เอกสารข้อเสนอโครงการ (Project Design Document)

รายละเอียดโครงการ	
ชื่อโครงการ	The Renewable Energy from Distillery Slop Project, Ubon Ratchathani Province
	โครงการผลิตพลังงานทดแทนจากน้ำกากส่า จังหวัดอุบลราชธานี
ประเภทโครงการ	☐ การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน ☐ การจัดการในภาคขนส่ง ☑ พลังงานทดแทน ☐ ป่าไม้และพื้นที่สีเขียว ☑ การจัดการของเสีย ☐ การเกษตร ☐ อื่นๆ..
ที่ตั้งโครงการ	เลขที่ 101 หมู่ที่ 8 ตำบลแก่งโดม อำเภอสว่างวีระวงศ์ จังหวัดอุบลราชธานี 34190
พิกัดที่ตั้งโครงการ	15.2357N 105.1490E
เงินลงทุนมั้งหมดของโครงการ	226.276 ล้านบาท
ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลด/ดูดกลับได้	50,983 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี
ระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ	7 ปี 1 มิ.ย. 2564 – 31 พ.ค. 2571

รายละเอียดการจัดทำเอกสาร	
วันที่จัดทำเอกสารแล้วเสร็จ	02/09/2565
เอกสารฉบับที่	02

รายละเอียดผู้พัฒนาโครงการ (กรณีมีผู้พัฒนาโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ)	
ผู้พัฒนาโครงการ	บริษัท ไทยเบฟเวอเรจ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน	นางสาวฐิตาภา ยศธแสนย์
ตำแหน่ง	ผู้ช่วยผู้จัดการงานมาตรฐานคุณภาพและสิ่งแวดล้อมอาวุโส
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 101 หมู่ที่ 8 ตำบลแก่งโดม อำเภอสว่างวีระวงศ์ จังหวัดอุบลราชธานี 34190
โทรศัพท์	(02) 785-7108
โทรสาร	(02) 785-7125
E-mail	thitapha.y@thaibev.com

รายละเอียดเจ้าของโครงการ (กรณีเจ้าของโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ)	
เจ้าของโครงการ	บริษัท เอส.เอส. การสุรา 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	10
ส่วนที่ 3 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	14
ส่วนที่ 4 แผนการติดตามผลการดำเนินโครงการ	23
ภาคผนวก เอกสาร/หลักฐานประกอบ	31

ส่วนที่ 1 รายละเอียดโครงการ

1.1 รายละเอียดและกิจกรรมของโครงการ

โครงการ The Renewable Energy from Distillery Slop Project, Ubon Ratchathani Province พัฒนาโดยบริษัท ไทยเบฟเวอเรจ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด มีจุดมุ่งหมายที่จะลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืนของโรงงานสุรา บริษัท เอส. เอส. การสุรา จำกัด ที่จังหวัดอุบลราชธานี ซึ่งเป็นบริษัทในเครือ ด้วยการกักเก็บก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียโรงงานสุรา และ นำก๊าซชีวภาพที่ได้ไปผลิตความร้อนและไฟฟ้า

รายละเอียดการดำเนินโครงการเป็นการปรับปรุงระบบบำบัดน้ำเสียเดิมของโรงสุราซึ่งเป็นแบบบ่อเปิดมาเป็นระบบบำบัดน้ำเสียแบบปิด (Low-rate ADI-BVF System Covered Lagoon) โดยที่ก่อนการดำเนินโครงการ ก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นจะถูกปล่อยออกสู่บรรยากาศ โดยไม่มีการกักเก็บเพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง และ มีการผลิตไอน้ำเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตสุราจากหม้อไอน้ำ (Boiler) โดยใช้น้ำมันเตา นอกจากนี้ยังมีการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หลังจากดำเนินโครงการแล้ว ได้มีการกักเก็บและใช้ประโยชน์ก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นจากระบบบำบัดน้ำเสียจากการผลิตสุรา มาใช้เป็นเชื้อเพลิงผลิตไอน้ำทดแทนการใช้น้ำมันเตาและนำมาใช้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้หลังจากหักส่วนที่ใช้ในโครงการแล้วจะส่งขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 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 348 วันต่อปี กรณีที่มีการซ่อมบำรุงระบบ ก๊าซชีวภาพที่ไม่ได้ใช้งานจะถูกนำไปเผาทำลายที่ Open Flare

ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้จากโครงการเท่ากับ 50,893 tCO_2e/y หรือ คิดเป็น 356,881 tCO_2e ตลอดระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ 7 ปี

