเอียดและกิจกรรมของโครงการ

โครงการ The Renewable Energy from Distillery Slop Project, Buriram Province พัฒนาโดยบริษัท ไทยเบฟเวอเรจ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด มีจุดมุ่งหมายที่จะลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืน ที่จังหวัดบุรีรัมย์ ด้วยการกักเก็บก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียโรงงานสุรา และ นำก๊าซชีวภาพที่ได้ไปผลิตความร้อนและไฟฟ้า

รายละเอียดการดำเนินโครงการเป็นการปรับปรุงระบบบำบัดน้ำเสียเดิมของโรงสุราซึ่งเป็นแบบบ่อเปิด มาเป็นระบบบำบัดน้ำเสียแบบปิด (Low-rate ADI-BVF System Covered Lagoon) โดยที่ก่อนการดำเนินโครงการ ก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นจะถูกปล่อยออกสู่บรรยากาศ โดยไม่มีการกักเก็บเพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง และ มีการผลิตไอน้ำเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตสุราจากหม้อไอน้ำ (Boiler) โดยใช้น้ำมันเตา นอกจากนี้ยังมีการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หลังจากดำเนินโครงการแล้ว ได้มีการกักเก็บและใช้ประโยชน์ก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นจากระบบบำบัดน้ำเสียจากการผลิตสุรา มาใช้เป็นเชื้อเพลิงผลิตไอน้ำทดแทนการใช้น้ำมันเตาและนำมาใช้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้ หลังจากหักส่วนที่ใช้ในโครงการแล้วจะส่งขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในกรณีที่ไม่มีกระแสไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อุปกรณ์หลักในโครงการจะได้รับพลังงานไฟฟ้าจากเครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้าสำรองที่ใช้น้ำมันดีเซล ทำให้สามารถบริหารจัดการน้ำเสียได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดปัญหากลิ่นจากน้ำกากส่า ส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน และช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งเป็นสาเหตุของภาวะโลกร้อน

ระบบบำบัดน้ำเสียแบบปิด (Low-rate ADI-BVF System Covered Lagoon) สามารถบำบัดน้ำเสียจากโรงงานสุรา ซึ่งมีค่าระหว่าง COD 131,000 - 172,000 มิลลิกรัมต่อลิตร ได้ในปริมาณ 500-600 m^3/วัน ผลิตก๊าซชีวภาพได้เฉลี่ยขั้นต่ำ 18,000 Nm^3/วัน ก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้สามารถทดแทนปริมาณการใช้น้ำมันเตาที่หม้อไอน้ำ (Boiler) ที่เคยใช้อยู่เดิมทั้งหมด โดยโครงการมีหม้อไอน้ำอยู่ทั้งหมด 3 ตัว มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 25.83 ตันต่อชั่วโมง และก๊าซชีวภาพที่เหลือจากการใช้งานที่หม้อต้มไอน้ำจะถูกนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า ด้วยเครื่องยนต์ผลิตกระแสไฟฟ้า (Gas Engine) ขนาด 0.497 MW จำนวน 2 ตัว มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมเท่ากับ 0.994 MW ส่วนน้ำเสียที่ผ่านระบบบำบัดแล้วจะถูกแจกจ่ายให้กับเกษตรกรในพื้นที่ข้างเคียงเพื่อใช้เป็นสารปรับปรุงคุณภาพดิน จำนวนวันในการเดินระบบประมาณ 337 วันต่อปี กรณีที่มีการซ่อมบำรุงระบบ ก๊าซชีวภาพที่ไม่ได้ใช้งานจะถูกนำไปเผาทำลายที่ Open Flare

ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้จากโครงการเท่ากับ 43,407 tCO_2e/y หรือ คิดเป็น 385,891.92 tCO_2e ตลอดระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ 7 ปี

ตำแหน่งที่ตั้งโครงการ และรายละเอียดบริเวณโครงการแสดงตามรูปที่ 1-1 และ 1-2

รูปที่ 1-1 แผนที่แสดงตำแหน่งที่ตั้งโครงการ

รูปที่ 1-2 แสดงผังโครงการและรายละเอียดบริเวณที่ตั้งโครงการ

เทคโนโลยีและอุปกรณ์ที่ติดตั้งในโครงการนี้ ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ๆ ได้แก่

ส่วนที่ 1: ระบบบำบัดน้ำเสียแบบปิดเพื่อกักเก็บก๊าซชีวภาพสำหรับนำไปใช้ประโยชน์

โครงการได้ปรับปรุงระบบบำบัดน้ำเสียเดิมของโรงงานสุราซึ่งเป็นระบบบำบัดน้ำเสียไร้อากาศแบบบ่อเปิด (Anaerobic Open Lagoon) มาเป็นระบบบำบัดน้ำเสียด้วยระบบบ่อหมักไร้อากาศแบบปิด (Anaerobic Covered Lagoon) ด้วยเทคโนโลยี Low-Rate ADI-BVF (Bulk Volume Fermenter) ซึ่งได้รับการออกแบบและพัฒนาโดยบริษัท ADI System Inc. ประเทศแคนาดา

ระบบบำบัดน้ำเสียใหม่นี้ประกอบด้วยบ่อหมักก๊าซชีวภาพ (Reactor) ขนาดปริมาตร 27,000 m^3 สามารถรองรับน้ำเสียได้วันละ 600 m^3/วัน ที่ภาระความสกปรกของน้ำเสียในรูปของ COD ได้สูงสุดถึงประมาณ 172,000 mg/ลิตร โดยมีประสิทธิภาพในการลดค่า COD ได้ 62-77% (เฉลี่ย 74%) น้ำเสียที่ผ่านการบำบัดแล้วจะผ่านไปเก็บยังบ่อเก็บกัก (Holding Pond) ขนาด 100,000 m^3 โดยบ่อหมักก๊าซชีวภาพจะถูกปิดด้วยแผ่นคลุม Floating Membrane ซึ่งทำด้วยวัสดุเฉพาะที่มีคุณสมบัติในการกักเก็บและป้องกันการรั่วไหลของก๊าซและกลิ่นสู่บรรยากาศ และมีความยืดหยุ่นเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของระดับการผลิต นอกจากนี้บ่อเก็บกักยังถูกปิดคลุมและบุด้วยแผ่น HDPE เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำเสียไปสู่น้ำใต้ดิน

ส่วนที่ 2: การนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์ทดแทนน้ำมันเตา

