# เอกสารข้อเสนอโครงการ (Project Design Document)

| รายละเอียดโครงการ | |
|---|---|
| **ชื่อโครงการ** | Methane Recovery and Utilization Project at Kaenkwan Co., Ltd., Khonkaen, Thailand |
| **ประเภทโครงการ** | ☐ การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน ☐ การจัดการในภาคขนส่ง<br>☑ พลังงานทดแทน ☐ ป่าไม้และพื้นที่สีเขียว<br>☑ การจัดการของเสีย ☐ การเกษตร<br>☐ อื่นๆ..... |
| **ที่ตั้งโครงการ** | 309 หมู่ 6 ถนนน้ำพอง กระนวน - ตำบลน้ำพอง อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น 40310 ประเทศไทย |
| **พิกัดที่ตั้งโครงการ** | 16.7409N 102.8189E |
| **เงินลงทุนมั้งหมดของโครงการ** | 164.21 ล้านบาท |
| **ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลด/ดูดกลับได้** | 35,743 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี |
| **ระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ** | 7 ปี<br>01/01/2565– 31/12/2571 |

| รายละเอียดการจัดทำเอกสาร | |
|---|---|
| วันที่จัดทำเอกสารแล้วเสร็จ | 14/10/2565 |
| เอกสารฉบับที่ | 01 |

| 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** | 309 หมู่ 6 ถนนน้ำพอง กระนวน - ตำบลน้ำพอง อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น 40310 ประเทศไทย |
| **โทรศัพท์** | (02) 785-7108 |
| **โทรสาร** | (02) 785-7125 |
| **E-mail** | thitapha.y@thaibev.com |

| รายละเอียดเจ้าของโครงการ (กรณีเจ้าของโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ) | |
|---|---|
| **เจ้าของโครงการ** | บริษัท แก่นขวัญ จำกัด |
| **ชื่อผู้ประสานงาน** | นางสาวฐิตาภา ยศธแสนย์ |
| **ตำแหน่ง** | ผู้ช่วยผู้จัดการงานมาตรฐานคุณภาพและสิ่งแวดล้อมอาวุโส |
| **ที่อยู่** | 309 หมู่ 6 ถนนน้ำพอง กระนวน - ตำบลน้ำพอง อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น 40310 ประเทศไทย |
| **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 | 13 |
| ส่วนที่ 4 แผนการติดตามผลการดำเนินโครงการ | 20 |
| ภาคผนวก เอกสาร/หลักฐานประกอบ | 26 |

## ส่วนที่ 1 รายละเอียดโครงการ

### 1.1 รายละเอียดและกิจกรรมของโครงการ

โครงการ Methane Recovery and Utilization Project at Kaenkwan Co., Ltd., Khonkaen, Thailand พัฒนาโดยบริษัท ไทยเบฟเวอเรจ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด มีจุดมุ่งหมายที่จะลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืนของโรงงานสุรา บริษัท แก่นขวัญ จำกัด จังหวัดขอนแก่น ซึ่งเป็นบริษัทในเครือ

ก่อนการดำเนินโครงการ ก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นจะถูกปล่อยออกสู่บรรยากาศ โดยไม่มีการกักเก็บเพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง และ มีการผลิตไอน้ำเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตสุราจากหม้อไอน้ำ (Boiler) โดยใช้น้ำมันเตา หลังจากดำเนินโครงการแล้ว ได้มีการกักเก็บและใช้ประโยชน์ก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นจากระบบบำบัดน้ำเสียจากการผลิตสุรามาใช้เป็นเชื้อเพลิงผลิตไอน้ำทดแทนการใช้น้ำมันเตา ทำให้สามารถบริหารจัดการน้ำเสียได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดปัญหากลิ่นจากน้ำกากส่า ส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน และช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งเป็นสาเหตุของภาวะโลกร้อน

โครงการได้ดำเนินการปรับปรุงระบบบำบัดน้ำเสียเดิมของโรงสุราซึ่งเป็นแบบบ่อเปิด มาเป็นระบบบำบัดน้ำเสียแบบปิด (Low-rate ADI-BVF System Covered Lagoon) ที่สามารถบำบัดน้ำเสียซึ่งมีค่า COD ระหว่าง 131,000-172,000 มิลลิกรัม/ลิตร ได้ในปริมาณ 500-600 $m^3$/วัน ผลิตก๊าซชีวภาพได้เฉลี่ยขั้นต่ำ 18,000 $Nm^3$/วัน สามารถทดแทนปริมาณการใช้น้ำมันเตาที่หม้อไอน้ำ (Boiler) ที่เคยใช้อยู่เดิมทั้งหมด โครงการมีหม้อไอน้ำอยู่ทั้งหมด 3 ตัว ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม 25.83 ตันต่อชั่วโมง ก๊าซชีวภาพที่เหลือจากการใช้งานที่หม้อต้มไอน้ำจะถูกเผาทำลายที่ Flare และน้ำเสียที่ผ่านระบบบำบัดแล้วจะถูกแจกจ่ายให้กับเกษตรกรในพื้นที่ข้างเคียงเพื่อใช้เป็นสารปรับปรุงคุณภาพดินในนาข้าว ไร่อ้อย และไร่มันสำปะหลัง

ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้จากโครงการเท่ากับ 35,743 $tCO_2e/y$ หรือ คิดเป็น 250,201 $tCO_2e$ 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 โดยน้ำกากส่าที่ใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตก๊าซชีวภาพจะมาจากกระบวนการผลิตสุราของโรงงานสุรา บริษัท แก่นขวัญ จำกัด จังหวัดขอนแก่น ซึ่งเป็นบริษัทในเครือ โดยโรงผลิตก๊าซชีวภาพตั้งอยู่ในพื้นที่ของโรงงานสุราฯ เพื่อลดระยะทางในการขนส่ง

<u>ส่วนที่ 1: ระบบบำบัดน้ำเสียแบบปิดเพื่อกักเก็บก๊าซชีวภาพสำหรับนำไปใช้ประโยชน์</u>

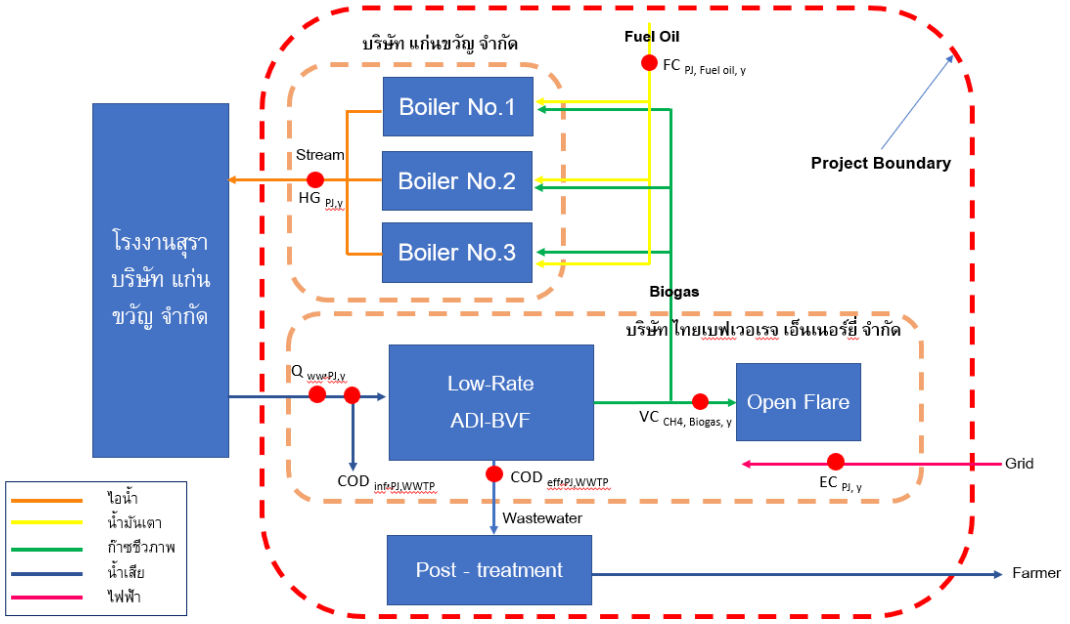
โครงการได้ปรับปรุงระบบบำบัดน้ำเสียเดิมของโรงงานสุราซึ่งเป็นระบบบำบัดน้ำเสียไร้อากาศแบบบ่อเปิด (Anaerobic Open Lagoon) มาเป็นระบบบำบัดน้ำเสียด้วยระบบบ่อหมักไร้อากาศแบบปิด (Anaerobic Covered Lagoon) ด้วยเทคโนโลยี Low-Rate ADI-BVF (Bulk Volume Fermenter) ซึ่งได้รับการออกแบบและพัฒนาโดยบริษัท ADI System Inc.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

ระบบบำบัดน้ำเสียใหม่นี้ประกอบด้วยบ่อหมักก๊าซชีวภาพ (Reactor) ขนาดปริมาตร 27,000 $m^3$ สามารถรองรับน้ำเสียได้วันละ 600 $m^3$/วัน ที่ภาระความสกปรกของน้ำเสียในรูปของ COD ได้สูงถึงประมาณ 150,000-170,000 mg/ลิตร โดยมีประสิทธิภาพในการลดค่า COD ได้ 55-65% น้ำเสียที่ผ่านการบำบัด