ตำแหน่งที่ตั้งโครงการ และรายละเอียดบริเวณโครงการแสดงตามรูปที่ 1-1 และ 1-2

รูปที่ 1-1 แผนที่แสดงตำแหน่งที่ตั้งโครงการ

รูปที่ 1-2 แสดงผังโครงการและรายละเอียดบริเวณที่ตั้งโครงการ

1.2 ขอบเขตการดำเนินโครงการ

บริษัท ไทยเบฟเวอเรจ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับผลิตและจำหน่ายเชื้อเพลิงทดแทนจากน้ำกากส่าเหล้า โดยบริษัทมีจุดมุ่งหมายที่จะลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืน ในการดำเนินกิจกรรมโครงการบริษัทฯ ได้ร่วมมือกับสำนักวิศวกรรม บริษัท ไทยเบฟเวอเรจ จำกัด (มหาชน) ในการออกแบบระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำกากส่าของโรงงานสุราเพื่อนำไปใช้ทดแทนการใช้น้ำมันเตาของหม้อไอน้ำ โดยน้ำกากส่าที่ใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตก๊าซชีวภาพจะมาจากกระบวนการผลิตสุราของโรงงานสุรา บริษัท เอส. เอส. การสุรา จำกัด จังหวัดอุบลราชธานี ซึ่งเป็นบริษัทในเครือ โดยโรงผลิตก๊าซชีวภาพตั้งอยู่ในพื้นที่ของโรงงานสุราฯ เพื่อลดระยะทางในการขนส่ง

<u>ส่วนที่ 1: ระบบบำบัดน้ำเสียแบบปิดเพื่อกักเก็บก๊าซชีวภาพสำหรับนำไปใช้ประโยชน์</u>

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 และมีความยืดหยุ่นเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลง

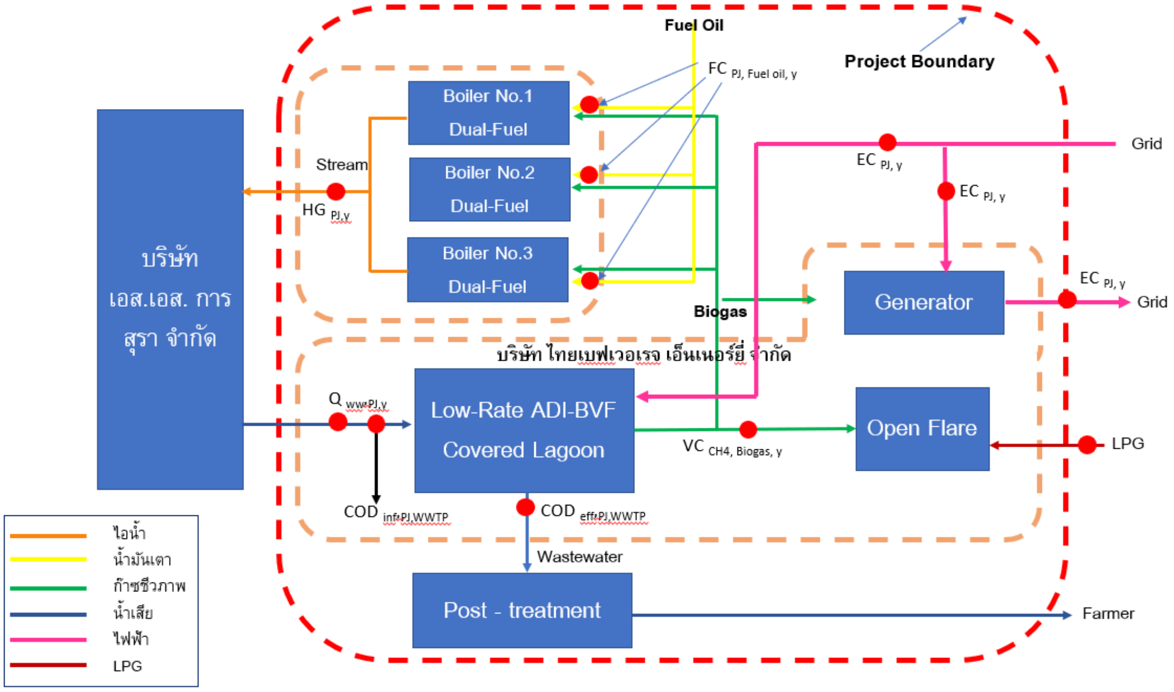
ของระดับการผลิต นอกจากนี้บ่อเก็บกักยังถูกปิดคลุมและบุด้วยแผ่น HDPE เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำเสียไปสู่น้ำใต้ดิน

ส่วนที่ 2: การนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์ทดแทนน้ำมันเตา