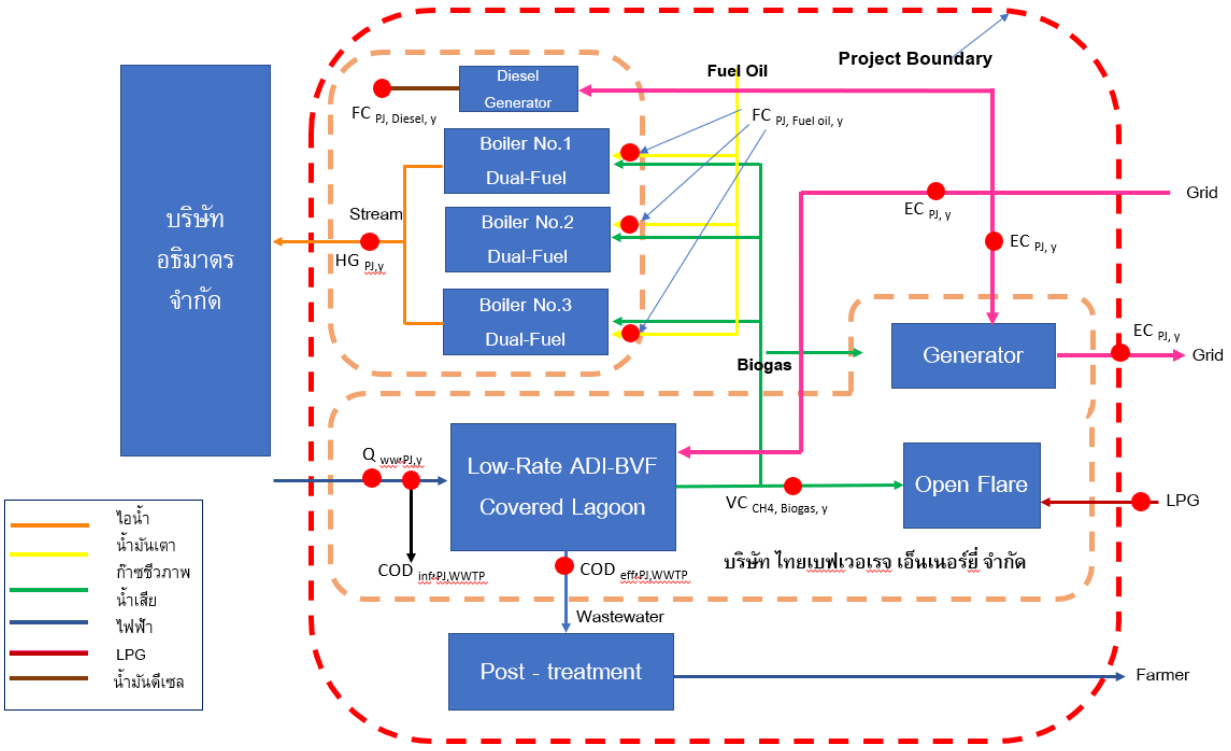
เดิมโรงงานสุรามีการติดตั้งใช้งานหม้อไอน้ำ 3 ชุดขนาดพิกัดผลิตไอน้ำรวม 25.83 ton/hr (2 ชุดที่ 10.96 ton/hr และ 1 ชุดที่ 3.91 ton/hr) โดยหม้อน้ำชุดที่ 1 และ 2 ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง ส่วนชุดที่ 3 ใช้ได้ทั้งน้ำมันเตาและก๊าซชีวภาพ ดังนั้นโครงการจึงดำเนินการเปลี่ยนหัวเผาของหม้อไอน้ำ ชุดที่1 และ 2 พิกัด ตัวละ 10.96 ton/hr ใหม่ เป็นหัวเผาแบบ Dual Fuel เพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพเป็นหลัก (โดยยังสามารถใช้น้ำมันเตาได้ในกรณีฉุกเฉินที่ระบบผลิตก๊าซชีวภาพมีปัญหาเท่านั้น)

ส่วนที่ 3: การนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์เพื่อผลิตไฟฟ้า

ก๊าซชีวภาพที่กักเก็บได้จะถูกนำไปใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า กำลังการผลิต 0.994 MW เดินระบบทั้งหมดประมาณ 337 วันต่อปี โดยทำสัญญาซื้อขายไฟกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

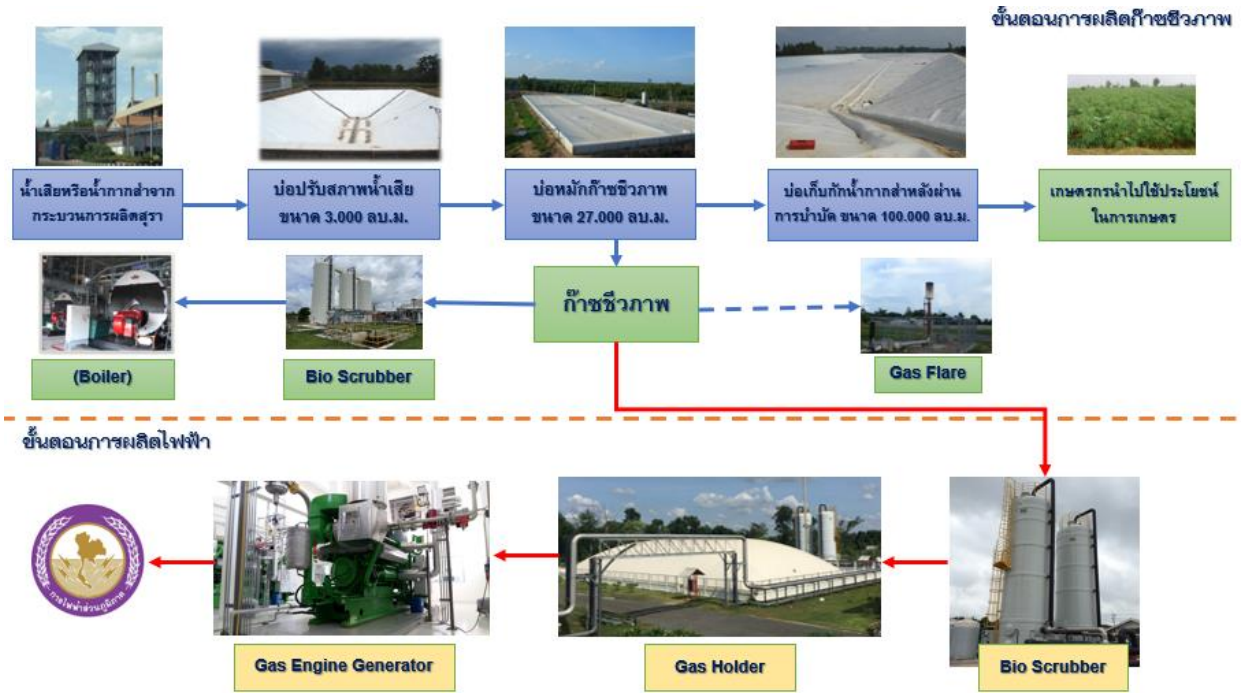
1.2ขอบเขตการดำเนินโครงการ

ขอบเขตการดำเนินงานของโครงการ ประกอบไปด้วย ระบบบ่อหมักไร้อากาศแบบปิด (Anaerobic Covered Lagoon) ด้วยเทคโนโลยี Low-Rate ADI-BVF, หม้อไอน้ำซึ่งเป็นจุดที่มีการติดตั้งหัวเผาก๊าซชีวภาพ แบบ Dual Fuel burner ระบบเผาทำลายก๊าซชีวภาพ (Open Flare) ระบบGenerator เพื่อผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 1-3 ขอบเขตการดำเนินโครงการ

