เอกสารข้อเสนอโครงการ (Project Design Document)

รายละเอียดโครงการ	
ชื่อโครงการ	Mitr Phol Bio-Power (Danchang) Block 2 โครงการผลิตพลังงานชีวมวลมิตรผล (ด่านช้าง) – ส่วนที่ 2
ประเภทโครงการ	☐ การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน ☐ การจัดการในภาคขนส่ง ☐ พลังงานทดแทน ☐ ป่าไม้และพื้นที่สีเขียว ☐ การจัดการของเสีย ☐ การเกษตร ☐ อื่นๆ.....
ที่ตั้งโครงการ	เลขที่ 109 หมู่ที่ 10 ตำบลหนองมะค่าโมง อำเภอด่านช้าง จังหวัดสุพรรณบุรี
พิกัดที่ตั้งโครงการ	14.8405N 99.7600E
เงินลงทุนมั้งหมดของโครงการ	1,259.58 ล้านบาท
ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลด/ดูดกลับได้	246,643 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี
ระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ	7 ปี 01/07/2564-30/06/2571

รายละเอียดการจัดทำเอกสาร	
วันที่จัดทำเอกสารแล้วเสร็จ	30 พฤศิกายน 2565
เอกสารฉบับที่	2

รายละเอียดผู้พัฒนาโครงการ	
ผู้พัฒนาโครงการ	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง) จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน	1 นายอภิชาติ สุนทรวิภาต 2 นางสาวศิริวรรณ ตั้งบุญธินา
ตำแหน่ง	1. วิศวกรรม 2. เจ้าหน้าที่มาตรฐานและการรับรองด้านความยั่งยืน
ที่อยู่	เลขที่ 2 อาคารเพลินจิตเซ็นเตอร์ ชั้น 3 ซอยสุชุมวิท 2 ถ. แขวงคลองเตยเหนือ เขตคลองเตย กทม.
โทรศัพท์	02-794 1000
โทรสาร	02-6569929
E-mail	Apichatso@mitrphol.com siriwant@mitrphol.com

รายละเอียดเจ้าของโครงการ	
เจ้าของโครงการ	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง) จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน	1 นายอภิชาติ สุนทรวิภาต 2 นางสาวศิริวรรณ ตั้งบุญธินา
ตำแหน่ง	1. วิศวกรรม 2. เจ้าหน้าที่มาตรฐานและการรับรองด้านความยั่งยืน
ที่อยู่	เลขที่ 2 อาคารเพลินจิตเซ็นเตอร์ ชั้น 3 ซอยสุชุมวิท 2 ถ. แขวงคลองเตยเหนือ เขตคลองเตย กทม.
โทรศัพท์	02-794 1000
โทรสาร	02-6569929
E-mail	Apichatso@mitrphol.com siriwant@mitrphol.com