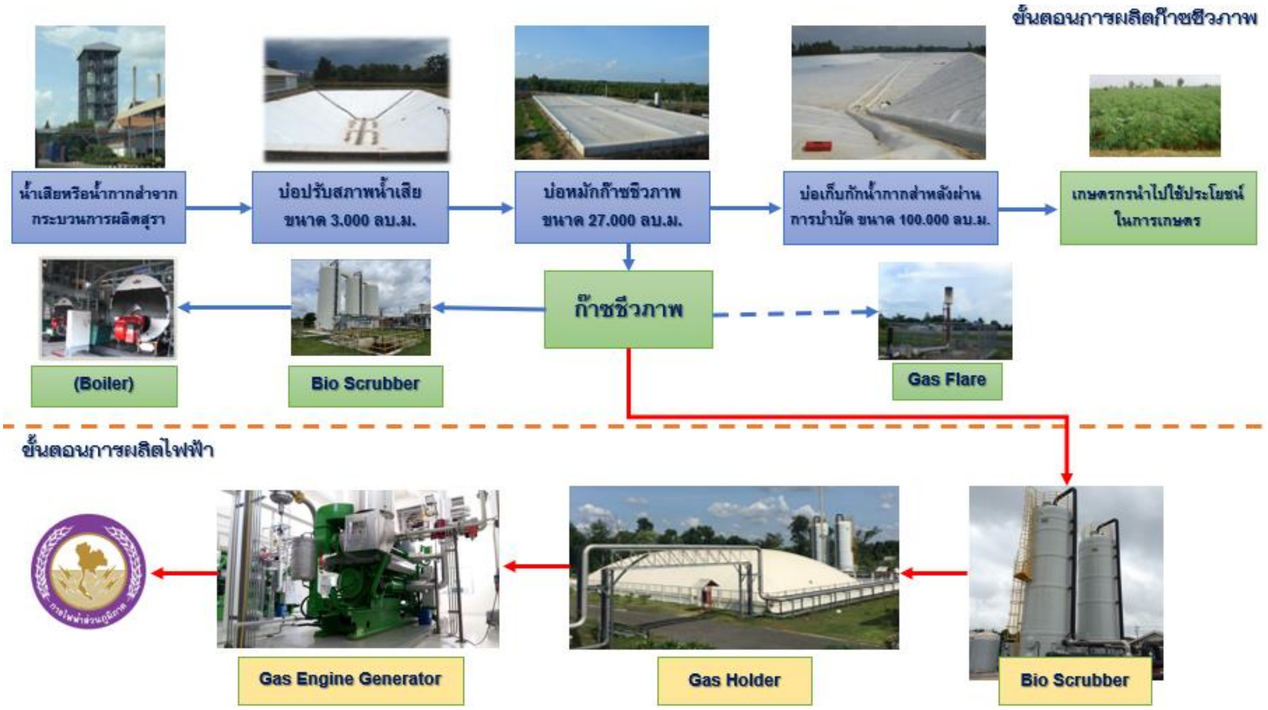
เดิมโรงงานสุรามีการติดตั้งใช้งานหม้อไอน้ำ 3 ชุดขนาดพิกัดผลิตไอน้ำรวม 25.83 ton/hr (2 ชุดที่ 10.96 ton/hr และ 1 ชุดที่ 3.91 ton/hr) โดยหม้อน้ำชุดที่ 1 และ 2 ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง ส่วนชุดที่ 3 ใช้ได้ทั้งน้ำมันเตาและก๊าซชีวภาพ ดังนั้นโครงการจึงดำเนินการเปลี่ยนหัวเผาของหม้อไอน้ำ ชุดที่1 และ 2 พิกัด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

ส่วนที่ 3: การนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์เพื่อผลิตไฟฟ้า

ก๊าซชีวภาพที่กักเก็บได้จะถูกนำไปใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า กำลังการผลิต 0.994 MW เดินระบบทั้งหมดประมาณ 348 วันต่อปี โดยทำสัญญาซื้อขายไฟกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในวันที่ 31 กรกฎาคม พ.ศ. 2556 และจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ในเดือน 15 มิถุนายน พ.ศ. 2558



รูปที่ 2-1 ขอบเขตการดำเนินโครงการ



รูปที่ 2-2 ขั้นตอนการผลิตก๊าซชีวภาพและการนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์

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
4. ระบบบำบัดก๊าซชีวภาพ Bio Scrubber	1,300 m^3/h	1 ชุด (2 ถัง)
5. ระบบลดความชื้น (Dehumidifier System)	600 Nm^3/h	1 ชุด
3. Dual Fuel Burner	Gas Firing rate: 3.4– 36 x 10^6 BTU/h	3 ชุด
4. Generator	ขนาด : 497 kW Biogas ป้อนเข้า: 282 Nm3/hr ประสิทธิภาพ : 39.2%	2 ชุด

1.3 การนับซ้ำ

บริเวณพื้นที่เดียวกันมีโครงการลดก๊าซเรือนกระจกอื่นที่ดำเนินกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกลักษณะเดียวกัน

☑ ไม่มี

☐ มี ชื่อโครงการ

ชื่อกลไก/มาตรฐานที่ขึ้นทะเบียนโครงการ

ช่วงระยะเวลาที่มีการขอรับรองปริมาณคาร์บอนเครดิต

1.4 การพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

☑ ไม่ต้องพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ

เนื่องจากโครงการมีเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกเท่ากับ 50,983 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี (น้อยกว่า 60,000 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี) ซึ่งไม่เข้าข่ายเป็นโครงการขนาดใหญ่

☐ ต้องพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ

☐ มีการดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

☐ ไม่มีการดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

1.5 สิทธิในการใช้ประโยชน์ที่ดินของโครงการ (เฉพาะโครงการประเภทป่าไม้และพื้นที่สีเขียว และการเกษตร)