<u>หมายเหตุ</u> กรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินที่ไม่สามารถรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้ามาใช้ในโครงการได้ เช่น ไฟดับ ระบบ Emergency Diesel Generator (ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล) จะผลิตไฟฟ้าส่งจ่ายแทนการใช้ไฟฟ้าจากระบบสายส่ง



ตารางสรุปรายการเครื่องจักรอุปกรณ์หลักที่ติดตั้งในโครงการ

รายการ	ขนาดกำลังการผลิต	จำนวน
1. ระบบบำบัดน้ำเสียแบบ Low-Rate ADI-BVF	รับน้ำเสีย 500 – 600 m3/วัน ขนาดความจุ 27,000 m^3 ประสิทธิภาพการบำบัด : 62-77% (เฉลี่ย 74%)	1 บ่อ
2. ระบบเผาก๊าซชีวภาพ (Open Flare)	Max. flow rate: 2,496 Nm^3/hr	1 ชุด
3. ระบบบำบัดก๊าซชีวภาพ Bio Scrubber	1,300 m3/h	1 ชุด (2 ถัง)
4. ระบบลดความชื้น (Dehumidifier System)	600 Nm3/h	1 ชุด
5. Dual Fuel Burner	Gas Firing rate : 3.4– 36 x 10^6 BTU/h	3 ชุด
6. Generator	ขนาด : 497 kW Biogas ป้อนเข้า: 282 Nm3/hr ประสิทธิภาพ : 39.2%	2 ชุด
7. Emergency Diesel Generator	470 HP 1,500 RPM	1 ชุด
	600 HP 1,500 RPM	1 ชุด

1.3 การนับซ้ำ

บริเวณพื้นที่เดียวกันมีโครงการลดก๊าซเรือนกระจกอื่นที่ดำเนินกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกลักษณะเดียวกัน

☑ ไม่มี

☐ มี ชื่อโครงการ

ชื่อกลไก/มาตรฐานที่ขึ้นทะเบียนโครงการ

ช่วงระยะเวลาที่มีการขอรับรองปริมาณคาร์บอนเครดิต

1.4 การพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

☑ ไม่ต้องพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ

☐ ต้องพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ

- ☐ มีการดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)
- ☐ ไม่มีการดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

1.5 สิทธิในการใช้ประโยชน์ที่ดินของโครงการ (เฉพาะโครงการประเภทป่าไม้และพื้นที่สีเขียว และประเภทเกษตร)

ไม่เกี่ยวข้อง เนื่องจากเป็นโครงการประเภทการพัฒนาพลังงานทดแทน

ส่วนที่ 2 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก

2.1 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกที่ใช้

ระเบียบวิธีการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกที่ใช้ คือ

T-VER-METH-WM-01 Version 02 การกักเก็บก๊าซมีเทนจากการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ เพื่อนำไปใช้ประโยชน์หรือเผาทำลาย

T-VER-METH-RE-01 Version 02 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง

T-VER-METH-RE-03 Version 01 การปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลหรือการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนสำหรับการผลิตพลังงานความร้อน

2.2 เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ

การดำเนินการโครงการเป็นไปตามข้อกำหนดและเงื่อนไขของระเบียบวิธีการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจก T-VER-METH-WM-01 Version 02 ,T-VER-METH-RE-01 Version 02 และ T-VER-METH-RE-03 Version 01 ดังนี้

เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ	เหตุผลของโครงการ
T-VER-METH-WM-01 Version 02 1. มีการบำบัดน้ำเสียด้วยระบบบำบัดแบบไร้อากาศ 2. มีการกักเก็บก๊าซมีเทนจากการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ เพื่อนำไปใช้ประโยชน์ หรือเผาทำลาย หมายเหตุ กรณีมีการนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์ จะต้องนำ T-VER-Methodology ที่เกี่ยวข้องมาพิจารณาร่วมด้วย	T-VER-METH-WM-01 Version 02 1. ติดตั้งระบบบำบัดน้ำเสียด้วยระบบบ่อหมักไร้อากาศแบบปิด (Anaerobic Covered Lagoon) 2. มีการกักเก็บก๊าซมีเทนจากการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ และส่งไปใช้ประโยชน์เป็นเชื้อเพลิงที่หม้อไอน้ำ ส่วนที่เหลือจะนำไปผลิตกระแสไฟฟ้าและเผาทำลายที่ระบบ Flare หมายเหตุ โครงการมีการนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์ จึงนำ T-VER-METH-RE-01 Version 02 และ T-VER-METH-RE-03 Version 01 มาพิจารณาร่วมด้วย
T-VER-METH-RE-01 Version 02 1.เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งบางส่วนหรือ	T-VER-METH-RE-01 Version 02 เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อใช้เองในระบบและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง(On-

เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ	เหตุผลของโครงการ
ทั้งหมดหรือเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเข้าระบบสายส่ง (On-Grid) 2.สำหรับกรณีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล หรือขยะมูลฝอยที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม(Total Installed Capacity) แต่ละประเภทเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนเกิน 15 MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร ต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายนอกขอบเขตโครงการ	Grid) โดยมีกำลังการผลิต 0.994 MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่ภายในรัศมี 200 กิโลเมตร
T-VER-METH-RE-03 Version 01 1. เป็นการปรับเปลี่ยนมาใช้พลังงานหมุนเวียนทั้งหมดหรือเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้สำหรับระบบผลิตพลังงานความร้อนที่มีอยู่เดิม หรือเป็นการเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานความร้อนให้กับระบบผลิตพลังงานความร้อนที่มีอยู่เดิม 2. อุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนมีกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) เกินกว่า 45 MW Thermal หรือเทียบเท่า และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน อยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร ต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายนอกขอบเขตโครงการจากการขนส่งเชื้อเพลิง	T-VER-METH-RE-03 Version 01 1. ใช้ก๊าซมีเทนที่ผลิตได้และกักเก็บจากระบบบำบัดน้ำเสียส่งเป็นเชื้อเพลิงทดแทนการใช้น้ำมันเตาในการผลิตไอน้ำของโรงงานสุรา 2. ขนาดของหม้อไอน้ำที่เกี่ยวข้องกับโครงการมีกำลังผลิตติดตั้ง 7.63 MW Thermal (10.96 ton/hr @ 10.35 bar) 2 ชุด และ 2.75 MW Thermal (3.91 ton/hr @ 10.35 bar) 1 ชุด รวมกำลังผลิตติดตั้ง 18.01 MW Thermal รวมทั้ง โครงการนี้ เป็นโครงการที่นำ Biogas ที่ผลิตได้จากการบำบัดน้ำเสียมาใช้เป็นพลังงานทดแทนในการผลิตพลังงานความร้อน ทำให้ไม่มีการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนใดๆ ที่อยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร ดังนั้นจึงไม่ต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายนอกขอบเขตโครงการจากการขนส่งเชื้อเพลิง