สารบัญ **หน้า**

ส่วนที่ 1 รายละเอียดโครงการ 4

ส่วนที่ 2 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก 8

ส่วนที่ 3 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 10

ส่วนที่ 4 แผนการติดตามผลการดำเนินโครงการ 15

ภาคผนวก เอกสาร/หลักฐานประกอบ 22

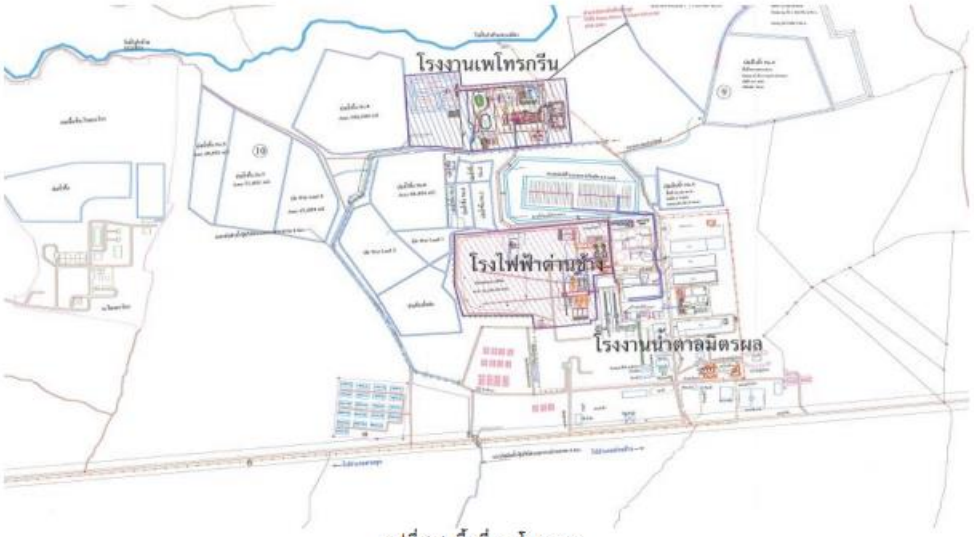
ส่วนที่ 1 รายละเอียดโครงการ

1.1 รายละเอียดและกิจกรรมของโครงการ

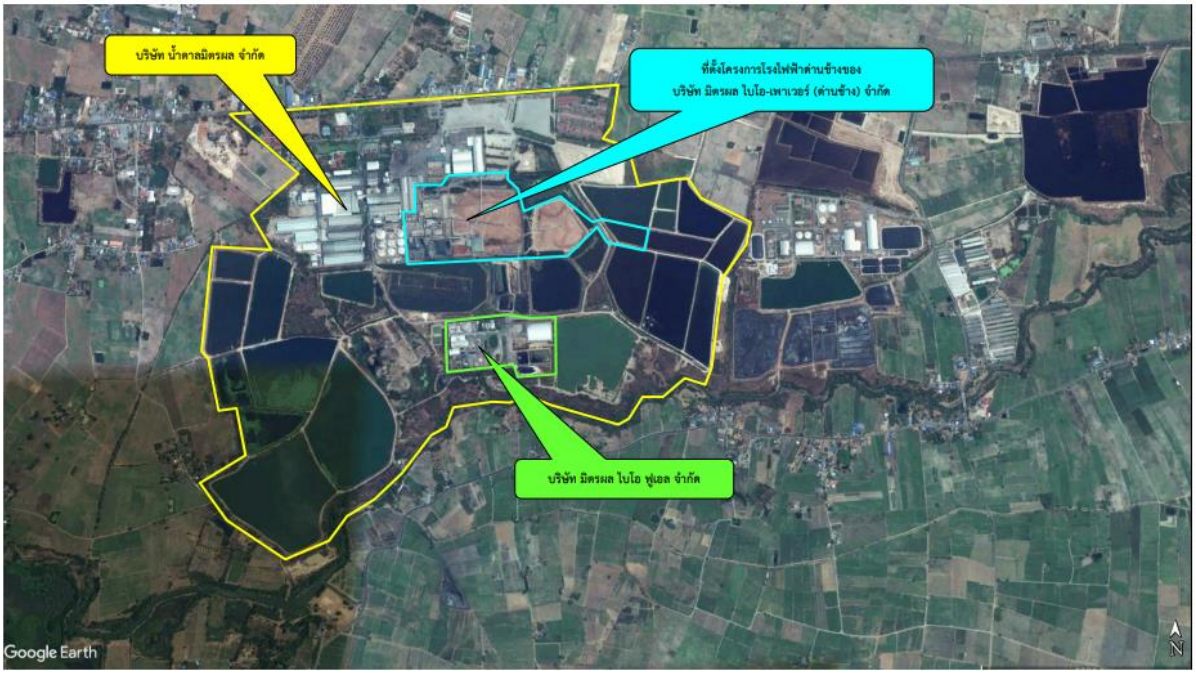
โรงไฟฟ้ามิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ ด่านช้าง เป็นของบริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง) จำกัด (ชื่อเดิม: บริษัท ด่านช้าง ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด) ตั้งอยู่ที่ตำบลหนองมะค่าโมง อำเภอด่านช้าง จังหวัดสุพรรณบุรี เป็นโครงการผลิตความร้อน (ไอน้ำ) และผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลจากชานอ้อยจากโรงงานน้ำตาลมิตรผล ซึ่งตั้งอยู่ในพื้นที่ใกล้เคียง

โครงการนี้เป็นโครงการก่อสร้างระบบผลิตพลังงานความร้อนใหม่ โดยติดตั้งหม้อไอน้ำขนาด 170 ตัน/ชั่วโมง จำนวน 1 ชุด เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 31.93 เมกะวัตต์ จำนวน 1 ชุด ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโรงงไฟฟ้าทั้งหมด โดยเรียกชุดระบบผลิตพลังงานความร้อนว่า “Block 2” โครงการใช้กากอ้อยจากโรงน้ำตาลมิตรผลเป็นเชื้อเพลิงหลัก โดยใช้เชื้อเพลิงประมาณ 1,400 ตันต่อวัน กรณีที่มีปัญหาเชื้อเพลิงมีไม่เพียงพอจะมีการจัดหาเชื้อเพลิงเสริมจากพื้นที่ใกล้เคียง สำหรับการเชื้อเพลิงเสริมจากพื้นที่ที่มีระยะทางเกินกว่า 200 กิโลเมตร จะถูกนำมาคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับกรณีการนอกรัศมีโครงการ

เนื่องจากโครงการเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม ผลิตผลทั้งไฟฟ้าและไอน้ำ ซึ่งนอกจากจำหน่ายให้แก่โรงงานในพื้นที่ใกล้เคียง ได้แก่ โรงงานน้ำตาลมิตรผลและโรงงานเอธานอล แล้วยังจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)



รูปที่ 1-1 พื้นที่รอบโครงการ



1.2 เทคโนโลยีและอุปกรณ์ที่ติดตั้งในโครงการ

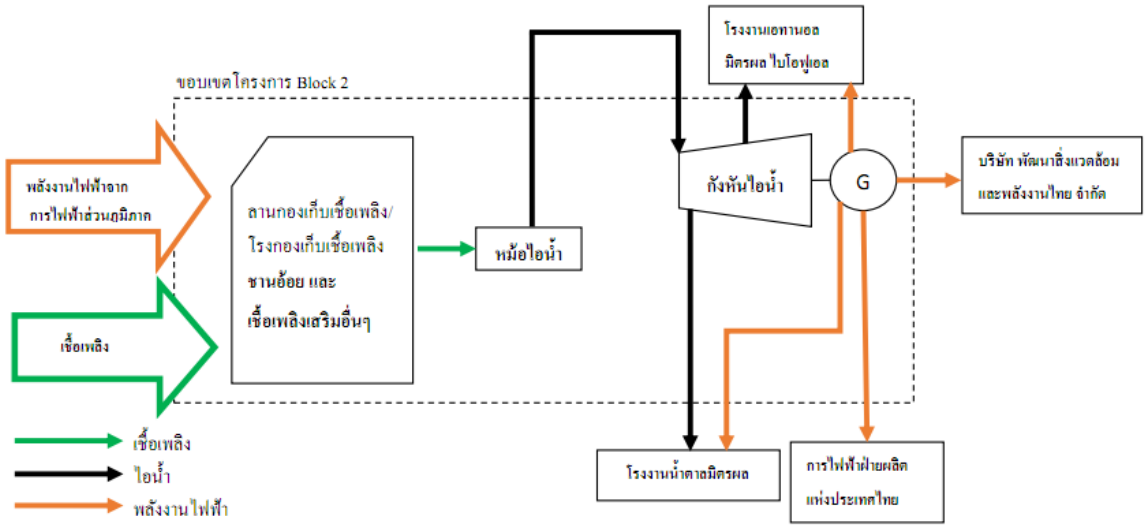
เทคโนโลยีโครงการประกอบด้วยอุปกรณ์และเครื่องจักร เช่น ระบบบำบัดมลพิษทางอากาศประเภท Wet Scubber, ระบบสายพานลำเลียงชีวมวลไปยังเตาเผา ส่วนอุปกรณ์หลักสำหรับการผลิตความร้อนของ Block 2 ประกอบด้วยหม้อน้ำชนิด Traveling Grate Stoker มีลักษณะตะกรับเป็นแผ่นโลหะต่อเป็นสายพาน เพื่อทำหน้าที่ลำเลียงเชื้อเพลิงที่กำลังเผาไหม้ เชื้อเพลิงที่ถูกเผาจะหมด เหลือเป็นเถ้า ตกอยู่ส่วนปลายสุดของตะกรับ เป็นระบบที่มีประสิทธิภาพการเผาไหม้สูง และเป็นระบบที่โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงจากชานอ้อยนิยมใช้