ไม่เกี่ยวข้อง เนื่องจากเป็นโครงการประเภทการพัฒนาพลังงานทดแทน

ส่วนที่ 2 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก

2.1 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกที่ใช้

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

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

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

2.2 เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ

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

เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions)	ลักษณะของกิจกรรมที่เข้าข่าย (Applicability)
T-VER-METH-WM-01 Version 02 1. มีการบำบัดน้ำเสียด้วยระบบบำบัดแบบไร้อากาศ 2. มีการกักเก็บก๊าซมีเทนจากการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ เพื่อนำไปใช้ประโยชน์ หรือเผาทำลาย	T-VER-METH-WM-01 Version 02 1. ติดตั้งระบบบำบัดน้ำเสียด้วยระบบบ่อหมักไร้อากาศแบบปิด (Anaerobic Covered Lagoon) 2. มีการกักเก็บก๊าซมีเทนจากการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ และส่งไปใช้ประโยชน์เป็นเชื้อเพลิงที่หม้อไอน้ำ ส่วนที่เหลือจะนำไปผลิตกระแสไฟฟ้า และเผาทำลายที่ระบบ Flare
T-VER-METH-AE-01 Version 02 1. เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งบางส่วนหรือทั้งหมด หรือเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเข้าระบบสายส่ง (On-Grid) 2. สำหรับกรณีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังน้ำ ชีวมวล หรือขยะต้องมีกำลังการผลิตติดตั้งรวม (Total Installed Capacity) แต่ละประเภทเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนไม่เกิน 15 MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร ต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	T-VER-METH-AE-01 Version 02 เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อใช้เองในระบบและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (On-Grid) โดยมีกำลังการผลิต 0.994 MW และ ระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่ภายในรัศมี 200 กิโลเมตร

เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions)	ลักษณะของกิจกรรมที่เข้าข่าย (Applicability)
นอกขอบเขต	
T-VER-METH-AE-03 Version 01 1. เป็นการปรับเปลี่ยนมาใช้พลังงานหมุนเวียนทั้งหมดหรือเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้สำหรับระบบผลิตพลังงานความร้อนที่มีอยู่เดิม หรือเป็นการเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานความร้อนให้กับระบบผลิตพลังงานความร้อนที่มีอยู่เดิม 2. อุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนมีกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) เกินกว่า 45 MW Thermal หรือเทียบเท่า และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน อยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร ต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายนอกขอบเขตโครงการจากการขนส่งเชื้อเพลิง	T-VER-METH-AE-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 ดังนั้น จึงไม่ต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายนอกขอบเขตโครงการจากการขนส่งเชื้อเพลิง

2.3 ข้อมูลกรณีฐาน

ข้อมูลกรณีฐานสำหรับโครงการกักเก็บและใช้ประโยชน์ก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียโรงงานสุรา บริษัท เอส.เอส การสุรา จำกัด จะใช้ตามระเบียบวิธีการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจก ประกอบด้วย T-VER-METH-WM-01 Version 02

แหล่งกำเนิด	ก๊าซเรือนกระจก	เกี่ยวข้อง/ไม่เกี่ยวข้อง	เหตุผล
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน			
กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ	CH_4	เกี่ยวข้อง	กรณีฐานใช้กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบระบบบ่อเปิด ไม่มีการกักเก็บก๊าซมีเทนมาใช้ประโยชน์
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ			
การรั่วไหลของก๊าซมีเทนจากระบบกักเก็บ	CH_4	เกี่ยวข้อง	โครงการมีการติดตั้งระบบกักเก็บก๊าซชีวภาพ ซึ่งจะมีก๊าซมีเทนบางส่วนรั่วไหลออกมาได้
การเผาทำลายก๊าซมีเทน	CH_4	เกี่ยวข้อง	โครงการมีการติดตั้งระบบเผาทำลายก๊าซชีวภาพ ซึ่งจะมีก๊าซมีเทนบางส่วนที่เผาทำลายไม่หมด

แหล่งกำเนิด	ก๊าซเรือนกระจก	เกี่ยวข้อง/ไม่เกี่ยวข้อง	เหตุผล
การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	CO_2	เกี่ยวข้อง	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบเผาทำลาย
การใช้พลังงานไฟฟ้า	CO_2	เกี่ยวข้อง	การใช้พลังงานไฟฟ้าซึ่งผลิตจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ			
ไม่เกี่ยวข้อง	-	-	

T-VER-METH-AE-01 Version 02

แหล่งกำเนิด	ก๊าซเรือนกระจก	เกี่ยวข้อง/ไม่เกี่ยวข้อง	เหตุผล
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน			
การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO_2	เกี่ยวข้อง	มีการติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจ่ายเข้าสายส่ง
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ			
1. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO_2	เกี่ยวข้อง	โครงการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าในโครงการ
2. การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	CO_2	ไม่เกี่ยวข้อง	ไม่มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ			
การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่ง	CO_2	ไม่เกี่ยวข้อง	เนื่องจากโครงการเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม (Total Installed Capacity) ไม่เกิน 15MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่ภายในรัศมีกิโลเมตร 200