2.3 ข้อมูลกรณีฐาน

ข้อมูลกรณีฐานสำหรับโครงการกักเก็บและใช้ประโยชน์ก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียโรงงานสุรา จะใช้ตามระเบียบวิธีการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจก ประกอบด้วย

T-VER-METH-WM-01 Version 02

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานจะคิดจากการปล่อยก๊าซมีเทนจากกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ โดยใช้ปริมาณสารอินทรีย์ในรูปซีโอดี (Chemical oxygen demand: COD) ที่ถูกบำบัดด้วยระบบบำบัดแบบไร้อากาศของโครงการเป็นข้อมูลกรณีฐาน (รายละเอียดข้อมูลดังภาคผนวกที่ 1)

T-VER-METH-RE-01 Version 02

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานจะใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนของโครงการเป็นกรณีฐาน ซึ่งจะคิดเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง โดยคิดเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่นำไปจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (รายละเอียดข้อมูลดังภาคผนวกที่ 2)

T-VER-METH-RE-03 Version 01

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานจะใช้พลังงานความร้อนทั้งหมดที่ผลิตได้จากโครงการเป็นกรณีฐาน ซึ่งจะคิดเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการใช้น้ำมันเตาของหม้อไอน้ำเดิมของโรงงานสุรา โดยคิดจากพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ (รายละเอียดข้อมูลดังภาคผนวกที่ 1)

2.4 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้คำนวณ

T-VER-METH-WM-01 Version 02

แหล่งดูดกลับ/ปล่อยก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรมโครงการ
การดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Sequestration/Emission)		
1.กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ	CH_4	กรณีฐานใช้กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบระบบบ่อเปิด ไม่มีการกักเก็บก๊าซมีเทน มาใช้ประโยชน์
การดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Sequestration/Emission)		
1.การรั่วไหลของก๊าซมีเทนจากระบบกักเก็บ	CH_4	โครงการมีการติดตั้งระบบกักเก็บก๊าซชีวภาพ ซึ่งจะมีก๊าซมีเทนบางส่วนรั่วไหลออกมาได้
2.การเผาทำลายก๊าซมีเทน	CH_4	โครงการมีการติดตั้งระบบเผาทำลายก๊าซชีวภาพ ซึ่งจะมีก๊าซมีเทนบางส่วนที่เผาทำลายไม่หมด
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)		
ไม่เกี่ยวข้อง	-	-

T-VER-METH-RE-01 Version 02

แหล่งดูดกลับ/ปล่อยก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรมโครงการ
การดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Sequestration/Emission)		
1.การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO_2	มีการติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจ่ายเข้าสายส่ง
การดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Sequestration/Emission)		
1. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO_2	โครงการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าในโครงการ
2. การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	CO_2	โครงการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง เพื่อจ่ายไฟให้กับโครงการในกรณีฉุกเฉิน
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)		
1. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO_2	เนื่องจากโครงการเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม)Total Installed Capacity) ไม่เกิน 15MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่ภายในรัศมี 200 กิโลเมตร จึงไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ
2. การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	CO_2	เนื่องจากโครงการเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม)Total Installed Capacity) ไม่เกิน 15MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่ภายในรัศมี 200 กิโลเมตร จึงไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ

T-VER-METH-RE-03 Version 01

แหล่งดูดกลับ/ปล่อยก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรมโครงการ
การดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Sequestration/Emission)		
1. การผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล	CO_2	ระบบเดิมใช้หม้อไอน้ำซึ่งใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานความร้อน
2. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO_2	ระบบเดิมไม่ได้ใช้พลังงานไฟฟ้าจากสายส่งในการผลิตพลังงานความร้อน
การดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Sequestration/Emission)		
1. การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	CO_2	โครงการมีการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตา กรณีที่ก๊าซชีวภาพมีไม่เพียงพอในการเดินระบบ Boiler
2. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO_2	โครงการมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบผลิตความร้อนโดยเป็นการใช้พลังงานไฟฟ้าในกระบวนการผลิตและส่งจ่ายก๊าซชีวภาพเข้าสู่ Boiler
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)		
1. การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่ง	CO_2	โครงการมีกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) น้อยกว่า 45 MW Thermal หรือเทียบเท่า และไม่มีการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน จึงไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ
2. การใช้พลังงานไฟฟ้าในการขนส่ง	CO_2	โครงการมีกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) น้อยกว่า 45 MW Thermal หรือเทียบเท่า และไม่มีการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนเกินรัศมี 200 กิโลเมตร จึงไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ

ส่วนที่ 3 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

3.1 การคำนวณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Sequestration/ Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน สามารถคำนวณได้ ดังนี้

		T-VER-METH-WM-01		*T-VER-METH-AE-01*		*T-VER-METH-AE-03*
BE_y	=	**$BE_{WW,treatment,y}$**	+	**$BE_{EG,y}$**	+	**$BE_{FF,y}$**
tCO_2e/year		tCO_2e/year		tCO_2e/year		tCO_2e/year
55,127.42	=	52,531.81	+	2,404.15	+	191.45

T-VER-METH-WM-01 Version 02

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

$BE_y = BE_{ww,treatment,y}$

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ $BE_{ww,treatment,y}$

$BE_{ww,treatment,y} = Q_{ww,PJ,y} \times (COD_{inf,PJ,WWTP} - COD_{eff,PJ,WWTP}) \times MCF_{BL} \times UF_{BL} \times B_o \times GWP_{CH4,y} \times 10^{-6}$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$BE_{ww,treatment,y}$	**การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y**	การคำนวณ	**tCO_2e/year**	**52,531.81**
$Q_{ww,PJ,y}$	ปริมาณน้ำเสียของโครงการที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	ภาคผนวกที่2	m^3/year	139,229
$COD_{inf,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	ภาคผนวกที่2	mg/l	141,082
$COD_{eff,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	ภาคผนวกที่2	mg/l	65,379

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
MCF_{BL}	ค่า Methane Correction Factor ของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในกรณีฐาน	Default	-	0.80
UF_{BL}	ค่า Model Correction Factor สำหรับความไม่แน่นอนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในกรณีฐาน	Default	-	0.89
$GWP_{CH4,y}$	ศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซมีเทน	Default	tCO_2e/tCH_4	28
B_0	อัตราการสร้างก๊าซมีเทนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ	Default	$kgCH_4/kgCOD_{removal}$	0.25