รายละเอียดของ Boiler

1.	Normal Flow	170	ตัน/ชั่วโมง
2.	Normal Pressure	105	บาร์
3.	Normal Temperatue	520±5	บาร์
4.	Model	T.G. Boiler	
5.	Manufacturer	Thermax Babcock & Wilcox, India	

1.3 ขอบเขตการดำเนินโครงการ

โครงการด่านช้างจะมีขอบเขตของโครงการอยู่ในขอบเขตของ Block 2 ซึ่งประกอบด้วยหม้อไอน้ำขนาด 170 ตันต่อชั่วโมง จำนวน 1 ชุด เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำขนาด 31.93 เมกะวัตต์ จำนวน 1 ชุด และหม้อแปลงไฟฟ้า (ลานไก่) 11 kV/115 kV จำนวน 1 ชุด



1.3.1 การดำเนินงานของโครงการ

โครงการมีรายละเอียดการดำเนินงานดังนี้

1) การเตรียมเชื้อเพลิง ถ้าเป็นเชื้อเพลิงประเภทชานอ้อย ไม่ต้องมีกระบวนการจัดเตรียม สามเชื้อเพลิง ส่วนเชื้อเพลิงประเภทอื่น เช่นเปลือกไม้และใบอ้อย จะต้องเตรียมเชื้อเพลิงให้มีขนาดหรือสัดส่วนการใช้ร่วมกับเชื้อเพลิงอย่างเหมาะสม
2) การลำเลียงเชื้อเพลิงแต่ละชนิดเข้าสู่ห้องเผาไหม้ของหม้อไอน้ำ ปกติจะใช้สัดส่วนเชื้อเพลิงชานอ้อยร้อยละ 85 ส่วนเชื้อเพลิงชีวมวลอื่นร้อยละ 15
3) ระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงในห้องเผาไหม้ของหม้อไอน้ำ (Boiler) จะเริ่มจากการจุดไฟเผากากอ้อย จนได้อุณหภูมิตามที่กำหนด จากนั้นจึงป้อนเชื้อเพลิงเข้าสู่ห้องเผาไหม้ ทำให้ได้ไอน้ำแรงดันสูง เพื่อมาใช้ในกังหันไฟฟ้า เปลี่ยนพลังงานความร้อนของไอน้ำให้เป็นพลังงานกลเพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
4) กระแสไฟฟ้าที่เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะจำหน่ายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตและโรงงานที่อยู่ใกล้เคียง

5) ส่วนของขี้เถ้าจะตะกรับกวาดลงสู่ด้านล่างของเตา และกวาดออกไปโดยสายพานลำเลียงเถ้า เพื่อในบ่อเก็บเถ้ารอการขนถ่ายเพื่อกำจัดต่อไป

1.4 สถานภาพโครงการและการนับซ้ำ

บริเวณพื้นที่เดียวกันมีโครงการลดก๊าซเรือนกระจกอื่นที่ดำเนินกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกลักษณะเดียวกัน

☑ ไม่มี

☐ มี ชื่อโครงการ

ในพื้นที่เดียวกันไม่มีการดำเนินงานโครงการก๊าซเรือนกระจก

1.5 การพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

☐ ต้องพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ

☑ มีการดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

☐ ไม่มีการดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

โครงการเป็นการขยายระยะเวลาการคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ ทั้งนี้โครงการได้มีการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติของโครงการแล้วในการขึ้นทะเบียนโครงการ ซึ่งมีระยะเวลาคืนทุน 6.55 ปี จึงส่งผลให้โครงการมีการดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality) เนื่องจากมีระยะเวลาคืนทุนมากกว่า 3 ปี ตามหลักเกณฑ์ของ อบก.

1.6 สิทธิในการใช้ประโยชน์ที่ดินของโครงการ (เฉพาะโครงการประเภทป่าไม้และพื้นที่สีเขียว และการเกษตร)

โครงการไม่ได้อยู่ในประเภทโครงการป่าไม้และพื้นที่สีเขียว

ส่วนที่ 2 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก

2.1 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกที่ใช้

โครงการใช้ระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจก T-VER-METH-RE-04 Version 01 ซึ่งเป็นระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการติดตั้งระบบผลิตพลังงานความร้อนใหม่ทั้งระบบโดยใช้พลังงานหมุนเวียน (New installation of Renewable Energy System to Generate Thermal Energy)

2.2 เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ

เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ	เหตุผลของโครงการ
มีการติดตั้งระบบผลิตพลังงานร่วม โดยใช้กังหันไอน้ำ (Steam Turbine Cogeneration) เพื่อจำหน่ายหรือใช้เอง	โครงการได้ติดตั้งระบบผลิตพลังงานร่วมใหม่ โดยให้กังหันไอน้ำ (Steam Turbine Cogeneration) โดยผลผลิตที่ได้คือไอน้ำได้มีการจำหน่ายเพื่อจำหน่ายให้แก่บริษัทฯ ในเครือและไฟฟ้าได้มีการจำหน่ายเพื่อจำหน่ายให้แก่บริษัทฯ ในเครือและการไฟฟ้า
ระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วมต้องใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเป็นหลักโดยสามารถใช้เชื้อเพลิงที่เป็นฟอสซิลเสริมในสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 10 ของพลังงานความร้อนที่ผลิตได้ทั้งหมด	โครงการใช้เชื้อชีวมวลทั้งหมด โดยไม่มีการนำเอาเชื้อเพลิงฟอสซิลมาใช้ในกระบวนการผลิต
กำลังการผลิตติดตั้งรวม (Installed Capacity) เกินกว่า 45 MW thermal หรือเทียบเท่า และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวลอยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร ต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายนอกขอบเขตโครงการจากการขนส่งเชื้อเพลิง	• หม้อไอน้ำที่ติดตั้งใหม่ทั้งระบบของโครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้า 31.93 MW หรือเทียบเท่า (108 MWt) • เนื่องจากเชื้อเพลิงชีวมวลในบางฤดูกาลอาจมีไม่เพียงพอ อาจต้องมีการซื้อเชื้อเพลิงที่อยู่ไกลเกินกว่า 200 กิโลเมตร ซึ่งกรณีดังกล่าวจะมีการนำเอาระยะทางในการขนส่งเชื้อเพลิงเกินกว่า 200 กิโลเมตรมาคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกภายนอกขอบเขตโครงการ (Leakage)