T-VER-METH-AE-03 Version 01

แหล่งกำเนิด	ก๊าซเรือนกระจก	เกี่ยวข้อง/ไม่เกี่ยวข้อง	เหตุผล
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน			
1. การผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล	CO_2	เกี่ยวข้อง	ระบบเดิมใช้หม้อไอน้ำซึ่งใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานความร้อน
2. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO_2	ไม่เกี่ยวข้อง	ระบบเดิมไม่ได้ใช้พลังงานไฟฟ้าจากสายส่งในการผลิตพลังงานความร้อน
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ			
1. การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	CO_2	เกี่ยวข้อง	โครงการมีการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตากรณีที่ก๊าซชีวภาพมีไม่เพียงพอในการเดินระบบ Boiler
2. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO_2	เกี่ยวข้อง	โครงการมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบผลิตความร้อนโดยเป็นการใช้พลังงานไฟฟ้าในกระบวนการผลิตและส่งจ่ายก๊าซชีวภาพเข้าสู่ Boiler
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ			
การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่ง	CO_2	ไม่เกี่ยวข้อง	โครงการมีกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) น้อยกว่า 45 MW Thermal หรือเทียบเท่า และไม่มีการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน

ส่วนที่ 3 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

3.1 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐาน (Baseline Sequestration/Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน สามารถคำนวณได้ ดังนี้

		T-VER-METH-WM-01		*T-VER-METH-AE-01*		*T-VER-METH-AE-03*
BE_y	**=**	**$BE_{WW,treatment,y}$**	**+**	**$BE_{EG,y}$**	**+**	**$BE_{HG,FC,y}$ + $BE_{HG,EC,y}$**
tCO_2e/year		tCO_2e/year		tCO_2e/year		tCO_2e/year
64,218.18	=	55,112.67	+	2,402.97	+	6,702.54

T-VER-METH-WM-01 Version 01

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

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

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ $BE_{ww,treatment,y}$

$$BE_{ww,treatment,y} = Q_{ww,PJ,y} \times (COD_{inf,PJ,WWTP} - COD_{eff,PJ,WWTP}) \times MCF_{BL} \times UF_{BL} \times B_0 \times GWP_{CH4,y} \times 10^{-6}$$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$BE_{ww,treatment,y}$	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	การคำนวณ	tCO_2e/year	55,112.67
$Q_{ww,PJ,y}$	ปริมาณน้ำเสียของโครงการที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	ภาคผนวกที่ 2	m^3/year	149,374
$COD_{inf,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	ภาคผนวกที่ 2	mg/l	132,926
$COD_{eff,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	ภาคผนวกที่ 2	mg/l	58,898
MCF_{BL}	ค่า Methane Correction Factor ของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในกรณีฐาน	Default		0.80
UF_{BL}	ค่า Model Correction Factor สำหรับความไม่แน่นอนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในกรณีฐาน	Default		0.89
B_0	อัตราการสร้างก๊าซมีเทนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ	Default	$kgCH_4$/ $kgCOD_{removal}$	0.25
$GWP_{CH4,y}$	ศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซมีเทน	Default	tCO_2e/tCH_4	28

T-VER-METH-AE-01 Version 02

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

$BE_y = BE_{EG,y}$

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง

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

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$BE_{EG,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง	การคำนวณ	tCO_2/year	2,402.97
$EG_{PJ,y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการพลังงานหมุนเวียน	ภาคผนวก 2	kWh/year	4,699,720
$EF_{Grid,CM,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามที่ อบก. กำหนด	Default	tCO_2/MWh	0.5113

T-VER-METH-AE-03 Version 01

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

$BE_y = BE_{HG,FC,y,} + BE_{HG,EC,y}$

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตความร้อนด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล

$BE_{HG,FC,y} = HG_{PJ,y} \times \sum(SFC_{BL,i,y} \times (NCV_{i,y} \times 10^{-6}) \times EF_{CO2,\ i,y}) \times 10^{-3}$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$BE_{HG,FC,y,}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตความร้อนด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี y	การคำนวณ	tCO_2e/year	6,702.54
$HG_{PJ,y}$	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ ในปี y	ภาคผนวก 2	MJ/year	86,749,987
$SFC_{BL,i,y}$	ค่าความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงจำเพาะของเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี y	ภาคผนวก 1	MJ/year	0.0251
$NCV_{Fuel\ Oil,y}$	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา ในปี y	Default	MJ/L	39.77

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$EF_{CO2\ Fuel\ Oil,y}$	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i	Default	$kgCO_2/TJ$	77,400

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	=	$PE_{leak,y}$	+	$PE_{flare,y}$	+	$PE_{FF,y}$	$PE_{FF,y}$	$PE_{EL,y}$	+	$PE_{FF,y}$	+	$PE_{EL,y}$
tCO_2e/year		tCO_2e/year		tCO_2e/year		tCO_2e/year	tCO_2e/year	tCO_2e/year		tCO_2e/year		tCO_2e/year
13,019.93	=	6,935.53	+	6,083.51	+	0.90	-	191.88	+	23.27	+	-