T-VER-METH-AE-01 Version 02

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

$BE_y = BE_{EG,y}$

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง

$BE_{EG,y} = (EG_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec}$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$BE_{EG,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง	การคำนวณ	tCO2/year	2,404.15
$EG_{PJ,y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการพลังงานหมุนเวียน	ภาคผนวก 2	kWh/year	4,702,033
EF_{Elec}	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามที่ อบก. กำหนด	Default	tCO_2/MWh	0.5113

T-VER-METH-AE-03 Version 01

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

$BE_y = BE_{FF,y} + BE_{EL,Y}$

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตความร้อนด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล $BE_{FF,y}$

$BE_{FF,y} = HG_{PJ,y} \times (FC_{BL,Fuel\ Oil,y} \times NCV_{Fuel\ Oil,y} \times EF_{CO2,\ Fuel\ Oil,y} \times 10^{-3}) / HG_{BL,y}$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$BE_{FF,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตความร้อนด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี y	การคำนวณ	tCO_2e/year	**191.45**
$HG_{PJ,y}$	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ ในปี y	ภาคผนวก 2	MJ/year	86,017,619
$HG_{BL,y}$	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกรณีฐาน ในปี y	ภาคผนวก 1	MJ/year	86,017,619
$FC_{BL,\ Fuel\ Oil,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา (Fuel Oil) สำหรับกรณีฐาน ในปี y	ภาคผนวก 1	Litre/year	62,197
$NCV_{Fuel\ Oil,\ 2553}$	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา ในปี 2553	Default	MJ/litre	39.77
$EF_{CO2\ Fuel\ Oil,2549}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากเชื้อเพลิงประเภทน้ำมันเตาในปี 2549	Default	$kgCO_2$/MJ	0.0774

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตความร้อนด้วยพลังงานไฟฟ้า

$BE_{EL,y} = HG_{PJ,y} \times [\{(EC_{BL,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Grid,CM,y}\} / HG_{BL,y}]$

โดยที่

$BE_{EL,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตความร้อนด้วยพลังงานไฟฟ้า ในปี y (tCO_2/year)

$HG_{PJ,y}$ = พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ ในปี y (MJ/year)

$HG_{BL,y}$ พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกรณีฐาน ในปี y (MJ/year)

$EC_{BL,y}$ ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากกรณีฐาน ในปี y) kWh/year)

$EF_{Grid,CM,y}$ ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ในปี y (tCO_2/MWh) ตามที่ อบก. กำหนด

โครงการไม่เกี่ยวข้องกับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตความร้อนด้วยพลังงานไฟฟ้า

3.2 การคำนวณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Sequestration/Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

		T-VER-METH-WM-01						*T-VER-METH-AE-01*			*T-VER-METH-AE-03*		
PE_y	**=**	**$PE_{leak,y}$**	**+**	**$PE_{flare,y}$**	**+**	**$PE_{FF,y}$**	**+**	**$PE_{EL,y}$**	**$PE_{FF,y}$**	**+**	**$PE_{FF,y}$**	**+**	**$PE_{EL,y}$**
tCO_2e/ year		tCO_2e/ year		tCO_2e/ year		tCO_2e/ year		tCO_2e/ year	tCO_2e/ year		tCO_2e/ year		tCO_2e/ year
11,720.30	=	6,610.75	+	4,729.91		2.59	+	181.16	4.44	+	191.45	+	-

T-VER-METH-WM-01 Version 02

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ

$$PE_y = PE_{leak,y} + PE_{flare,y}$$

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลจากระบบเก็บรวบรวม/กักเก็บ $PE_{leak,y}$

$$PE_{leak,y} = Q_{ww,PJ,y} \times (COD_{inf,PJ,WWTP} - COD_{eff,PJ,WWTP}) \times MCF_{PJ} \times (1 - CFE) \times UF_{PJ} \times B_o \times GWP_{CH4,y} \times 10^{-6}$$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{leak,y}$	**การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลจากระบบเก็บรวบรวม/กักเก็บ ในปี y**	**การคำนวณ**	**tCO_2e/year**	**11,054.27**
$Q_{ww,PJ,y}$	ปริมาณน้ำเสียที่เข้าสู่ระบบบำบัด ในปี y	ภาคผนวก 2	m^3/year	139,229
$COD_{inf,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	ภาคผนวก 2	mg/l	141,082
$COD_{eff,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	ภาคผนวก 2	mg/l	65,379

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
MCF_{PJ}	ค่า Methane Correction Factor ของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศของโครงการ	Default	-	0.80
CFE	ประสิทธิภาพของระบบกักเก็บมีเทนสำหรับกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศของโครงการ	Default	-	0.90
UF_{PJ}	ค่า Model Correction Factor สำหรับความไม่แน่นอนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศของโครงการ	-	-	1.12
$GWP_{CH4,y}$	ศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซมีเทน	-	tCO_2e/tCH_4	28
B_0	อัตราการสร้างก๊าซมีเทนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ	-	$kgCH_4/kgCOD_{removal}$	0.25

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาทำลายก๊าซชีวภาพ $PE_{flare,y}$

$PE_{flare,y} = V_{CH4,biogas,y} \times (1 - FE) \times GWP_{CH4,y}$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{flare,y}$	**การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาทำลายก๊าซชีวภาพ ในปี y**	**การคำนวณ**	**$tCO_2e/year$**	**4,729.91**
$V_{CH4,biogas,y}$	ปริมาณก๊าซมีเทนที่เข้าสู่ระบบเผาทำลาย ในปี y	ภาคผนวกที่2	$tCH_4/year$	337.85
FE	ค่าประสิทธิภาพในการเผาทำลายก๊าซมีเทนของระบบเผาทำลายแบบ Open Flare ในปี y	อบก.กำหนด	-	0.50
$GWP_{CH4,y}$	ศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซมีเทน	อบก. กำหนด	tCO_2e/tCH_4	28

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล $PE_{FF,y}$ (LPG ที่ใช้ใน open flare)

$PE_{FF,y} = \sum(FC_{PJ,I,y} \times (NCV \times 10^{-6}) \times EF_{CO2,i})10^{-3}$

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{FF,y}$	**การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานฟอสซิลในการดำเนินโครงการ**	**การคำนวณ**	**$tCO_2e/year$**	**2.59**
$FC_{PJ,i,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับการดำเนินโครงการ	ภาคผนวกที่2	unit/kg	832.0
$NCV_{i,y}$	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงฟอสซิล	Default	MJ/kg	49.30
$EF_{CO2,i,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิล	Default	kgCO2/TJ	63,100

T-VER-METH-AE-01 Version 02

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ

$$PE_y = PE_{EL,y} + PE_{FF,y}$$

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้า

$$PE_{EL,y} = (EC_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec}$$

โดย

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{EL,y}$	**การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ**	**การคำนวณ**	**$tCO_2/year$**	**181.16**
$EC_{PJ,y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการ	ภาคผนวกที่2	kWh/year	354,319
$EF_{Grid,CM,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามที่ อบก. กำหนด	อบก.กำหนด	tCO_2/MWh	0.5113