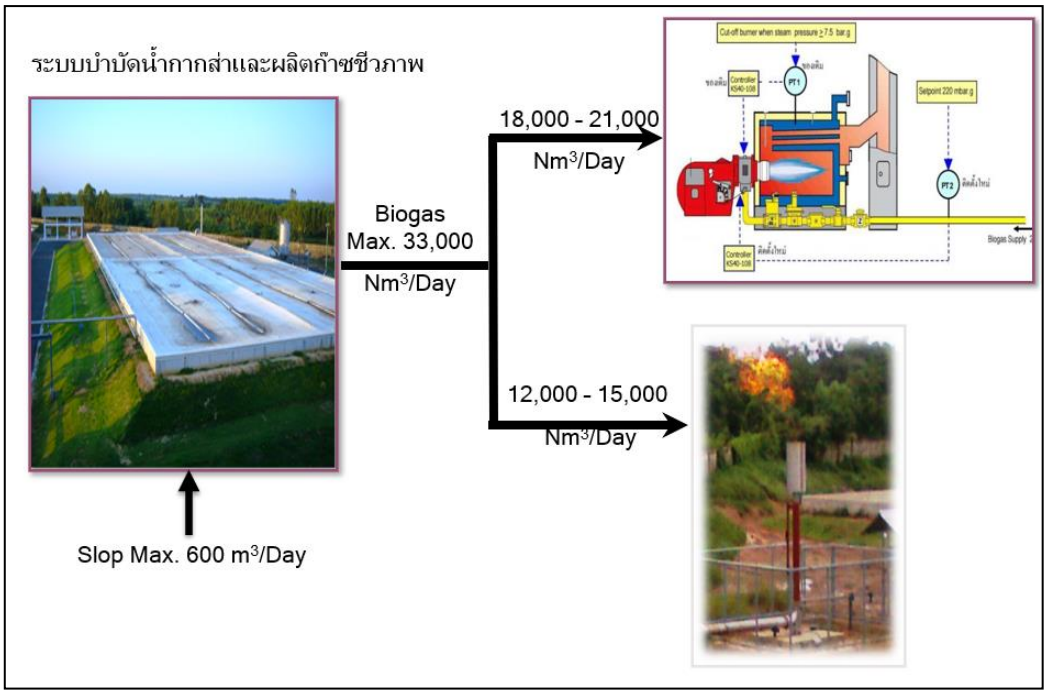
แล้วจะผ่านไปเก็บยังบ่อเก็บกัก (Holding Pond) ขนาด 100,000 $m^3$ โดยบ่อหมักก๊าซชีวภาพจะถูกปิดด้วยแผ่นคลุม Floating Membrane ซึ่งทำด้วยวัสดุเฉพาะที่มีคุณสมบัติในการกักเก็บและป้องกันการรั่วไหลของก๊าซและกลิ่นสู่บรรยากาศ และมีความยืดหยุ่นเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของระดับการผลิต นอกจากนี้บ่อเก็บกักยังถูกปิดคลุมและบุด้วยแผ่น HDPE เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำเสียไปสู่น้ำใต้ดิน

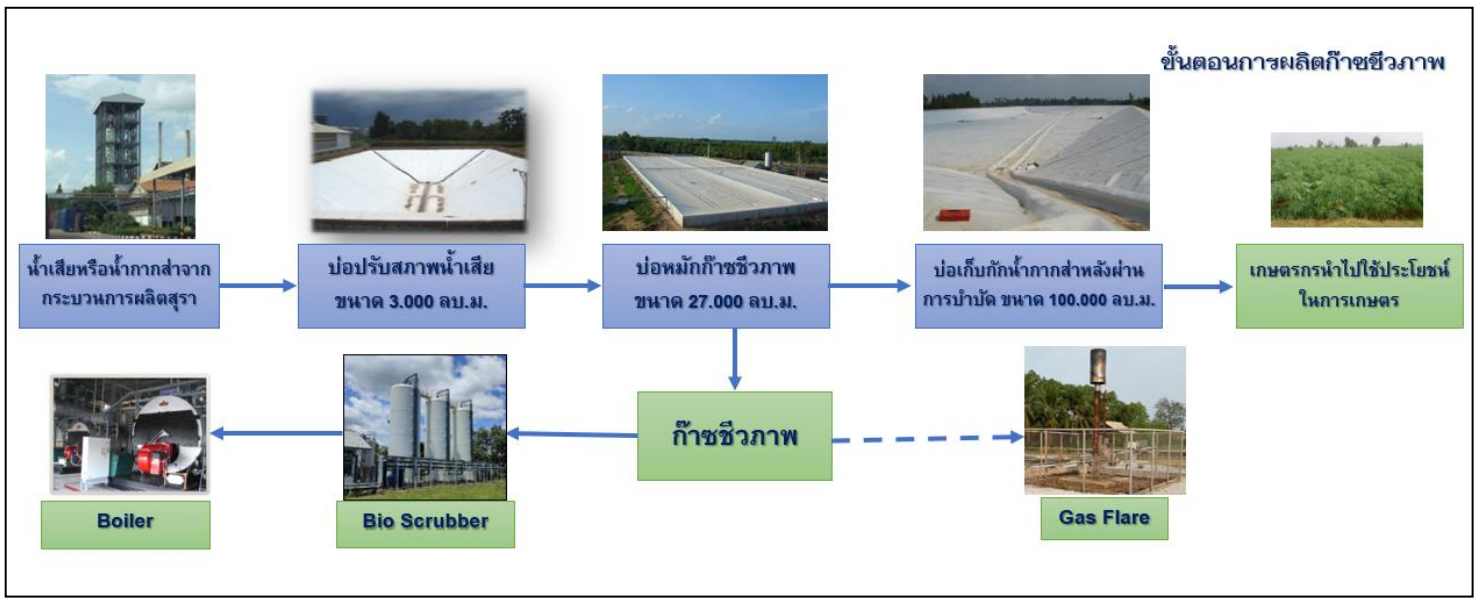
ส่วนที่ 2: การนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์ทดแทนน้ำมันเตา