2.3 ข้อมูลกรณีฐาน

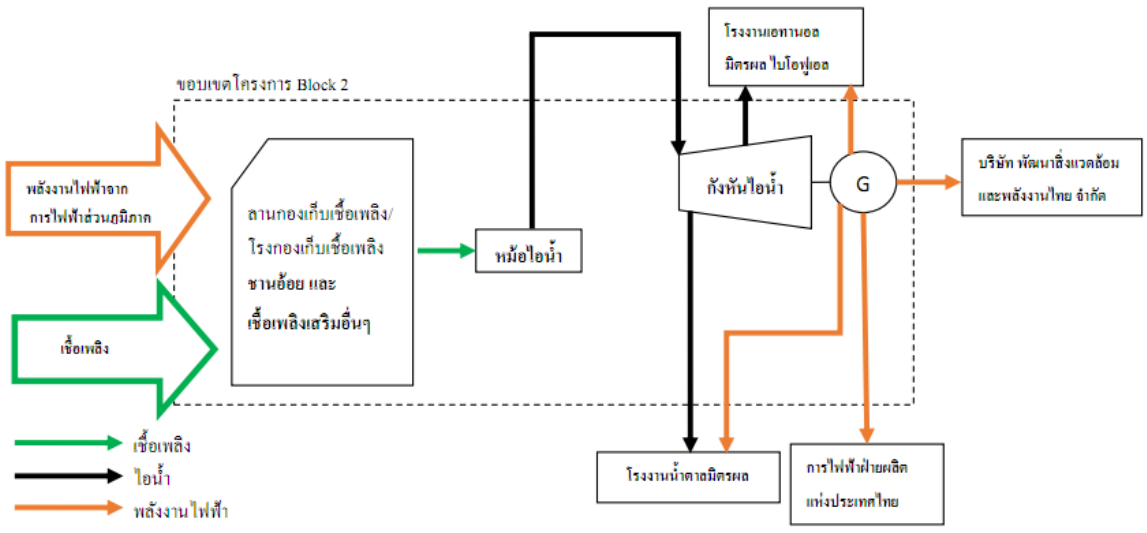
การคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน จะพิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับการผลิตพลังงานความร้อน โดยกำหนดให้คิดปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ

กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ

การปล่อยก๊าซเรือนกระจก	แหล่งดูดกลับ/ปล่อยก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	การผลิตพลังงานความร้อน	CO_2	การผลิตพลังงานความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงก๊าซเชื้อเพลิงฟอสซิล
การดำเนินโครงการ	การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	CO_2	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
	การใช้พลังงานไฟฟ้า	CO_2	การใช้พลังงานไฟฟ้าซึ่งผลิตจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
นอกขอบเขตโครงการ	การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่ง	CO_2	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวลที่นำมาเป็นเชื้อเพลิงในโครงการ

2.4 ขอบเขตของโครงการ

ขอบเขตการดำเนินโครงการ โครงการดำเนินการโดยบริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง) จำกัด ขอบเขตการดำเนินโครงการ ครอบคลุมตั้งแต่การขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวล(กากอ้อย และเชื้อเพลิงเสริมอื่นๆ) เข้าสู่โรงไฟฟ้า การจัดเก็บ และการลำเลียงเข้าสู่กระบวนการเผาไหม้ เพื่อผลิตพลังงานความร้อน (ไอน ้า) โดยหม้อไอน้ำมีกำลังการผลิต 4,172,738,400 เมกะจูลล์ต่อปี โดยไอน้ำที่ผลิตได้จำหน่ายให้โรงงานน้ำตาลมิตรผล โรงงานเอธานอลผลิตเอทานอลและผลิตไฟฟ้าตลอดจนจำหน่ายไอน้ำให้แก่โรงงานที่อยู่พื้นที่ใกล้เคียง ในส่วนของการจำหน่ายไอน้ำจำไม่มีการเปลี่ยนแปลง แต่ในส่วนของการจำหน่ายไฟฟ้าจะมีจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มเติมให้บริษัท พัฒนาสิ่งแวดล้อมและพลังงานไทย จำกัด



ส่วนที่ 3 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

การประเมินปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงจากการดำเนินโครงการที่ระบุในเอกสารข้อเสนอโครงการฉบับนี้ เป็นการพิจารณาโดยใช้ข้อมูลย้อนหลังสามปีตามหลักเกณฑ์ของ อบก. ประกอบด้วยข้อมูลตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2561 ถึงวันที่ 30 มิถุนายน 2564 รายละเอียดการคำนวณกรณีปีฐานสำหรับข้อมูลย้อนหลัง (ภาคผนวก 1)

3.1 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐาน (Baseline Sequestration/ Emission)

$$BE_y = (HG_{PJ,y} / Eff_{BL,y}) \times EF_{CO2,NG} \times 10^{-9}$$

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO_2/year)

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

$Eff_{BL,y}$ = ประสิทธิภาพอุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนสำหรับกรณีฐาน ในปี y (Default Efficiency = 0.85)

$EF_{CO2,NG}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ($kgCO_2$/TJ)

Y = ปีที่ใช้คำนวณสำหรับกรณีฐาน จำนวน 3 ปี ตั้งแต่ 1 ก.ค. 2561 - 30 มิ.ย. 2564

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าฉลี่ย
$BE_{EG,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ปี 2561-2564	(tCO_2/year)	254,456
$HG_{PJ,y}$	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ ในปี 2561-2664	(MJ/year)	3,855,398,467
$Eff_{BL,y}$	ประสิทธิภาพอุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติสำหรับกรณีฐาน	-	0.85
$EF_{CO2,NG,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ตามที่ อบก. กำหนด	(kgCO2 /TJ)	56100

3.2 การคำนวณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Sequestration/Emission)

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

โดยที่

PE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$PE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$PE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

y = ปีที่ใช้คำนวณสำหรับกรณีฐาน จำนวน 3 ปี ตั้งแต่ 1 ก.ค. 2561 - 30 มิ.ย. 2564

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่า
PE_y	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y	(tCO_2/year)	992
$PE_{FF,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y	(tCO_2/year)	815
$PE_{FF,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y	(tCO_2/year)	177

3.2.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

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

โดยที่

$PE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$FC_{PJ,i,y}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการดำเนินโครงการ ในปี y (Litre/year)

$NCV_{i,y}$ = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ในปี y

(MJ/Litre)