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

$$PE_{FF,y} = \sum(FC_{PJ,I,y} \times (NCV \times 10^{-6}) \times EF_{CO2,i})10^{-3}$$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{FF,y}$	**การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ในการดำเนินโครงการ**	**การคำนวณ**	**tCO_2/year**	4.44
$FC_{PJ,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันดีเซล สำหรับการดำเนินโครงการในปี y	ภาคผนวกที่ 2	Litre/year	1,645.33
$NCV_{Diesel,2553}$	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันดีเซล ในปี 2553	Default	MJ/Litre	36.42
$EF_{CO2,Diesel,2549}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันดีเซล ในปี 2549	Default	$kgCO_2$/MJ	0.0741

T-VER-METH-AE-03 Version 01

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{EL,y}$$

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการ $PE_{FF,y}$

$$PE_{FF,y} = FC_{PJ,HFO,y} \times NCV_{HFO,y} \times EF_{CO2,HFO,y} \times 10^{-3}$$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{FF,y}$	**ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการ**	**การคำนวณ**	**tCO_2e/year**	191.45
$FC_{PJ,Fuel\ Oil,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตาสำหรับการดำเนินโครงการ	ภาคผนวกที่ 2	l/year	62,197
$NCV_{Fuel\ Oil,y}$	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา	Default	MJ/l	39.77

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$EF_{CO2,Fuel\ Oil,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากเชื้อเพลิงประเภทน้ำมันเตาในปี y ตามที่ อบก.กำหนด	Default	$kgCO_2/MJ$	0.0774

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ $PE_{EL,y}$

$PE_{EL,y} = (EC_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Grid,CM,y}$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{EL,y}$	**ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y**	**การคำนวณ**	**$tCO_2e/year$**	**-**
$EC_{PJ,y}$	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y	ภาคผนวก 2	kWh/year	-
$EF_{Grid,CM,2557}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี 2557	อบก.กำหนด	tCO_2/MWh	0.5113

3.3 การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

T-VER-METH-WM-01 Version 02

โครงการไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (LE_y) เนื่องจากไม่มีการดำเนินงานที่เกี่ยวข้อง

T-VER-METH-AE-01 Version 02

โครงการไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (LE_y) เนื่องจากเป็นโครงการที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม (Total Installed Capacity) เท่ากับ 0.994 MW ซึ่งไม่เกิน 15MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่ภายในรัศมี 200 กิโลเมตร

T-VER-METH-AE-03 Version 01

โครงการ ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (LE_y) เนื่องจากโครงการมีกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) น้อยกว่า 45 MW Thermal หรือเทียบเท่า และมีการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนในระยะที่น้อยกว่า 200 กิโลเมตร

3.4 การคำนวณการดูดกลับ/การลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ได้จากโครงการ (Carbon Sequestration / Emission Reduction)

T-VER-METH-WM-01 Version 02

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ

$ER_y = BE_y - PE_y$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	ค่า
ER_y	การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในปี y (tCO_2e/year)	41,188.57
BE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO_2e/year)	52,531.81
PE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO_2e/year)	11,343.24

T-VER-METH-AE-01 Version 02

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ

$ER_y = BE_y – PE_y - LE_y$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	ค่า
ER_y	การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในปี y (tCO_2e/year)	2,218.55
BE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO_2e/year)	2,404.15
PE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO_2e/year)	185.60
LE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากนอกขอบเขตโครงการ ในปี y (tCO_2e/year)	-

T-VER-METH-AE-03 Version 01

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ

$ER_y = BE_y - PE_y – LE_y$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	ค่า
ER_y	การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในปี y (tCO_2e/year)	0
BE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO_2e/year)	191.45
PE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO_2e/year)	191.45
LE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากนอกขอบเขตโครงการ ในปี y (tCO_2e/year)	-

สรุปปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการ

Emission Reduction = 43,407 tCO_2e/year

3.5 สรุปปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้

3.5.1 วันที่เริ่มเดินระบบหรือดำเนินกิจกรรมของโครงการที่ก่อให้เกิดการลดก๊าซเรือนกระจก

15/07/2551

3.5.2 วันที่เริ่มคิดเครดิต

01/01/2567

3.5.3 ระยะเวลาการคิดเครดิต

01/01/2567 – 31/12/2574

ปี	ปริมาณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน	ปริมาณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ	ปริมาณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
01/01/2567-31/12/2567	55,127.42	11,720.30	-	43,407
01/01/2568-31/12/2568	55,127.42	11,720.30	-	43,407
01/01/2569-31/12/2569	55,127.42	11,720.30	-	43,407
01/01/2570-31/12/2570	55,127.42	11,720.30	-	43,407
01/01/2571-31/12/2571	55,127.42	11,720.30	-	43,407
01/01/2572-31/12/2572	55,127.42	11,720.30	-	43,407
01/01/2573-31/12/2574	55,127.42	11,720.30	-	43,407
รวม (tCO_2e)	385,891.92	82,042.10		303,849
จำนวนปี	7			
เฉลี่ยปีละ (tCO_2e/y)	55,127.42	11,720.30	-	43,407

ส่วนที่ 4 แผนการติดตามผลการดำเนินโครงการ

4.1 สรุปแนวทางการติดตามผล

การติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นในโครงการนี้จะดำเนินการโดยบริษัท ไทย เบฟเวอเรจ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทผู้พัฒนาโครงการและเจ้าของโครงการเอง โดยเจ้าหน้าที่ฝ่ายผลิต (Production Operator) ที่ได้รับมอบหมายจะเป็นผู้รวบรวมจดข้อมูลจากมิเตอร์ตรวจวัดค่าต่างๆ และนำมาคำนวณจัดทำเป็นรายงานปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการในแต่ละเดือน ทั้งนี้มิเตอร์ทั้งหมดถือเป็นส่วนหนึ่งของอุปกรณ์ที่จะได้รับการตรวจสอบเพื่อให้มีสภาพการทำงานที่ถูกต้องตลอดการเดินเครื่อง โดยจะมีการสอบเทียบเพื่อตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำของการวัดอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง นอกจากนี้จะมีการอบรมบุคลากรให้มีความรู้ความเข้าใจในการติดตามผลก่อนเริ่มทำงาน มีการจดบันทึกข้อมูลการเดินระบบอย่างน้อยเดือนละครั้ง ภายใต้ความรับผิดชอบของพนักงานประจำช่วงเวลานั้นๆ ข้อมูลที่บันทึกจากพนักงานจะมีการตรวจสอบโดยหัวหน้างานก่อนที่จะทำสรุปผลการเดินระบบประจำเดือน และจะมีการเก็บรักษาข้อมูลรวมถึงเอกสารการสอบเทียบต่างๆของโครงการไว้เป็นเวลา 2 ปี หลังจากครบระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ

4.2 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณแต่ไม่ได้กำหนดให้ตรวจวัดตาม T-VER-METH-WM-01 Version 02

พารามิเตอร์	MCF_{BL}
ค่าที่ใช้	0.80
หน่วย	-
ความหมาย	ค่า Methane Correction Factor ของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในกรณีฐาน (ค่า Default)
แหล่งข้อมูล	AMS-III.H.