เดิมโรงงานสุรามีการติดตั้งใช้งานหม้อไอน้ำ 3 ชุดขนาดพิกัดผลิตไอน้ำรวม 25.83 ton/hr (2 ชุดที่ 10.96 ton/hr และ 1 ชุดที่ 3.91 ton/hr) โดยใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง ดังนั้นโครงการจึงดำเนินการเปลี่ยนหัวเผาของหม้อไอน้ำ 2 ชุดที่พิกัด 10.96 ton/hr ใหม่ เป็นหัวเผาแบบ Dual Fuel เพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพเป็นหลัก (โดยยังสามารถใช้น้ำมันเตาได้ในกรณีฉุกเฉินที่ระบบผลิตก๊าซชีวภาพมีปัญหาเท่านั้น) ก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้จะถูกส่งจากบ่อหมักก๊าซชีวภาพด้วย Gas Blower ไปยังหัวเผาของหม้อไอน้ำ โดยปริมาณก๊าซที่เหลือจากการใช้ของหม้อไอน้ำจะถูกกำจัดโดยการเผาทำลายที่ Open Flare




รูปที่ 2-1 ขอบเขตการดำเนินโครงการ




รูปที่ 2-2 ขั้นตอนการผลิตก๊าซชีวภาพ

ตารางสรุปรายการเครื่องจักรอุปกรณ์หลักที่ติดตั้งในโครงการ

| รายการ | ขนาดกำลังการผลิต | จำนวน |
|---|---|---|
| 1. ระบบบำบัดน้ำเสียแบบ Low-Rate ADI-BVF | รับน้ำเสีย 500 – 600 m3/วัน<br>ขนาดความจุ 27,000 $m^3$<br>ประสิทธิภาพการบำบัด : 55-65% | 1 บ่อ |
| 2. ระบบเผาก๊าซชีวภาพ (Open Flare) | Max. flow rate: 2,496 $Nm^3$/hr | 1 ชุด |
| 3. ระบบบำบัดก๊าซชีวภาพ Bio Scrubber | 1,300 $m^3$/h | 1 ชุด<br>(2 ถัง) |
| 4. ระบบลดความชื้น (Dehumidifier System) | 600 $Nm^3$/h | 1 ชุด |
| 5. Dual Fuel Burner | Gas Firing rate:<br>3.4– 36 x $10^6$ BTU/h | 3 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 และการเกษตร)

*ไม่เกี่ยวข้อง เนื่องจากเป็นโครงการประเภทการพัฒนาพลังงานทดแทน*

## ส่วนที่ 2 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก

### 2.1 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกที่ใช้

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

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

### 2.2 เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ

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

| เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions) | ลักษณะของกิจกรรมที่เข้าข่าย (Applicability) |
|---|---|
| T-VER-METH-WM-01 Version 01<br>1. มีการบำบัดน้ำเสียด้วยระบบบำบัดแบบไร้อากาศ<br>2. มีการกักเก็บก๊าซมีเทนจากการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ เพื่อนำไปใช้ประโยชน์ หรือเผาทำลาย | T-VER-METH-WM-01 Version 01<br>1. ติดตั้งระบบบำบัดน้ำเสียด้วยระบบบ่อหมักไร้อากาศแบบปิด (Anaerobic Covered Lagoon)<br>2. มีการกักเก็บก๊าซมีเทนจากการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ และส่งไปใช้ประโยชน์เป็นเชื้อเพลิงที่หม้อไอน้ำ และส่วนที่เหลือจากการใช้จะถูกเผาทำลายที่ระบบ Flare |
| T-VER-METH-AE-03 Version 01<br>1. เป็นการปรับเปลี่ยนมาใช้พลังงานหมุนเวียนทั้งหมด หรือเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน หรือใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง เพื่อทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้สำหรับระบบผลิตพลังงานความร้อนที่มีอยู่เดิม หรือเป็นการเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานความร้อนให้กับระบบผลิตพลังงานความร้อนที่มีอยู่เดิม<br>2. อุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนมีกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) เกินกว่า 45 MW Thermal หรือเทียบเท่า และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน อยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร ต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายนอกขอบเขตโครงการจากการขนส่งเชื้อเพลิง | T-VER-METH-AE-03 Version 01<br>1. ใช้ก๊าซมีเทนที่ผลิตได้และกักเก็บจากระบบบำบัดน้ำเสียส่งเป็นเชื้อเพลิงทดแทนการใช้น้ำมันเตาในการผลิตไอน้ำของโรงงานสุรา<br>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 โครงการนี้เป็นโครงการที่นำ Biogas ที่ผลิตได้จากการบำบัดน้ำเสียมาใช้เป็นพลังงานทดแทนในการผลิตพลังงานความร้อน ทำให้ไม่ต้องมีการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนแต่อย่างใด ดังนั้น จึงไม่ต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายนอกขอบเขตโครงการจากการขนส่งเชื้อเพลิง |

**2.3 ข้อมูลกรณีฐาน**

ข้อมูลกรณีฐานสำหรับโครงการกักเก็บและใช้ประโยชน์ก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียโรงงานสุรา บริษัท แก่นขวัญ จำกัด จะใช้ตามระเบียบวิธีการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจก ประกอบด้วย

T-VER-METH-WM-01 Version 01

| แหล่งดูดกลับ/ปล่อยก๊าซเรือนกระจก | ชนิดของก๊าซเรือนกระจก | รายละเอียดของกิจกรรมโครงการ |
|---|---|---|
| **การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน** | | |
| 1. กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ | $CH_4$ | ระบบเดิมใช้กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ |
| **การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ** | | |
| 1. ก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลจากระบบกักเก็บ | $CH_4$ | โครงการมีการติดตั้งระบบกักเก็บก๊าซชีวภาพ ซึ่งจะมีก๊าซมีเทนบางส่วนรั่วไหลออกมาได้ |
| 2. การเผาทำลายก๊าซชีวภาพ | $CH_4$ | โครงการมีการติดตั้งระบบเผาทำลายก๊าซชีวภาพ ซึ่งจะมีก๊าซมีเทนบางส่วนที่เผาทำลายไม่หมด |
| **การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ** | | |
| ไม่เกี่ยวข้อง | - | - |