$EF_{CO2,i}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทดีเซล ($kgCO_2/TJ$)

y = ปีที่ใช้คำนวณสำหรับกรณีฐาน จำนวน 3 ปี ตั้งแต่ 1 ก.ค. 2561 - 30 มิ.ย. 2564

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่า
$PE_{FF,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการ ในปี y	tCO_2/year	815
$FC_{PJ,i,y}$	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการดำเนินโครงการ ในปี y	Litre/year	301,998
$NCV_{i,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y	MJ/Litre	36.42
$EF_{CO2,i}$	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทดีเซล	$kgCO_2/TJ$	74100

3.2.2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้า

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

โดยที่

$PE_{EL,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$EC_{PJ,y}$ = ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y (kWh/year)

$EF_{EC,y}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากระบบสายส่งสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า ในปี y (tCO_2/MWh)

Y = ปีที่ใช้คำนวณสำหรับกรณีฐาน จำนวน 3 ปี ตั้งแต่ 1 ก.ค. 2561 - 30 มิ.ย. 2564

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่า
$PE_{EL,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y	tCO_2/year	177
$EC_{PJ,y}$	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y	kWh/year	373,600
$EF_{EC,y}$	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากระบบสายส่งสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า ในปี y	tCO_2/MWh	0.4758

3.3 การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการพิจารณาเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ในกรณีที่อุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนมีกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) เกินกว่า 45 MW thermal หรือเทียบเท่าและระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงหลักอยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตการดำเนินโครงการ สามารถประเมินได้ ดังนี้

$$LE_y = LE_{FF,y}$$

โดยที่

LE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมนอกขอบเขตโครงการ ในปี y (tCO_2/year)

$LE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการในปี y (tCO_2/year)

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่า
LE_y	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมนอกขอบเขตโครงการ ในปี y	tCO_2/year	6,820
$LE_{FF,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการในปี y	tCO_2/year	6,820

3.3.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลขนส่งเชื้อเพลิง

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

โดยที่

$LE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการในปี y (tCO_2/year)

$FC_{TR,i,y}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการขนส่งเชื้อเพลิงนอกขอบเขตโครงการ ในปี y (unit/year)

$NCV_{i,y}$ = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ในปี y (MJ/unit)

$EF_{CO2,i}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i

y = ($kgCO_2/TJ$)

ปีที่ใช้คำนวณสำหรับกรณีฐาน จำนวน 3 ปี ตั้งแต่ 1 ก.ค. 2561 - 30 มิ.ย. 2564

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการพิจารณาเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ในกรณีที่อุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนมีกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) เกินกว่า 45 MW thermal หรือเทียบเท่าและระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงหลักอยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่า
LE_{FF}	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการ ในปี y	tCO_2e/y	6,820
$FC_{TR,l,y}$	ปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลนอกขอบเขตโครงการในปีy	Litre	2,527,292
$NCV_{i,y}$	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific value) ของน้ำมันดีเซล ในปี y	MJ/Unit	36.4200
$EF_{CO2,l,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปน้ำมันดีเซล ในปี y ตามที่ อบก. กำหนด	$kcCO_2/MJ$	74100

3.4 การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

โดยที่

ER_y = การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y ($tCO_2e/year$)

BE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y ($tCO_2e/year$)

PE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y ($tCO_2e/year$)

LE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปี y ($tCO_2e/year$)

ปี	ปริมาณการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก จากกรณีฐาน (BE)	ปริมาณการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก จากการดำเนินโครงการ (PE)	ปริมาณการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก นอกขอบเขต โครงการ (LE)	ปริมาณการลดการ ปล่อยก๊าซเรือน กระจก (ER)
01/07/2561 - 30/6/2562	242,494.16	1,017.19	7,654.12	233,822.84
01/07/2562 - 30/6/2563	278,637.79	989.50	9,231.44	268,416.84
01/07/2563 - 30/6/2564	242,236.96	971.61	3,575.81	237,689.54
AVERAGE	**254,456.30**	**992.77**	**6,820.46**	**246,643**

3.5 สรุปปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้

Year	ปริมาณการปล่อยจากกรณีฐาน (tCO_2eq)	ปริมาณการปล่อยจากการดำเนินงานโครงการ (tCO_2eq)	ปริมาณการปล่อยนอกขอบเขตโครงการ (tCO_2eq)	ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (tCO_2eq)
01/07/2564-30/06/2565	254,456.30	992.77	6,820.46	246,643
01/07/2565-30/06/2566	254,456.30	992.77	6,820.46	246,643
01/07/2566-30/06/2567	254,456.30	992.77	6,820.46	246,643
01/07/2567-30/06/2568	254,456.30	992.77	6,820.46	246,643
01/07/2568-30/06/2569	254,456.30	992.77	6,820.46	246,643
01/07/2569-30/06/2570	254,456.30	992.77	6,820.46	246,643
01/07/2570-30/06/2571	254,456.30	992.77	6,820.46	246,643
01/07/2564-30/06/2571	**1,781,194.09**	**6,949.36**	**47,743.21**	**1,726,501**

3.6 วันที่เริ่มเดินระบบหรือดำเนินกิจกรรมของโครงการที่ก่อให้เกิดการลดก๊าซเรือนกระจก

วันที่เริ่มต้นการดำเนินโครงการ 10/02/2555 ส่วนที่เริ่มต้นขายไฟฟ้าเชิงพานิชย์ให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยวันที่ 29/05/2555