พารามิเตอร์	UF_{BL}
ค่าที่ใช้	0.89
หน่วย	-
ความหมาย	ค่า Methane Correction Factor สำหรับความไม่แน่นอนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในกรณีฐาน (ค่า Default)
แหล่งข้อมูล	AMS-III.H.

พารามิเตอร์	$GWP_{CH4,y}$
ค่าที่ใช้	25
หน่วย	tCO_2e/tCH_4
ความหมาย	ศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซมีเทน
แหล่งข้อมูล	IPCC Fourth Assessment Report, 2007

พารามิเตอร์	B_o
ค่าที่ใช้	0.25
หน่วย	$kgCH_4/kgCODremoval$
ความหมาย	อัตราการสร้างก๊าซมีเทนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ
แหล่งข้อมูล	AMS-III.H.

พารามิเตอร์	MCF_{PJ}
ค่าที่ใช้	0.80
หน่วย	-
ความหมาย	ค่า Methane Correction Factor ของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศของโครงการ (ค่า Default)
แหล่งข้อมูล	AMS-III.H.

พารามิเตอร์	CFE
ค่าที่ใช้	0.90
หน่วย	-
ความหมาย	ประสิทธิภาพของระบบกักเก็บก๊าซมีเทนสำหรับกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศของโครงการ
แหล่งข้อมูล	AMS-III.H.

พารามิเตอร์	UF_{PJ}
ค่าที่ใช้	1.12
หน่วย	-
ความหมาย	ค่า Methane Correction Factor สำหรับความไม่แน่นอนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศของโครงการ
แหล่งข้อมูล	AMS-III.H.

พารามิเตอร์	FE
ค่าที่ใช้	0.50
หน่วย	-
ความหมาย	ค่าประสิทธิภาพในการเผาทำลายก๊าซมีเทนของระบบเผาทำลายแบบ Open Flare
แหล่งข้อมูล	Methodological tool: Project emissions from flaring

พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณแต่ไม่ได้กำหนดให้ตรวจวัดตาม T-VER-METH-AE-01 Version 02

พารามิเตอร์	EF_{Elec}
ค่าที่ใช้	0.5113
หน่วย	tCO_2/MWh
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ในปี 2557
แหล่งข้อมูล	รายงานผลการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย โดย อบก.

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,Diesel,y}$
ค่าที่ใช้	0.0741
หน่วย	$kgCO_2/MJ$
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันดีเซล (Diesel) ในปี y
แหล่งข้อมูล	2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories

พารามิเตอร์	$NCV_{Diesel,y}$
ค่าที่ใช้	36.42
หน่วย	MJ/l
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันดีเซล ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณแต่ไม่ได้กำหนดให้ตรวจวัดตาม T-VER-METH-AE-03 Version 01

พารามิเตอร์	$EF_{Grid,CM,2557}$
ค่าที่ใช้	0.5113

หน่วย	tCO_2/MWh
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ในปี 2557
แหล่งข้อมูล	รายงานผลการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2557 โดย อบก.

พารามิเตอร์	$HG_{BL,y}$
ค่าที่ใช้	86,017,619
หน่วย	MJ/year
ความหมาย	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกรณีฐาน ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้ในกรณีฐาน (รายละเอียดในภาคผนวก 1)

พารามิเตอร์	$FC_{BL,Fuel\ Oil,y}$
ค่าที่ใช้	62,197
หน่วย	Litre/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้น้ำมันเตาสำหรับกรณีฐาน ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณการใช้น้ำมันเตา (รายละเอียดในภาคผนวก 1)

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,Fuel\ oill,y}$
ค่าที่ใช้	0.0774
หน่วย	$kgCO_2/MJ$
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา ในปี y
แหล่งข้อมูล	2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories

พารามิเตอร์	$NCV_{Fuel\ oil,y}$
ค่าที่ใช้	39.77
หน่วย	MJ/l
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

4.3 พารามิเตอร์ที่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณและต้องตรวจวัดตาม T-VER-METH-WM-01 Version 02

พารามิเตอร์	$Q_{ww,PJ,y}$
หน่วย	m^3/year
ความหมาย	ปริมาณน้ำเสียที่เข้าสู่ระบบบำบัด ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการตรวจวัด	อุปกรณ์ตรวจวัด: Flow Meter โดยการตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการวัดผล ความละเอียดของข้อมูลอย่างน้อยเดือนละ 1 ครั้ง

พารามิเตอร์	$COD_{inf,PJ,WWTP}$
หน่วย	mg/l
ความหมาย	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวิเคราะห์
วิธีการวัด	โดยการตรวจวิเคราะห์ตามวิธีมาตรฐาน (Standard Method) version ล่าสุด อย่างต่อเนื่องตลอดช่วงของการวัดผล ความละเอียดของข้อมูลอย่างน้อยเดือนละ 1 ครั้ง

พารามิเตอร์	$COD_{eff,PJ,WWTP}$
หน่วย	mg/l
ความหมาย	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวิเคราะห์
วิธีการตรวจวัด	โดยการตรวจวิเคราะห์ตามวิธีมาตรฐาน (Standard Method) อย่างต่อเนื่องตลอดช่วงของการวัดผล ความละเอียดของข้อมูลเดือนละ 1 ครั้ง

พารามิเตอร์	$V_{CH4,biogas,y}$
หน่วย	tCH_4/year
ความหมาย	ปริมาณมีเทนที่เข้าสู่ระบบเผาทำลาย ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการตรวจวัด	อุปกรณ์ตรวจวัด: Methane Gas Analyzer, Gas Flow Meter โดยการตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการวัดผล ความละเอียดของข้อมูลอย่างน้อยเดือนละ 1 ครั้ง

พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณและต้องตรวจวัดตาม T-VER-METH-RE-01 Version 02

พารามิเตอร์	$EG_{PJ,y}$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ โดยใช้ข้อมูลการตรวจวัด ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,y}$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งในการดำเนินโครงการ ในปี y (สำหรับระบบผลิตไฟฟ้า)
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน
หมายเหตุ	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ตรวจวัดได้ เป็นปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดที่อยู่ในระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งอยู่ภายในขอบเขตของบริษัท ไทย เบฟเวอเรจ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด

พารามิเตอร์	$FC_{PJ,y}$
หน่วย	Litre/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันดีเซล สำหรับการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันดีเซลของโครงการ
วิธีการตรวจวัด	-

พารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณและต้องตรวจวัดตาม T-VER-METH-RE-03 Version 01