T-VER-METH-AE-03 Version 01

| แหล่งดูดกลับ/ปล่อยก๊าซเรือนกระจก | ชนิดของก๊าซเรือนกระจก | รายละเอียดของกิจกรรมโครงการ |
|---|---|---|
| **การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน** | | |
| 1. การผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล | $CO_2$ | ระบบเดิมใช้หม้อไอน้ำซึ่งใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานความร้อน |
| 2. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง | $CO_2$ | ระบบเดิมไม่ได้ใช้พลังงานไฟฟ้าจากสายส่งในการผลิตพลังงานความร้อน |
| **การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ** | | |
| 1. การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล | $CO_2$ | โครงการมีการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตา กรณีที่ก๊าซชีวภาพมีไม่เพียงพอในการเดินระบบ Boiler |
| 2. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง | $CO_2$ | โครงการมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบผลิตความร้อนโดยเป็นการใช้พลังงานไฟฟ้าในกระบวนการผลิตและส่งจ่ายก๊าซชีวภาพเข้าสู่ Boiler |

| แหล่งดูดกลับ/ปล่อยก๊าซเรือนกระจก | ชนิดของก๊าซเรือนกระจก | รายละเอียดของกิจกรรมโครงการ |
|---|---|---|
| การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ | | |
| 1. การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่ง | $CO_2$ | โครงการมีกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) น้อยกว่า 45 MW Thermal หรือเทียบเท่า และไม่มีการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน |
| 2. การใช้พลังงานไฟฟ้าในการขนส่ง | $CO_2$ | โครงการมีกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) น้อยกว่า 45 MW Thermal หรือเทียบเท่า และไม่มีการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนเกินรัศมี 200 กิโลเมตร |

## ส่วนที่ 3 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

### 3.1 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐาน (Baseline Sequestration/ Emission)

| | | *T-VER-METH-WM-01* | | *T-VER-METH-AE-03* |
|---|---|---|---|---|
| **$BE_y$** | = | **$BE_{WW,treatment,y}$** | + | **$BE_{HG,FC,y} + BE_{HG,EC,y}$** |
| $tCO_2e$/year | | $tCO_2e$/year | | $tCO_2e$/year |
| 65,185.00 | = | 56,438.80 | + | 8,746.20 |

**T-VER-METH-WM-01 Version 01**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

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

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ $BE_{ww,treatment,y}$

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

โดยที่

| พารามิเตอร์ | ความหมาย | อ้างอิง | หน่วย | ค่า |
|---|---|---|---|---|
| **$BE_{ww,treatment,y}$** | **การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y** | การคำนวณ | **$tCO_2e$/year** | **56,438.80** |
| $Q_{ww,PJ,y}$ | ปริมาณน้ำเสียของโครงการที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y | ภาคผนวกที่ 2 | $m^3$/year | 149,509 |
| $COD_{inf,PJ,WWTP}$ | ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y | ภาคผนวกที่ 2 | mg/l | 148,354 |
| $COD_{eff,PJ,WWTP}$ | ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ ในปี y | ภาคผนวกที่ 2 | mg/l | 72,613 |
| $MCF_{BL}$ | ค่า Methane Correction Factor ของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในกรณีฐาน | Default | | 0.80 |
| $UF_{BL}$ | ค่า Model Correction Factor สำหรับความไม่แน่นอนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในกรณีฐาน | Default | | 0.89 |
| $B_o$ | อัตราการสร้างก๊าซมีเทนของกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ | Default | $kgCH_4$/ $kgCOD_{removal}$ | 0.25 |
| $GWP_{CH4,y}$ | ศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซมีเทน | Default | $tCO_2e/tCH_4$ | 28 |

**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 | **8,746.20** |
| $HG_{PJ,y}$ | พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ ในปี y | ภาคผนวก 2 | MJ/year | 96,614,987 |
| $SFC_{BL,i,y}$ | ค่าความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงจำเพาะของเชื้อเพลิงฟอสซิล ในปี y | ภาคผนวก 1 | MJ/year | 0.0294 |
| $NCV_{Fuel\ Oil,y}$ | ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา ในปี y | Default | MJ/L | 39.77 |
| $EF_{CO2\ Fuel\ Oil,y}$ | 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-RE-03* | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **$PE_y$** | **=** | **$PE_{leak,y}$** | **+** | **$PE_{flare,y}$** | **+** | **$PE_{EL,y}$** | **+** | **$PE_{FF,y}$** |
| $tCO_2e$/year | | $tCO_2e$/year | | $tCO_2e$/year | | $tCO_2e$/year | | $tCO_2e$/year |
| | = | | + | | + | | + | - |

**T-VER-METH-WM-01 Version 01**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ

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

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลจากระบบเก็บรวบรวม/กักเก็บ $PE_{leak,y}$