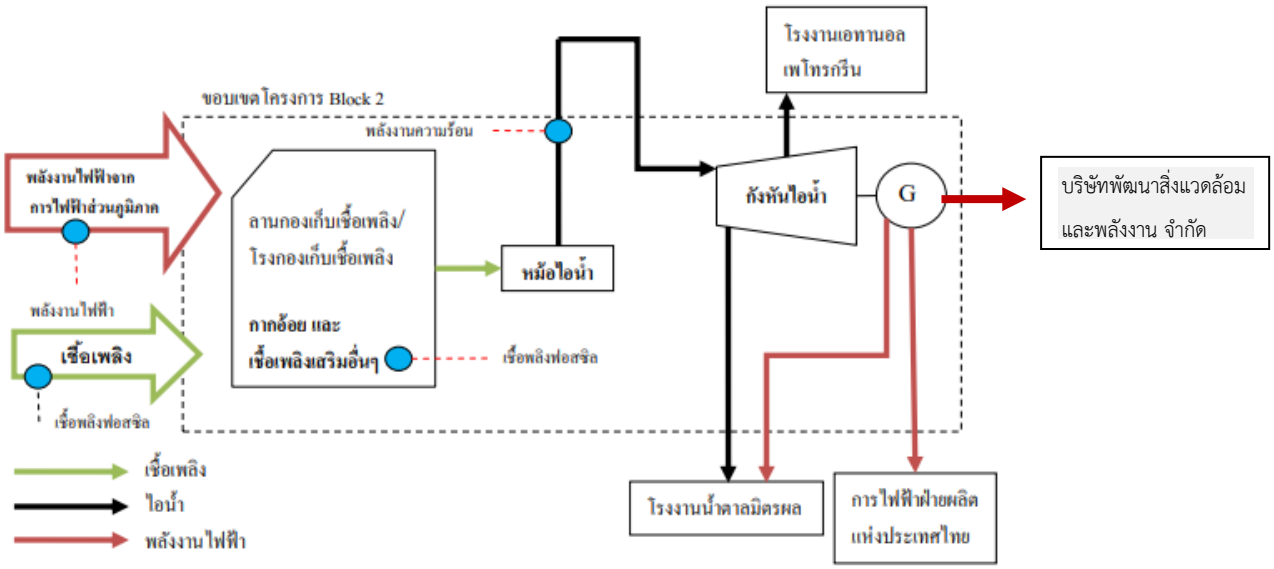
3.6.2 วันที่เริ่มคิดเครดิตสำหรับระยะที่สอง

วันที่ 1 กรกฎาคม 2564

ส่วนที่ 4 แผนการติดตามผลการดำเนินโครงการ

4.1 สรุปแนวทางการติดตามผล

การติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นในโครงการนี้จะดำเนินการ โดย บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง) จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทผู้พัฒนาโครงการและเจ้าของโครงการ โดยเจ้าหน้าที่ฝ่ายผลิต ฝ่ายบำรุงรักษา และเจ้าหน้าที่ฝ่ายธุรการ ที่ได้รับมอบหมาย จะเป็นผู้บันทึก และรวบรวมข้อมูลโครงการ โดยมีข้อมูลพารามิเตอร์ที่ต้องตรวจวัด 4 ชุด ดังแผนผังแสดงตำแหน่งการเก็บข้อมูล โครงการต่อไปนี้



รูปที่ 4-1 ตำแหน่งการเก็บข้อมูล ติดตามผล

การติดตามและการเก็บข้อมูลจะพิจารณาของเขตการเก็บข้อมูลภายใต้ขอบเขตโครงการ Block 2 โดยการเก็บข้อมูลพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากหม้อไอน้ำสามารถตรวจวัดได้จากอุณหภูมิ แรงดัน และ

อัตรา การไหลของไอน้ำ ซึ่งจะถูกบันทึกด้วยระบบควบคุมของโรงไฟฟ้า (DCS) ฝ่ายผลิตจะรับผิดชอบจะนำข้อมูล ดังกล่าวมาคำนวณหาพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากหม้อไอน้ำต่อไป

ส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้ามาใช้ในโครงการ จะเกิดขึ้นกรณีที่เครื่องจักรหยุดผลิตไฟฟ้า หรือช่วงเวลาของการบำรุงรักษา การใช้พลังงานไฟฟ้าจากภายนอกจะตรวจวัดโดยมิเตอร์ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและบันทึกด้วยระบบควบคุมของโรงไฟฟ้า (DCS) ซึ่งสามารถสามารถตรวจสอบความถูกต้องของปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าได้จากหนังสือแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ส่วนการติดตามปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจะดูตามปริมาณการจัดซื้อเชื้อเพลิง กากอ้อย และ เชื้อเพลิงเสริมอื่นๆ จะเป็นบันทึกการผลิตและการใช้จากรายงานประจำเดือน

สำหรับการใช้ข้อมูลปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลมีจากสองแหล่ง4 คือ การใช้น้ำมันดีเซล ของรถจัดการกองเชื้อเพลิง จะตรวจวัดจากรายงานเบิกค่าน้ำมันของโครงการ หรือกรณีที่ต้องว่าต้องผู้รับเหมาภายนอกเข้ามาดำเนินการจะให้ทางผู้รับเหมาส่งรายการ/ใบเสร็จการซื้อหรือเบิกน้ำมัน ส่วนการใช้น้ำมันดีเซลใน การขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวลที่อยู่ภายนอกรัศมี 200 กิโลเมตร จะคำนวณจากระยะทางการขนส่งกับค่าการสันดาปเชื้อเพลิงในยานพาหนะขนส่ง

เมื่อรวบรวมข้อมูลพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องทั้งหมดแล้ว เจ้าหน้าที่ฝ่ายผลิต (Production Operator) จะคำนวณและจัดทำเป็นรายงานปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการในแต่ละเดือน ทั้งนี้มิเตอร์ทั้งหมดถือเป็นส่วนหนึ่งของอุปกรณ์ที่จะได้รับการตรวจสอบเพื่อให้มีสภาพการทำงานที่ถูกต้องตลอดการเดินเครื่อง โดยจะมีการสอบเทียบเพื่อตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำของการวัดอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง นอกจากนี้จะมีการอบรมบุคลากรให้มีความรู้ความเข้าใจในการติดตามผลก่อน เริ่มทำงาน มีการจดบันทึกข้อมูลการเดินระบบอย่างน้อยเดือนละครั้ง ภายใต้ความรับผิดชอบของ พนักงานประจำช่วงเวลานั้นๆ ข้อมูลที่บันทึกจากพนักงานจะมีการตรวจสอบโดยหัวหน้างานก่อนที่จะทำสรุปผลการเดินระบบประจำเดือน และจะมีการเก็บรักษาข้อมูลรวมถึงเอกสารการสอบเทียบต่างๆของ โครงการไว้เป็นเวลา 2 ปี หลังจากครบระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ

4.2 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล

4.2.1 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์	Eff_{BL}
ค่าที่ใช้	0.85
หน่วย	-

ความหมาย	ประสิทธิภาพอุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ สำหรับกรณีฐาน ในปี2563-64
แหล่งข้อมูล	T-VER-METH-RE-04 Version 1