พารามิเตอร์	$HG_{PJ,y}$
หน่วย	MJ/year
ความหมาย	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ
วิธีการตรวจวัด	ใช้วิธีการตรวจวัดตามหลักการทางวิศวกรรม อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

พารามิเตอร์	$FC_{PJ,i,y}$
หน่วย	unit/year (unit: Volume or Weight)
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา สำหรับการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน
วิธีการตรวจวัด	-

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,y}$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y (สำหรับระบบผลิตก๊าซชีวภาพ)
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน
หมายเหตุ	อุปกรณ์ต่างๆ สำหรับระบบผลิตความร้อนนั้น ถูกตรวจวัดผ่านมิเตอร์ไฟฟ้าสำหรับหม้อไอน้ำ ซึ่งการใช้ไฟฟ้าในส่วนนี้จะไม่นำมาคิดเนื่องจากมีการใช้เหมือนกันทั้งในกรณีโครงการและกรณีฐาน ในส่วนของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้เพิ่มเติมสำหรับการผลิตความร้อนจากก๊าซชีวภาพได้แก่ Blower ส่งก๊าซชีวภาพ จะถูกวัดรวมอยู่ในมิเตอร์ไฟฟ้าที่ใช้ในระบบ Biogas ดังนั้นปริมาณไฟฟ้าที่ใช้เพิ่มเติมสำหรับการผลิตความร้อนจะคิดปริมาณไฟฟ้ารวมจากอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดที่ติดตั้งในระบบ Biogas

ภาคผนวก 1

เอกสาร/หลักฐานประกอบสำหรับข้อมูลกรณีฐาน

- ปริมาณสารอินทรีย์ในรูปซีโอดี (Chemical Oxygen Demand : COD) ที่ถูกบำบัดด้วยระบบบำบัดแบบไร้อากาศของโครงการ ตามการออกแบบ แสดงดังตารางต่อไปนี้

พารามิเตอร์	ความหมาย	ค่าที่ใช้	หน่วย	ที่มา
$COD_{inf,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ	141,082	mg/l	ข้อมูลค่าเฉลี่ย ปี 2020-2022
$COD_{eff,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ	65,379	mg/l	

- พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากโครงการประมาณการจาก รายงานปริมาณน้ำมันเตาที่ใช้ในปี 2550 แสดงดังตารางต่อไปนี้

พารามิเตอร์	ความหมาย	ค่าที่ใช้	หน่วย	ที่มา
$HG_{BL,y}$	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกรณีฐาน ในปี y	86,017,619	MJ/year	คำนวณจากค่าความร้อนของ Biogas ที่ส่งไปยัง Boiler
$FC_{BL,\ Fuel\ Oil,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา (Fuel Oil) สำหรับกรณีฐาน ในปี y	62,197	Litre/year	ข้อมูลค่าเฉลี่ย ปี 2020-2022

ภาคผนวกที่ 2

ข้อมูลการคำนวณ

- **ค่าที่ใช้ในการคำนวณ**

พารามิเตอร์	ความหมาย	ค่าที่ใช้	หน่วย	ที่มา
-	จำนวนวันทำงาน	337	วัน/ปี	ข้อมูลค่าเฉลี่ย ปี 2020-2022
$Q_{ww,PJ,y}$	ปริมาณน้ำเสียของโครงการที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	139,229	m^3/year	ข้อมูลค่าเฉลี่ย ปี 2020-2022
$COD_{inf,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	141,082	mg/l	ข้อมูลค่าเฉลี่ย ปี 2020-2022
$COD_{eff,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	65,379	mg/l	
$HG_{PJ,y}$	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ ในปี y	86,017,619	MJ/year	คำนวณจากค่าความร้อนของ Biogas ที่ส่งไปยัง Boiler
$V_{CH4,biogas,y}$	ปริมาณก๊าซมีเทนที่เข้าสู่ระบบเผาทำลาย ในปี y	337.85	tCH_4/year	คำนวณจากปริมาณ Biogas ที่ส่งไป Flare
$EG_{PJ,y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการพลังงานหมุนเวียน	4,347,713.67	kWh/year	ข้อมูลค่าเฉลี่ย ปี 2020-2022
$EC_{PJ,y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (สำหรับ T-VER-METH-RE-01)	354,319.00	kWh/year	ข้อมูลค่าเฉลี่ย ปี 2020-2022

พารามิเตอร์	ความหมาย	ค่าที่ใช้	หน่วย	ที่มา
$FC_{PJ,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันดีเซล สำหรับการดำเนินโครงการ ในปี y (สำหรับ T-VER-METH-RE-01)	62,197	Litre/year	ข้อมูลค่าเฉลี่ยปี 2020-2022

ภาคผนวกที่ 3

การพิสูจน์ Additionality

	unit	Year							
		0	1	2	3	4	5	6	7
Investment Cost									
Total Investment Cost		228,053,745							
Revenue from project									
Saving of fuel oil consumption	litres/yr		2,104,700	2,104,700	2,104,700	2,104,700	2,104,700	2,104,700	2,104,700
fuel oil cost	Bt. / litres		15.7300	15.7300	15.7300	15.7300	15.7300	15.7300	15.7300
Revenue from saving of Fuel Oil Cost	Bt. / yr		33,106,931	33,106,931	33,106,931	33,106,931	33,106,931	33,106,931	33,106,931
Electricity selling to grid	kwh/yr		3,644,182	3,644,182	3,644,182	3,644,182	3,644,182	3,644,182	3,644,182
Revenue from selling of electricity	Bt./yr		15,524,214	15,524,214	15,524,214	15,524,214	15,524,214	15,524,214	15,524,214
Total Revenue			48,631,145	48,631,145	48,631,145	48,631,145	48,631,145	48,631,145	48,631,145
Additional Cost from project									
Operation cost for Biogas system (no cost for conservative)	Bt. / yr			0	0	0	0	0	0
Operation cost for Gas Engine system (0.3 Bt/kWh)	Bt. / yr		1,093,255	1,093,255	1,093,255	1,093,255	1,093,255	1,093,255	1,093,255
Total Cost	Bt. / yr		1,093,255	1,093,255	1,093,255	1,093,255	1,093,255	1,093,255	1,093,255
Earning before Interest and Tax	Bt. / yr		47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890
Interest Expense	Bt. / yr		0	0	0	0	0	0	0
Earning before Tax	Bt. / yr		47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890
Tax	Bt. / yr		0	0	0	0	0	0	0
Net Profit	Bt. / yr		47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890
Interest Expense	Bt. / yr		0	0	0	0	0	0	0
Depreciation	Bt. / yr		0	0	0	0	0	0	0
Net Cash Flow		-228,053,745	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890	47,537,890
Cummulative Cash Flow		-228,053,745	-180,515,854	-132,977,964	-85,440,073	-37,902,183	9,635,707	57,173,598	104,711,488
Payback Period	4.80	ปี							