T-VER-METH-WM-01 Version 02

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ

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

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลจากระบบเก็บรวบรวม/กักเก็บ

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

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{leak,y}$	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลจากระบบเก็บรวบรวม/กักเก็บ ในปี y	การคำนวณ	tCO_2e/year	6,935.53
$Q_{ww,PJ,y}$	ปริมาณน้ำเสียที่เข้าสู่ระบบบำบัด ในปี y	ภาคผนวก 2	m^3/year	149,374
$COD_{inf,PJ,y}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	ภาคผนวก 2	mg/l	132,926
$COD_{eff,PJ,y}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	ภาคผนวก 2	mg/l	58,898
MCF_{PJ}	ค่า Methane Correction Factor ของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศของโครงการ	Default		0.80

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
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

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

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{flare,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาทำลายก๊าซชีวภาพ	การคำนวณ	tCO_{2e}/year	6,083.51
$V_{CH4,biogas,y}$	ปริมาณก๊าซมีเทนที่เข้าสู่ระบบเผาทำลาย	ภาคผนวกที่2	L/year	434.54
FE	ค่าประสิทธิภาพในการเผาทำลายก๊าซมีเทนของระบบเผาทำลาย open Flare	Default	MJ/litre	0.50
$GWP_{CH4,y}$	ศักยภาพในการทำใหเกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซมีเทน	Default	kgCO2/TJ	28

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
$PE_{FF,y}$	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานฟอสซิลในการดำเนินโครงการ	การคำนวณ	tCO_{2e}/year	0.90
$FC_{PJ,i,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท LPG สำหรับการดำเนินโครงการ	ภาคผนวกที่2	kg/year	288

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$NCV_{i,y}$	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงฟอสซิล	Default	MJ/kg	49.30
$EF_{CO2,i,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิล	Default	$kgCO_2/TJ$	63,100

T-VER-METH-AE-01 Version 02

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ

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

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

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

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{FF,y}$	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานฟอสซิลในการดำเนินโครงการ	การคำนวณ	$tCO_2/year$	0
$FC_{PJ,i,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับการดำเนินโครงการ	ภาคผนวกที่2	unit/year	0
$NCV_{i,y}$	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงฟอสซิล	Default	MJ/unit	39.77
$EF_{CO2,i,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิล	Default	$kgCO_2/TJ$	77,400

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง

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

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{EL,y}$	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ	การคำนวณ	$tCO_2/year$	191.88
$EC_{PJ,y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการ	ภาคผนวกที่2	kWh/year	375,276
EF_{Elec}	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามที่ อบก. กำหนด	อบก.กำหนด	tCO_2/MWh	0.5113

T-VER-METH-AE-03 Version 03

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ

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

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการ $PE_{FF,y}$.

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

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{FF,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการ ในปี y	การคำนวณ	tCO_2e/year	23.27
$FC_{PJ,I,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตาสำหรับการดำเนินโครงการ ในปี y	ภาคผนวก 2	Litre/year	7,560
$NCV_{i,y}$	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา	Default	MJ/litre	39.77
$EF_{CO2,i,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา	Default	$kgCO_2$/TJ	77,400

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ $PE_{EL,y}$

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

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_{Elec}	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี y	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 ซึ่ง ไม่เกิน 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/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ได้จากการดำเนินโครงการ (Carbon Sequestration/Emission)

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)	42,092.74
BE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO_2e/year)	55,112.67
PE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO_2e/year)	13,019.93
LE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปี y (tCO_2e/year)	-

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)	2,211.09
BE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO_2e/year)	2,402.97
PE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO_2e/year)	191.88
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)	6,679.27
BE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO_2e/year)	6,702.54
PE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO_2e/year)	23.27
LE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากนอกขอบเขตโครงการ ในปี y (tCO_2e/year)	-

สรุปปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดของโครงการเท่ากับ 50,983 tCO_2e/year

3.5 สรุปปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้

3.5.1 วันที่เริ่มเดินระบบหรือดำเนินกิจกรรมของโครงการที่ก่อให้เกิดการลดก๊าซเรือนกระจก

1 มีนาคม 2552

3.5.2 วันที่เริ่มคิดเครดิต

1 มิ.ย. 2564 – 31 พ.ค. 2571

3.5.3 ระยะเวลาการคิดเครดิต

7 ปี

ปี	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ	ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
01/06/2564-31/05/2565	64,218.18	13,235.08	-	50,983

ปี	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ	ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
01/06/2565-31/05/2566	64,218.18	13,235.08	-	50,983
01/06/2566-31/05/2567	64,218.18	13,235.08	-	50,983
01/06/2567-31/05/2568	64,218.18	13,235.08	-	50,983
01/06/2568-31/05/259	64,218.18	13,235.08	-	50,983
01/06/2569-31/05/2570	64,218.18	13,235.08	-	50,983
01/06/2570-31/05/2571	64,218.18	13,235.08	-	50,983
รวม (tCO2e)	449,527.25	92,645.55		356,881
จำนวนปี	7 ปี			
เฉลี่ยปีละ (tCO_2e/y)	64,218.18	13,235.08	-	50,983