พารามิเตอร์	NCV_{Diesel}
ค่าที่ใช้	36.42
หน่วย	MJ/litre
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) น้ำมันดีเซล ปี 2563-64
แหล่งข้อมูล	รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาธุรกิจพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,NG}$
ค่าที่ใช้	0.0561
หน่วย	$kgCO_2/MJ$
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ในปี 2563-64
แหล่งข้อมูล	2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories

พารามิเตอร์	$EF_{CO2,diesel}$
ค่าที่ใช้	0.0741
หน่วย	$kgCO_2/TJ$
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปน้ำมันดีเซล ในปี 2552-2562

แหล่งข้อมูล	2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories

พารามิเตอร์	$EF_{Grid,CM}$
ค่าที่ใช้	0.4758
หน่วย	tCO_2/MWh
ความหมาย	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า (Demand side))
แหล่งข้อมูล	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิต/การใช้ไฟฟ้า (Emission Factor) สาหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก ล่าสุด ประกาศใช้วันที่ 30 พฤศจิกายน พ.ศ. 2565 โดย อบก.

4.2.2 พารามิเตอร์ที่ต้องตรวจวัด

พารามิเตอร์	$HG_{PJ, y}$
ค่าที่ใช้	3,855,398,467
หน่วย	MJ/year
ความหมาย	ค่าเฉลี่ยพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการระหว่าง 01/07/2561-30/06/2564
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ
วิธีการตรวจวัด	รายงานการตรวจวัด
หมายเหตุ	การตรวจวัดพารามิเตอร์พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ พารามิเตอร์ “HG_{PJ} ” 1. จะวัดปริมาณไอน้ำที่ผลิตออกจากหม้อไอน้ำ ซึ่งวัดปริมาณโดย flow meterที่มีการรายงานเป็นรายชั่วโมง

	2. จากนั้นรอบรวมปริมาณไอน้ำที่ผลิตทั้งเดือน คูณกับค่าปริมาณความร้อนออกจากระบบ .(enthalpy) ซึ่งเป็นค่าที่ได้จากการเปิดตารางไอน้ำ โดยการใช้ค่าเฉลี่ยแรงดัน และ อุณหภูมิของไอน้ำ ซึ่งมีการวัดโดย Pressure meter และ Temperature Transmitter 3. ความถี่ในการเก็บข้อมูลปริมาณไอน้ำ อุณหภูมิและความดัน จะเก็บเป็นรายชั่วโมงและสรุปผลออกมาเป็น Daily Report ส่วนค่าที่ใช้ในการคำนวณปริมาณความร้อน (enthalpy) ใช้ค่าเฉลี่ยทั้งเดือน กรณีที่พบว่ามีช่วงที่อุปกรณ์ตรวจวัดไม่ครอบคลุมด้วยเอกสารการสอบเทียบในช่วงวันที่เวลาการติดตามผลเฉลี่ย 82-83 วัน ดังนั้น จึงต้องปรับข้อมูลที่รายงานในแนวทางอนุรักษ์ (Conservative) สำหรับการคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้จากการดำเนินโครงการ ด้วยค่าความถูกต้องตามเกณฑ์การสอบเทียบ ที่ 0.25% **โดยปรับลดปริมาณความร้อนในวันที่ไม่มีการสอบเทียบเป็นระยะเวลา** 83 **วัน** เพื่อให้การคำนวณเป็นไปตามหลัก Conservative

พารามิเตอร์	$EC_{PJ, y}$
ค่าที่ใช้	373,600
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยในการดำเนินโครงการ ในปี 01/07/2561-30/06/2564
แหล่งข้อมูล	หนังสือแจ้งค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดโดยใช้ kWh Meter และวัดต่อเนื่องตลอดระยะเวลาการติดตามผล และรายงานข้อมูลที่เป็นรายเดือน
หมายเหตุ	• มิเตอร์ไฟฟ้าเป็นทรัพย์สินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การสอบเทียบจะเป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าของภูมิภาคคือ ทุกปี หรือ ตามที่การไฟฟ้าภูมิภาคเห็นสมควร โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้สอบเทียบเอง ซึ่งนอกเหนืออำนาจของทางโครงการในการกำหนดความถี่ในการสอบเทียบอุปกรณ์

	• การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีการเปลี่ยนมิเตอร์ไฟฟ้า จากหมายเลขเครื่องวัด จากหมายเลขรหัสเครื่องวัด 22003718 เป็น 6200004038 เมื่อวันที่ 10/03/20

พารามิเตอร์	$FC_{PJ,i,\ 2563\text{-}64}$
ค่าที่ใช้	301,998
หน่วย	litre/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล(น้ำมันดีเซล)เฉลี่ย สำหรับการดำเนินโครงการ ในปี ในปี 01/07/2561-30/06/2564
แหล่งข้อมูล	รายงานปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล
วิธีการตรวจวัด	บันทึกปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในรถตักเชื้อเพลิงและสรุปรายงานผลการใช้เชื้อเพลิงทุกเดือน
หมายเหตุ	การบันทึกปริมาณการใช้น้ำมันจะแบ่งออกเป็น 2 ประเภท 1. น้ำมันที่ใช้ในดันเชื้อเพลิงชานอ้อย จะเกิดจากการรวบรวมใบเสร็จรับเงินของผู้รับเหมาที่เป็น (Sub-contractor) ภายนอก ซึ่งมีหน้าที่ดันกองชายอ้อยรวมของทั้ง Block 1 และ Block 2 ปริมาณน้ำมันจะถูกนำมาปันส่วนตามสัดส่วนของชายอ้อยที่ใช้ในแต่ละ Block โดยแบ่งออกเป็นรายเดือน 2. ปริมาณน้ำมันดีเซล ที่ใช้ในโครงการทั้งหมด จะนำเอาปริมาณน้ำมันที่มีการใช้รวมภายในพื้นที่ของโรงไฟฟ้าในแต่ละเดือน มาปันส่วนตามปริมาณ Heat Output ของแต่ละ Block ที่ผลิตได้ในแต่ละเดือน ซึ่งเป็นเอกสารทางบัญชีที่ใช้ในการซื้อขายพลังงาน

พารามิเตอร์	$FC_{TR,i,\ 2563\text{-}64}$
ค่าที่ใช้	2,527,292
หน่วย	litre/year

ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล(น้ำมันดีเซล) เฉลี่ย สำหรับการขนส่งเชื้อเพลิงนอกพื้นที่โครงการ ในปี 01/07/2561-30/06/2564
แหล่งข้อมูล	การคำนวณ
วิธีการวัด	นำข้อมูลของการขนส่งเชื้อเพลิง แล้วคำนวณระยะทางระหว่างโรงงานกับต้นทางการขนส่งเชื้อเพลิง โดยพิจารณาจากจำนวนเที่ยวที่มีการขนส่งโดยคิดระยะทางไปกลับ (นั่นคือ ระยะทางระหว่างโรงงานกับต้นทางการขนส่งเชื้อเพลิงที่ได้คูณ 2) แล้วใช้อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงน้ำมันดีเซลที่ 2.12 km/L (http://eprints.utcc.ac.th/223/2/223fulltext.pdf) ที่เป็นค่าที่มีแนวทางประเมินแบบอนุรักษ์ (Conservative)
หมายเหตุ	-

ภาคผนวก

1. ปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่า 01/07/2561 - 31/12/2561	ค่า 01/01/2562 - 30/06/2562	ค่า 01/07/2562 - 31/12/2562	ค่า 01/01/2563 - 30/06/2563	ค่า 01/07/2563 - 31/12/25623	ค่า 01/01/2564 - 30/06/2564	Total 3 years History	Average
BE_y	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y	tCO_2e/y	112,345	130,149	132,812	145,825	108,205	134,032	763,369	254,456.30
PE_y	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการ ในปี y	tCO_2e/y	532	485	487	502	452	520	2,978.30	992.77
LE_y	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ ในปี y	tCO_2e/y	2,142.14	5,511.99	2,715.84	6,515.61	1,882.11	1,693.70	20,461	6,820.46
ER_{total}	**ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก**	**tCO_2e/y**	**109,671**	**124,152**	**129,609**	**138,808**	**105,871**	**131,819**	739,929.22	**246,643.07**

2. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐาน 3 ปี

$$BE_y = (HG_{PJ,y} / Eff_{BL,y}) \times EF_{CO2,NG} \times 10^{-9}$$

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่า 01/07/2561 - 31/12/2561	ค่า 01/01/2562 - 30/06/2562	ค่า 01/07/2562 - 31/12/2562	ค่า 01/01/2563 - 30/06/2563	ค่า 01/07/2563 - 31/12/25623	ค่า 01/01/2564 - 30/06/2564	Total 3 years History	Average
$BE_{EG,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง ในปี y	tCO_2e/y	112,345.14	130,149.01	132,812.39	145,825.40	108,205.03	134,031.93	763,368.90	254,456.30
$HG_{PJ,y}$	พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการ ในปี y	MJ/year	1,702,199,110.98	1,971,954,763.20	2,012,308,885.22	2,209,475,746.03	1,639,470,086.00	2,030,786,811.00	11,566,195,402	3,855,398,467
$Eff_{BL,y}$	ประสิทธิภาพอุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติสำหรับกรณีฐาน ในปี y	-	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
$EF_{CO2,NG,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ในปี y ตามที่ อบก. กำหนด	$kgCO_2e/MJ$	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06

Error! Not a valid link.

3. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

a. การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

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

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่า 01/07/2561 - 31/12/2561	ค่า 01/01/2562 - 30/06/2562	ค่า 01/07/2562 - 31/12/2562	ค่า 01/01/2563 - 30/06/2563	ค่า 01/07/2563 - 31/12/25623	ค่า 01/01/2564 - 30/06/2564	Total 3 years History	Average
PE_{FF}	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการ ในปี y	tCO_2e/y	359.97	390.01	389.06	467.98	364.10	473.90	2,445.02	815.01
$FC_{PJ,i,y}$	ปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลสำหรับดำเนินโครงการ ในปีy	Litre	133,385.15	144,516.31	144,165.01	173,408.13	134,917.09	175,600.89	905,993	301,998
$NCV_{i,y}$	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific value) ของน้ำมันดีเซล ในปี y	MJ/Unit	36.42	36.42	36.42	36.42	36.42	36.42	36.42	36.42
$EF_{CO2,I,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปน้ำมันดีเซล ในปี y ตามที่ อบก. กำหนด	$kcCO_2/MJ$	0.0741	0.0741	0.0741	0.0741	0.0741	0.0741	0.0741	0.0741

b. การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้า

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

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่า 01/07/2561 - 31/12/2561	ค่า 01/01/2562 - 30/06/2562	ค่า 01/07/2562 - 31/12/2562	ค่า 01/01/2563 - 30/06/2563	ค่า 01/07/2563 - 31/12/25623	ค่า 01/01/2564 - 30/06/2564	Total 3 years History	Average
$PE_{EL,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y	tCO_2e/y	171.86	95.35	98.21	34.26	87.93	45.68	533.28	177.76
$EC_{PJ,y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการ ในปี y	kWh/year	361,200.00	200,400.00	206,400.00	72,000.00	184,800.00	96,000.00	1,120,800	373,600
$EF_{grid,cm}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า (Demand side)) (ล่าสุด)	tCO_2e/MWh	0.4758	0.4758	0.4758	0.4758	0.4758	0.4758	0.4758	0.4758

4. ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการ

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

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่า 01/07/2561 - 31/12/2561	ค่า 01/01/2562 - 30/06/2562	ค่า 01/07/2562 - 31/12/2562	ค่า 01/01/2563 - 30/06/2563	ค่า 01/07/2563 - 31/12/25623	ค่า 01/01/2564 - 30/06/2564	Total 3 years History	Average
LE_{FF}	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการ ในปี y	tCO_2e/y	2,142.14	5,511.99	2,715.84	6,515.61	1,882.11	1,693.70	20,461.37	6,820
$FC_{TR,I,y}$	ปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลนอกขอบเขตโครงการ ในปีy	Litre	793,759.43	2,042,443.38	1,006,341.50	2,414,330.17	697,407.54	627,593.39	7,581,875	2,527,292
$NCV_{i,y}$	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific value) ของน้ำมันดีเซล ในปี y	MJ/Unit	36.42	36.42	36.42	36.42	36.42	36.42	36.4200	36.4200
$EF_{CO2,I,y}$	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการสันดาปน้ำมันดีเซล ในปี y ตามที่ อบก. กำหนด	kcO_2/MJ	0.0741	0.0741	0.0741	0.0741	0.0741	0.0741	0.0741	0.0741