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

โดยที่

| พารามิเตอร์ | ความหมาย | อ้างอิง | หน่วย | ค่า |
|---|---|---|---|---|
| **$PE_{leak,y}$** | **การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลจากระบบเก็บรวบรวม/กักเก็บ ในปี y** | **การคำนวณ** | **$tCO_2e/year$** | 7,102.41 |
| $Q_{ww,treatment,y}$ | ปริมาณน้ำเสียที่เข้าสู่ระบบบำบัด ในปี y | ภาคผนวก 2 | $m^3/year$ | 149,509 |
| $COD_{inf,PJ,WWTP}$ | ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในปี y | ภาคผนวก 2 | mg/l | 148,354 |
| $COD_{eff,PJ,WWTP}$ | ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในปี y | ภาคผนวก 2 | mg/l | 72,613 |
| $MCF_{PJ}$ | 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 |
| $B_o$ | 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 |
|---|---|---|---|---|
| **$PE_{flare,y}$** | **การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาทำลายก๊าซชีวภาพ ในปี y** | **การคำนวณ** | **$tCO_2e/year$** | 22,132.09 |
| $V_{CH4,biogas,y}$ | ปริมาณก๊าซมีเทนที่เข้าสู่ระบบเผาทำลาย ในปี y | ภาคผนวกที่ 2 | $tCH_4/year$ | 1,580.86 |
| FE | ค่าประสิทธิภาพในการเผาทำลายก๊าซมีเทนของระบบเผาทำลายแบบ Open Flare ในปี y | อบก.กำหนด | | 0.50 |
| $GWP_{CH4,y}$ | ศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อนของก๊าซมีเทน | อบก. กำหนด | $tCO_2e/tCH_4$ | 28 |

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล LPG ที่ใช้ใน Open Flare

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

โดยที่

| พารามิเตอร์ | ความหมาย | อ้างอิง | หน่วย | ค่า |
|---|---|---|---|---|
| **$PE_{FF,y}$** | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานฟอสซิลในการดำเนินโครงการ | **การคำนวณ** | **$tCO_2e/year$** | 6.45 |
| $FC_{PJ,i,y}$ | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับการดำเนินโครงการ | ภาคผนวกที่ 2 | $tCH_4/year$ | 2,073.0 |
| $NCV_{i,y}$ | ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงฟอสซิล | อบก.กำหนด | | 49.30 |
| $EF_{CO2,i,y}$ | ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิล | อบก. กำหนด | $tCO_2e/tCH_4$ | 63,100 |

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

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ

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

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

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

โดยที่

| พารามิเตอร์ | ความหมาย | อ้างอิง | หน่วย | ค่า |
|---|---|---|---|---|
| $PE_{FF,y}$ | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานฟอสซิลในการดำเนินโครงการ | การคำนวณ | $tCO_2e$/year | 25 |
| $FC_{PJ,i,y}$ | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับการดำเนินโครงการ | ภาคผนวกที่2 | l/year | 7,983 |
| $NCV_{i,y}$ | ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงฟอสซิล | Default | MJ/l | 39.77 |
| $EF_{CO2,i,y}$ | ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิล | Default | $kgCO_2$/MJ | 77,400 |

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้า

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

โดยที่

| พารามิเตอร์ | ความหมาย | อ้างอิง | หน่วย | ค่า |
|---|---|---|---|---|
| **$PE_{EL,y}$** | **การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ** | **การคำนวณ** | **$tCO_2$/year** | 176.31 |
| $EC_{PJ,y}$ | ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการ | ภาคผนวกที่2 | kWh/year | 344,824 |
| $EF_{Elec}$ | ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามที่ อบก. กำหนด | 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-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 01**

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ

$ER_y = BE_y - PE_y$

โดยที่

| พารามิเตอร์ | ความหมาย | ค่า |
|---|---|---|
| $ER_y$ | การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในปี y ($tCO_2e$/year) | 27,197.85 |
| $BE_y$ | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y ($tCO_2e$/year) | 56,438.80 |
| $PE_y$ | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในปี y ($tCO_2e$/year) | 29,240.95 |
| $LE_y$ | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปี 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) | 8,545.32 |
| $BE_y$ | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y ($tCO_2e$/year) | 8,746.20 |
| $PE_y$ | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในปี y ($tCO_2e$/year) | 200.88 |
| $LE_y$ | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากนอกขอบเขตโครงการ ในปี y ($tCO_2e$/year) | - |

สรุปปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการ

Emission Reduction = 35,749 $tCO_2e$/year

### 3.5 สรุปปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้

3.5.1 วันที่เริ่มเดินระบบหรือดำเนินกิจกรรมของโครงการที่ก่อให้เกิดการลดก๊าซเรือนกระจก

01/11/2552

3.5.2 วันที่เริ่มคิดเครดิต

01/01/2565– 31/12/2571

3.5.3 ระยะเวลาการคิดเครดิต

7 ปี

| ปี | ปริมาณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน | ปริมาณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ | ปริมาณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก |
|---|---|---|---|---|
| 01/01/2565-31/12/2565 | 65,185.00 | 29,441.83 | - | 35,743 |
| 01/01/2566-31/12/2566 | 65,185.00 | 29,441.83 | - | 35,743 |
| 01/01/2567-31/12/2567 | 65,185.00 | 29,441.83 | - | 35,743 |
| 01/01/2568-31/12/2568 | 65,185.00 | 29,441.83 | - | 35,743 |
| 01/01/2569-31/12/2569 | 65,185.00 | 29,441.83 | - | 35,743 |
| 01/01/2570-31/12/2570 | 65,185.00 | 29,441.83 | - | 35,743 |
| 01/01/2571-31/12/2571 | 65,185.00 | 29,441.83 | - | 35,743 |
| รวม ($tCO_2e$) | 456,294.97 | 206,047.66 | | 250,243 |
| จำนวนปี | 7 ปี | | | |
| เฉลี่ยปีละ ($tCO_2e/y$) | 65,185.00 | 29,441.83 | - | 35,743 |

## ส่วนที่ 4 แผนการติดตามผลการดำเนินโครงการ

### 4.1 สรุปแนวทางการติดตามผล

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

### 4.2 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล

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

| | |
|---|---|
| **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** | $kgCH_4/kgCODremoval$ |
| **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 |

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** | 77400 |
| **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 โดยสำนักประเมินและรับรองโครงการ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) |

| | |
|---|---|
| **พารามิเตอร์** | $HG_{BL,y}$ |
| **ค่าที่ใช้** | 96,614,987 |
| **หน่วย** | MJ/year |
| **ความหมาย** | พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกรณีฐาน ในปี y |
| **แหล่งข้อมูล** | รายงานปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้ในกรณีฐาน |

| | |
|---|---|
| **พารามิเตอร์** | $FC_{BL,Fuel\ Oil,y}$ |
| **ค่าที่ใช้** | 7,983 |
| **หน่วย** | Litre/year |
| **ความหมาย** | ปริมาณการใช้น้ำมันเตาสำหรับกรณีฐาน ในปี y |
| **แหล่งข้อมูล** | รายงานปริมาณการใช้น้ำมันเตา (รายละเอียดในภาคผนวก 1) |

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

| | |
|---|---|
| **พารามิเตอร์** | $NCV_{i,y}$ |
| **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** | 77400 |
| **หน่วย** | $kgCO_2/TJ$ |
| **ความหมาย** | ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา (Fuel Oil) ในปี y |
| **แหล่งข้อมูล** | 2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories |

| | |
|---|---|
| **พารามิเตอร์** | $EF_{Elec}$ |
| **ค่าที่ใช้** | 0.5113 |
| **หน่วย** | $tCO_2/MWh$ |
| **ความหมาย** | ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า |
| **แหล่งข้อมูล** | ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2553 โดยสำนักประเมินและรับรองโครงการ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) |

| | |
|---|---|
| **พารามิเตอร์** | $HG_{BL,y}$ |
| **ค่าที่ใช้** | 271,448.74 |
| **หน่วย** | MJ/year |
| **ความหมาย** | พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกรณีฐาน ในปี y |
| **แหล่งข้อมูล** | รายงานปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้ในกรณีฐาน |

| | |
|---|---|
| **พารามิเตอร์** | $FC_{BL,Fuel\ Oil,y}$ |
| **ค่าที่ใช้** | 7,983 |
| **หน่วย** | Litre/year |
| **ความหมาย** | ปริมาณการใช้น้ำมันเตาสำหรับกรณีฐาน ในปี y |
| **แหล่งข้อมูล** | รายงานปริมาณการใช้น้ำมันเตา (รายละเอียดในภาคผนวก 1) |

### 4.3 พารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผล

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

| | |
|---|---|
| **พารามิเตอร์** | $Q_{ww,PJ,y}$ |
| **หน่วย** | $m^3$/year |
| **ความหมาย** | ปริมาณน้ำเสียที่เข้าสู่ระบบบำบัด ในปี y |
| **แหล่งข้อมูล** | รายงานการตรวจวัด |
| **วิธีการติดตามผล** | อุปกรณ์ตรวจวัด: Flow Meter ตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการวัดผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน 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<br>- 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<br>- 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<br>- ตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการวัดผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน<br>- โดยจะมีการสอบเทียบเพื่อตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำของการวัดอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง |

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 iสำหรับการดำเนินโครงการ ในปี y |
| **แหล่งข้อมูล** | รายงานปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน |
| **วิธีการติดตามผล** | - |

| | |
|---|---|
| **พารามิเตอร์** | $EC_{PJ,y}$ |
| **หน่วย** | kWh/year |
| **ความหมาย** | ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y (สำหรับระบบผลิตก๊าซชีวภาพ) |
| **แหล่งข้อมูล** | รายงานการตรวจวัด |
| **วิธีการติดตามผล** | ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน |
| **หมายเหตุ** | อุปกรณ์ต่างๆ สำหรับระบบผลิตความร้อนนั้น ถูกตรวจวัดผ่านมิเตอร์ไฟฟ้าสำหรับหม้อไอน้ำ ซึ่งการใช้ไฟฟ้าในส่วนนี้จะไม่นำมาคิดเนื่องจากมีการใช้เหมือนกันทั้งในกรณีโครงการและกรณีฐาน ในส่วนของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้เพิ่มเติมสำหรับการผลิตความร้อนจากก๊าซชีวภาพ ได้แก่ Blower ส่งก๊าซชีวภาพ จะถูกวัดรวมอยู่ในมิเตอร์ไฟฟ้าที่ใช้ในระบบ Biogas ดังนั้น ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้เพิ่มเติมสำหรับการผลิตความร้อน จะคิดปริมาณไฟฟ้ารวมจากอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดที่ติดตั้งในระบบ 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 | 148,354 | mg/l | ข้อมูลการผลิตย้อนหลัง 3 ปี (2019-2021) |
| $COD_{eff,PJ,WWTP}$ | ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ | 72,613 | mg/l | |
| - | ประสิทธิภาพในการกำจัด COD | 50% | percent | เอกสารการออกแบบระบบบำบัดแบบไร้อากาศ |

- พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากโครงการประมาณการจาก รายงานปริมาณน้ำมันเตาที่ใช้เฉลี่ยในปี แสดงดังตารางต่อไปนี้

| พารามิเตอร์ | ความหมาย | ค่าที่ใช้ | หน่วย | ที่มา |
|---|---|---|---|---|
| $HG_{BL,y}$ | พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกรณีฐาน ในปี y | 271,448.74 | MJ/year | คำนวณจากรายงานการตรวจวัด และ Spec. Boiler |
| $FC_{BL,\ Fuel\ Oil,y}$ | ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทน้ำมันเตา (Fuel Oil) สำหรับกรณีฐาน ในปี y | 7,983 | Litre/year | ปริมาณการใช้น้ำมันเตาเฉลี่ย 2 ปี |

## ภาคผนวกที่ 2

**ข้อมูลการคำนวณ**

- **ค่าที่ใช้ในการคำนวณ**

| พารามิเตอร์ | ความหมาย | ค่าที่ใช้ | หน่วย | ที่มา |
|---|---|---|---|---|
| - | จำนวนวันทำงาน | 296 | วัน/ปี | รายงานการเดินหม้อไอน้ำในปี 2550 |
| $Q_{ww,PJ,y}$ | ปริมาณน้ำเสียของโครงการที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในปี y | 149,509 | $m^3$/year | ปริมาณน้ำเสียเข้าระบบ เฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลัง |
| $COD_{inf,PJ,WWTP}$ | ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่เข้าสู่กระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในปี y | 148,354 | mg/l | ค่า COD จากผลการวิเคราะห์เฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลัง |
| $COD_{eff,PJ,WWTP}$ | ค่าเฉลี่ย COD ของน้ำเสียที่ผ่านกระบวนการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในปี y | 72,613 | mg/l | |
| $HG_{PJ,y}$ | พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ ในปี y | 271,448.74 | MJ/year | ประมาณการผลิตเท่ากับกรณีฐาน |
| $V_{CH4,biogas,y}$ | ปริมาณก๊าซมีเทนที่เข้าสู่ระบบเผาทำลาย ในปี y | 1,580.86 | $tCH_4$/year | ปริมาณ Biogas ที่ส่งไป Flare เฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลัง |
| $EC_{PJ,y}$ | ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (สำหรับ T-VER-METH-AE-01) | 344,824 | kWh/year | ปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย 3 ปี ย้อนหลัง |

# ภาคผนวกที่ 3

| Project: Methane Recovery and Utilization Project at Kaenkwan Co., Ltd., Khonkaen, Thailand | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | unit | Year | | | | | | | |
| | | 2551 | 2552 | 2553 | 2554 | 2555 | 2556 | 2557 | 2558 |
| *Investment Cost* | | | | | | | | | |
| Total Investment Cost | | 164,209,920 | | | | | | | |
| *Revenue from project* | | | | | | | | | |
| Saving of fuel oil consumption (Growth 5%) | litres/yr | | 2,460,166 | 2,583,174 | 2,712,333 | 2,847,950 | 2,990,347 | 3,139,864 | 3,296,858 |
| fuel oil cost (Actual) | Bt. / litres | | 16.8559 | 16.6039 | 22.9657 | 20.5570 | 21.3934 | 21.3344 | 21.3344 |
| Revenue from saving of Fuel Oil Cost | Bt. / yr | | 41,468,311 | 42,890,767 | 62,290,625 | 58,545,300 | 63,973,691 | 66,987,124 | 70,336,480 |
| Total Revenue | | | 41,468,328 | 42,890,783 | 62,290,648 | 58,545,320 | 63,973,712 | 66,987,145 | 70,336,501 |
| Total Cost ( no cost for conservative) | Bt. / yr | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Earning before Interest and Tax | Bt. / yr | | 41,468,328 | 42,890,783 | 62,290,648 | 58,545,320 | 63,973,712 | 66,987,145 | 70,336,501 |
| Interest Expense | Bt. / yr | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Earning before Tax | Bt. / yr | | 41,468,328 | 42,890,783 | 62,290,648 | 58,545,320 | 63,973,712 | 66,987,145 | 70,336,501 |
| Tax | Bt. / yr | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Net Profit | Bt. / yr | | 41,468,328 | 42,890,783 | 62,290,648 | 58,545,320 | 63,973,712 | 66,987,145 | 70,336,501 |
| Interest Expense | Bt. / yr | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Depreciation | Bt. / yr | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Net Cash Flow | | -164,209,920 | 41,468,328 | 42,890,783 | 62,290,648 | 58,545,320 | 63,973,712 | 66,987,145 | 70,336,501 |
| Cummulative Cash Flow | | -164,209,920 | -122,741,592 | -79,850,809 | -17,560,161 | 40,985,159 | 104,958,872 | 171,946,017 | 242,282,518 |
| Payback Period | 3.30 | ปี | | | | | | | |