ส่วนที่ 4 แผนการติดตาผลการดำเนินโครงการ

4.1 สรุปแนวทางการติดตามผล

การติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นในโครงการนี้จะดำเนินการโดยบริษัท ไทยเบฟเวอเรจ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทผู้พัฒนาโครงการและเจ้าของโครงการเอง โดยเจ้าหน้าที่ฝ่ายผลิต (Production Operator) ที่ได้รับมอบหมายจะเป็นผู้รวบรวมจดข้อมูลจากมิเตอร์ตรวจวัดค่าต่างๆ ตามที่แสดงในรูปที่ 2-1 และนำมาคำนวณจัดทำเป็นรายงานปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการในแต่ละเดือน ทั้งนี้มิเตอร์ทั้งหมดถือเป็นส่วนหนึ่งของอุปกรณ์ที่จะได้รับการตรวจสอบเพื่อให้มีสภาพการทำงานที่ถูกต้องตลอดการเดินเครื่อง โดยจะมีการสอบเทียบเพื่อตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำของการวัดอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง นอกจากนี้จะมีการอบรมบุคลากรให้มีความรู้ความเข้าใจในการติดตามผลก่อนเริ่มทำงาน มีการจดบันทึกข้อมูลการเดินระบบอย่างน้อยเดือนละครั้ง ภายใต้ความรับผิดชอบของพนักงานประจำช่วงเวลานั้นๆ ข้อมูลที่บันทึกจากพนักงานจะมีการตรวจสอบโดย

หัวหน้างานก่อนที่จะทำสรุปผลการเดินระบบประจำเดือน และจะมีการเก็บรักษาข้อมูลรวมถึงเอกสารการสอบเทียบต่างๆ ของโครงการไว้เป็นเวลา 2 ปี หลังจากครบระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ

4.2 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล

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	B_o
ค่าที่ใช้	0.25
หน่วย	$kgCH_4/kgCOD_{removal}$
ความหมาย	อัตราการสร้างก๊าซมีเทนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ
แหล่งข้อมูล	AMS-III.H.
พารามิเตอร์	$GWP_{CH4,y}$
ค่าที่ใช้	28
หน่วย	tCO_2e/tCH_4
ความหมาย	ศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซมีเทน
แหล่งข้อมูล	ค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน (Global Warming Potential: GWP) สำหรับโครงการ T-VER ประกาศเมื่อวันที่ 27 ตุลาคม พ.ศ. 2564 โดยสำนักประเมินและรับรองโครงการ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

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

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,i}$
ค่าที่ใช้	63,100
หน่วย	$kgCO_2/TJ$
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท LPG ในปี y
แหล่งข้อมูล	2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories

พารามิเตอร์	$NCV_{LPG,y}$
ค่าที่ใช้	43.30
หน่วย	MJ/kg

ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท LPG ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

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

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

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,i}$
ค่าที่ใช้	77,400
หน่วย	$kgCO_2/TJ$
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา (Fuel Oil) 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

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

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

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,Fuel\ Oil,y}$
ค่าที่ใช้	77,400
หน่วย	$kgCO_2/TJ$
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา (Fuel Oil) ในปี y
แหล่งข้อมูล	2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories

พารามิเตอร์	EF_{Grid}
ค่าที่ใช้	0.5113
หน่วย	tCO_2/MWh
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า
แหล่งข้อมูล	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2553 โดย สำนักประเมินและรับรองโครงการ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

พารามิเตอร์	$HG_{BL,y}$
ค่าที่ใช้	300,661
หน่วย	MJ/year
ความหมาย	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกรณีฐาน ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้ในกรณีฐาน

พารามิเตอร์	$FC_{BL,Fuel\ Oil,y}$
ค่าที่ใช้	7,560
หน่วย	Litre/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้น้ำมันเตาสำหรับกรณีฐาน ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณการใช้น้ำมันเตา (รายละเอียดในภาคผนวก 1)

4.3 พารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผล

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

พารามิเตอร์	$Q_{ww,PJ,y}$
หน่วย	$m^3/year$
ความหมาย	ปริมาณน้ำเสียที่เข้าสู่ระบบบำบัด ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	อุปกรณ์ตรวจวัด: Flow Meter ตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการวัดผล โดยรายงาน

	ข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน โดยจะมีการสอบเทียบเพื่อตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำของการวัดอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

พารามิเตอร์	$COD_{inf,PJ,WWTP}$
หน่วย	mg/l
ความหมาย	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวิเคราะห์
วิธีการติดตามผล	- โดยการตรวจวิเคราะห์ตามวิธีมาตรฐาน (Standard Method) version ล่าสุด อย่างต่อเนื่องตลอดช่วงของการวัดผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน - มีการสอบเทียบเพื่อตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำของ COD Reactor อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

พารามิเตอร์	$COD_{eff,PJ,WWTP}$
หน่วย	mg/l
ความหมาย	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวิเคราะห์
วิธีการติดตามผล	- โดยการตรวจวิเคราะห์ตามวิธีมาตรฐาน (Standard Method) อย่างต่อเนื่องตลอดช่วงของการวัดผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน - มีการสอบเทียบเพื่อตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำของ COD Reactor อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

พารามิเตอร์	$V_{CH4,biogas,y}$
หน่วย	tCH_4/year
ความหมาย	ปริมาณมีเทนที่เข้าสู่ระบบเผาทำลาย ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	อุปกรณ์ตรวจวัด: Gas Flow Meter - ตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการวัดผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน - โดยจะมีการสอบเทียบเพื่อตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำของการวัดอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

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

พารามิเตอร์	$EG_{PJ,y}$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ โดยใช้ข้อมูลการตรวจวัด ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด

วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน
พารามิเตอร์	$EC_{PJ,y}$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งในการดำเนินโครงการ ในปี y (สำหรับระบบผลิตไฟฟ้า)
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	$FC_{PJ,i,y}$
หน่วย	unit/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน
วิธีการติดตามผล	-

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

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

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

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,y}$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y (สำหรับระบบผลิตก๊าซ

	ชีวภาพ)
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน
หมายเหตุ	อุปกรณ์ต่างๆ สำหรับระบบผลิตความร้อนนั้น ถูกตรวจวัดผ่านมิเตอร์ไฟฟ้าสำหรับหม้อไอน้ำ ซึ่งการใช้ไฟฟ้าในส่วนนี้จะไม่นำมาคิดเนื่องจากมีการใช้เหมือนกันทั้งในกรณีโครงการและกรณีฐาน ในส่วนของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้เพิ่มเติมสำหรับการผลิตความร้อนจากก๊าซชีวภาพได้แก่ Blower ส่งก๊าซชีวภาพ จะถูกวัดรวมอยู่ในมิเตอร์ไฟฟ้าที่ใช้ในระบบ Biogas ดังนั้นปริมาณไฟฟ้าที่ใช้เพิ่มเติมสำหรับการผลิตความร้อนจะคิดปริมาณไฟฟ้ารวมจากอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดที่ติดตั้งในระบบ Biogas

ภาคผนวกที่ 1

เอกสาร/หลักฐานประกอบสำหรับข้อมูลกรณีฐาน

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

พารามิเตอร์	ความหมาย	ค่าที่ใช้	หน่วย	ที่มา
$COD_{inf,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ	132,926	mg/l	เอกสารการออกแบบระบบบำบัดแบบไร้อากาศ
$COD_{eff,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ	58,898	mg/l	
-	ประสิทธิภาพในการกำจัด COD	40%	percent	

- พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากโครงการประมาณการจาก รายงานปริมาณนำมันเตาที่ใช้เฉลี่ยในปี แสดงดังตารางต่อไปนี้

พารามิเตอร์	ความหมาย	ค่าที่ใช้	หน่วย	ที่มา
$HG_{BL,y}$	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกรณีฐาน ในปี y	300,661	MJ/year	คำนวณจากรายงานการตรวจวัด และ Spec. Boiler
$FC_{BL,\ Fuel\ Oil,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา (Fuel Oil) สำหรับกรณีฐาน ในปี y	7,560	Litre/year	ปริมาณการใช้น้ำมันเตาเฉลี่ย 2 ปี

ภาคผนวกที่ 2

ข้อมูลการคำนวณ

พารามิเตอร์	ความหมาย	ค่าที่ใช้	หน่วย	ที่มา
$Q_{ww,PJ,y}$	ปริมาณน้ำเสียของโครงการที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	149,374	m^3/year	ปริมาณน้ำเสียเข้าระบบ เฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลัง
$COD_{inf,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	132,926	mg/l	ค่า COD จากผลการวิเคราะห์เฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลัง
$COD_{eff,PJ,WWTP}$	ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y	58,898	mg/l	
$HG_{PJ,y}$	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ ในปี y	86,749,987	MJ/year	
$V_{CH4,biogas,y}$	ปริมาณก๊าซมีเทนที่เข้าสู่ระบบเผาทำลาย ในปี y	1,010,361.3	NM^3/year	ปริมาณ Biogas ที่ส่งไป Flare เฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลัง
		434.54	tCH_4/year	
$EG_{PJ,y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการพลังงานหมุนเวียน	4,699,719	kWh/year	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลัง
$EC_{PJ,y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (สำหรับ T-VER-METH-AE-01)	375,276	kWh/year	ปริมาณการใช้ไฟฟ้า เฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลัง
$FC_{PJ,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท LPG) ในการดำเนินโครงการ (สำหรับ T-VER-METH-WM-01) ในปี y	288	kg/year	ข้อมูลการใช้ LPG เฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลัง
	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา (Fuel Oil) ในการดำเนินโครงการ (สำหรับ T-VER-METH-AE-03) ในปี y	7,560	litre/year	ข้อมูลการใช้น้ำมันเตาเฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลัง