T-VER-P-METH-01-04

ระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ

สำหรับ

การผลิตความร้อนจากพลังงานหมุนเวียน

(Heat Generation from Renewable Energy)

ฉบับที่ 03

Scope: 01 - Energy industries

และ 03 - Energy demand

มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 24 กันยายน 2568

1. ชื่อระเบียบฯ (Methodology)	การผลิตความร้อนจากพลังงานหมุนเวียน (Heat Generation from Renewable Energy)
2. ประเภทโครงการ (Project Type)	พลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานที่ใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล
3. สาขาและขอบข่าย (Scope)	01 - Energy industries (อุตสาหกรรมด้านพลังงาน) 03 - Energy demand (ความต้องการการใช้พลังงาน)
4. ลักษณะโครงการ (Project Outline)	เป็นโครงการที่มีการติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อนำไปใช้ประโยชน์ โดยใช้แหล่งพลังงานอย่างใดอย่างหนึ่ง ได้แก่ ● พลังงานหมุนเวียน 100 เปอร์เซ็นต์ ● พลังงานหมุนเวียนร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิล ● พลังงานหมุนเวียนร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิลและ/หรือไฟฟ้า
5. ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย (Applicability)	1. ระบบผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานทดแทนต้องเป็นในลักษณะ ● การติดตั้งระบบผลิตความร้อนใหม่ (Greenfield) หรือ ● การเปลี่ยนระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิม (Replacement) 2. พลังงานหมุนเวียนที่เข้าข่าย ได้แก่ แสงอาทิตย์ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ก๊าซไบโอมีเทนอัด (Compressed Bio-methane Gas หรือ CBG) ไฮโดรเจน 3. ระบบผลิตความร้อนที่เข้าข่าย ได้แก่ ● ระบบที่ใช้น้ำ/ไอน้ำหรือของเหลวอื่นๆ ในการส่งผ่านความร้อนไปใช้ประโยชน์ ได้แก่ หม้อไอน้ำ หม้อต้มน้ำมันร้อน ● ระบบที่ใช้อากาศในการส่งผ่านความร้อนไปใช้ประโยชน์ ได้แก่ เตาเผา (Furnace)
6. เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions)	1. ความร้อนที่ผลิตได้จากระบบที่ติดตั้งหรือเปลี่ยนใหม่ต้องไม่ถูกนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า 2. การติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิมนั้นต้องไม่เป็นการติดตั้งเพื่อรองรับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นหรือการปรับเปลี่ยนกระบวนการผลิต 3. กรณีการติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิม ผู้พัฒนาโครงการต้องมีข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและปริมาณความร้อนที่

	ผลิตได้หรือปริมาณผลิตภัณฑ์ที่ใช้ระบบผลิตความร้อนเดิมก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่สำหรับการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน และระบบผลิตความร้อนเดิมต้องใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีค่าคาร์บอนคงตัว (Carbon content) สูงกว่าก๊าซธรรมชาติ 4. กรณีการติดตั้งเพื่อทดแทนระบบผลิตความร้อนเดิมที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ระบบผลิตความร้อนเดิมต้องไม่ถูกนำไปใช้งาน ณ พื้นที่อื่นที่อยู่นอกขอบเขตโครงการ 5. ระบบผลิตความร้อนต้องไม่เป็นเตาประกอบอาหาร (Cook Stove) 6. พลังงานหมุนเวียนประเภทชีวมวลที่นำมาใช้ในการผลิตความร้อนต้องไม่จัดเก็บไว้ในพื้นที่โครงการเป็นเวลามากกว่า 1 ปี
7. วันเริ่มดำเนินโครงการ (Project Starting Date)	วันที่เจ้าของโครงการ (ผู้ว่าจ้าง) และผู้รับจ้างได้มีการลงนามร่วมกันในสัญญาจ้างก่อสร้างหรือติดตั้งโครงการลดก๊าซเรือนกระจกที่จะพัฒนาเป็นโครงการ T-VER
8. นิยามศัพท์	**ก๊าซไบโอมีเทนอัด (Compressed Bio-methane Gas หรือ CBG)** คือก๊าซที่เกิดจากการนำก๊าซชีวภาพมาปรับปรุงคุณภาพโดยการลดปริมาณก๊าซ CO_2 และ H_2S และกำจัดความชื้นออก ทำให้ปริมาณก๊าซมีเทนในก๊าซชีวภาพมีความบริสุทธิ์เพิ่มมากขึ้น **ไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen)** คือการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) ซึ่งใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน เช่น แสงอาทิตย์ ลม เป็นต้น **ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน (Blue Hydrogen)** คือการผลิตไฮโดรเจนจากปฏิกิริยาเคมีต่างๆ ที่มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลร่วมด้วย เช่น Steam Methane Reforming (SMR) เป็นต้น ร่วมกับกระบวนการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS: Carbon dioxide Capture and Storage) แทนที่การปล่อยสู่ชั้นบรรยากาศ **เตาเผา (Furnace)** คืออุปกรณ์ที่ให้ความร้อนที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงโดยตรงสำหรับกระบวนการทางอุตสาหกรรมที่ต้องการอุณหภูมิที่สูงกว่า 400°C กระบวนการถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นใน

	เตาเผามีอยู่ 2 รูปแบบ คือการแผ่รังสีความร้อน (Radiation) และการพาความร้อน (Convection) **ชีวมวลเหลือทิ้ง (Biomass residue)** หมายถึง เศษวัสดุเหลือทิ้งจากการเก็บเกี่ยวหรือจากการแปรรูปสินค้าทางการเกษตร เช่น แกลบ กากอ้อย ฟางข้าว ซังข้าวโพด เป็นต้น หรือไม้และเศษไม้ ที่สามารถนำมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงได้
หมายเหตุ	

รายละเอียดระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการผลิตความร้อนจากพลังงานหมุนเวียน

1. กิจกรรมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ

ตารางที่ 1 แหล่งกำเนิดและชนิดของก๊าซเรือนกระจก

การปล่อยก๊าซเรือนกระจก	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	การผลิตพลังงานความร้อน	CO_2	การผลิตความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
การดำเนินโครงการ	การใช้พลังงานภายในโครงการ	CO_2	การซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้า
			• การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น รถตักชีวมวล รถขนชีวมวล ฯลฯ • การผลิตความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล (กรณีการใช้พลังงานทดแทนบางส่วนหรือระบบผลิตความร้อนเดิมที่เป็นการสำรอง)
	การใช้ชีวมวลและชีวมวลเหลือทิ้ง	CO_2 และ CH_4	• การเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ • การขนส่งชีวมวล • การแปรรูปชีวมวล • การขนส่งชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี) • การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี)
นอกขอบเขตโครงการ	พื้นที่ที่มีการเปลี่ยนไปเป็นพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ/การใช้ชีวมวลเหลือทิ้ง	CO_2 และ CH_4	• การเปลี่ยนแปลงกิจกรรมก่อนที่มีการเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ • การนำชีวมวลเหลือทิ้งไปใช้งานอื่นๆ • การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้งที่เพิ่มขึ้น • การขนส่งชีวมวลส่วนเหลือ
	การใช้ไฮโดรเจน	CO_2	• การผลิตไฮโดรเจนโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

การปล่อย ก๊าซเรือนกระจก	แหล่งกำเนิด ก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของ ก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรม ที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
นอกขอบเขตโครงการ (ต่อ)	การใช้ไฮโดรเจน	CO_2	• การขนส่งไฮโดรเจนด้วยยานพาหนะหรือผ่านระบบท่อ
	การใช้ก๊าซชีวภาพหรือก๊าซไบโอมีเทนอัด	CH_4	• ก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลออกจากระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศ รวมไปถึงระบบกักเก็บ • ก๊าซชีวภาพที่เผาทำลายไม่หมด

2. ลักษณะของกิจกรรมและขอบเขตโครงการ (Scope of Project)

โครงการที่มีกิจกรรมการติดตั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์ใหม่ ซึ่งอาจรวมถึงระบบท่อส่ง (ถ้ามี) สำหรับการผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิงเพื่อนำไปใช้ประโยชน์ ณ จุดใช้งาน หรือจำหน่ายให้ผู้ใช้ที่อยู่นอกขอบเขตโครงการ กิจกรรมโครงการดังกล่าวต้องเป็นการติดตั้งระบบผลิตความร้อนใหม่ (Greenfield) หรือการติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิม (Replacement) ที่ไม่ทำให้กำลังการผลิตหรือกระบวนการผลิตเปลี่ยนแปลง

ขอบเขตโครงการ คือพื้นที่ติดตั้งของระบบผลิตความร้อนจากพลังงานหมุนเวียนของโครงการ กิจกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตความร้อนของโครงการ ได้แก่ ระบบผลิตความร้อนสำรองที่ติดตั้งเพิ่ม (ต้องไม่เป็นระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน) ระบบท่อส่งความร้อน (ถ้ามี)

หมายเหตุ กรณีกิจกรรมโครงการที่เป็นการผลิตความร้อนโดยใช้ก๊าซชีวภาพจากการย่อยสลายสารอินทรีย์จากของเสีย และก๊าซชีวภาพจากการบำบัดน้ำเสีย ให้ผู้พัฒนาโครงการใช้ระเบียบวิธีฯ อื่นที่เกี่ยวข้องสำหรับการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการหลีกเลี่ยงปล่อยก๊าซมีเทนโดยการนำไปใช้ประโยชน์ และใช้ระเบียบวิธีฯ นี้สำหรับการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการนำก๊าซมีเทนไปใช้ในการผลิตความร้อน

3. การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality)

โครงการต้องผ่านการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality) โดยใช้ “แนวทางการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality) ภายใต้โครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER)” ที่ อบก. กำหนด

4. ข้อมูลกรณีฐาน (Baseline Scenario)

เมื่อพิจารณาตามแนวทางการกำหนดข้อมูลกรณีฐานที่ต่ำกว่าการดำเนินงานปกติ (Below Business as Usual หรือ Below BAU) การผลิตความร้อนด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำสุด คือการผลิตโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นข้อมูลกรณีฐานสำหรับกิจกรรมโครงการนี้ คือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานพิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการผลิตความร้อนโดยใช้ก๊าซธรรมชาติที่ถูกแทนที่ด้วยความร้อนที่ผลิตได้จากโครงการเท่านั้น ซึ่งคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ดังนี้

$$BE_y = BE_{CO2,y} \qquad \text{สมการที่ (1)}$$

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO_2/year)

$BE_{CO2,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกทดแทนด้วยระบบผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานหมุนเวียนในปี y (tCO_2/year)

5.1 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกทดแทนด้วยระบบผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานหมุนเวียน

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกทดแทนด้วยระบบผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานหมุนเวียนคำนวณได้ตามลักษณะของระบบผลิตความร้อนดังนี้

5.1.1 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการที่ใช้น้ำ/ไอน้ำหรือของเหลวอื่น ๆ ในการส่งผ่านความร้อนไปใช้ประโยชน์

$$BE_{CO2,y} = [\, HG_{PJ,y} / \eta_{BL} \,] \times EF_{CO2,NG} \times 10^{-3} \qquad \text{สมการที่ (2)}$$

โดยที่

$HG_{PJ,y}$ = ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการในปี y (TJ/year)

$EF_{CO2,NG}$ = ค่าการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ($kgCO_2/TJ$) เท่ากับ 56,100 $kgCO_2/TJ$

η_{BL} = ค่าประสิทธิภาพของระบบผลิตความร้อนในกรณีฐาน

กรณีการติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิม ผู้พัฒนาโครงการต้องมีข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและปริมาณความร้อนที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนเดิม (ดูรายละเอียดแหล่งข้อมูลในหัวข้อที่ 9.2) ก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่สำหรับการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน และประเมินเป็นค่าเฉลี่ย โดยค่า η_{BL} คำนวณได้จาก

$$\eta_{BL} = [\, HG_{BL} \,] / [\, FC_{i,BL} \times NCV_{i,BL} \,] \times 10^{-6} \qquad \text{สมการที่ (3)}$$

โดยที่

HG_{BL} = ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน (TJ/year)

$FC_{i,BL}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน (unit/year)

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

5.1.2 แนวทางการกำหนดค่าประสิทธิภาพของระบบผลิตความร้อนในกรณีฐานที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับกรณีการติดตั้งใหม่

การกำหนดค่าประสิทธิภาพของระบบผลิตความร้อนในกรณีฐานให้ใช้ทางเลือกข้อใดข้อหนึ่งต่อไปนี้

ทางเลือกที่ 1 ใช้ค่าประสิทธิภาพการทำงานสูงสุดที่ตรวจวัดได้ในช่วงสภาวะการทำงานทั้งหมดของระบบผลิตความร้อนที่มีคุณลักษณะเดียวกันและใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ทั้งนี้การทดสอบประสิทธิภาพจะต้องดำเนินการตามแนวทางที่กำหนด เช่น ASME (American Society of Mechanical Engineer) เป็นต้น

ทางเลือกที่ 2 ใช้ค่าประสิทธิภาพสูงสุดของผู้ผลิตระบบผลิตความร้อนตั้งแต่สองรายขึ้นไปสำหรับระบบผลิตความร้อนที่มีคุณลักษณะเดียวกัน โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

ทางเลือกที่ 3 ใช้ค่าประสิทธิภาพเริ่มต้นที่ 100 เปอร์เซ็นต์

5.1.3 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบผลิตความร้อนที่ใช้อากาศในการส่งผ่านความร้อนไปใช้ประโยชน์

กรณีการติดตั้งระบบผลิตความร้อนเพื่อทดแทนของเดิม ผู้พัฒนาโครงการต้องมีข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและปริมาณผลิตภัณฑ์ที่ใช้ระบบผลิตความร้อนเดิม (ดูรายละเอียดแหล่งข้อมูลในหัวข้อที่ 9.2) ก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่สำหรับการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน และให้ประเมินเป็นค่าเฉลี่ย

$$BE_{CO2,y} = P_{Prod,y} \times SFC_{BL} \times EF_{CO2,NG} \times 10^{-3} \quad \text{สมการที่ (4)}$$

โดยที่

$P_{Prod,y}$ = ปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการในปี y (kg/year หรือ m^3/year)

SFC_{BL} = ค่าการใช้เชื้อเพลิงจำเพาะสำหรับระบบความผลิตความร้อนกรณีฐาน (TJ/kg หรือ TJ/m^3)

$EF_{CO2,NG}$ = การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ ($kgCO_2$/TJ) เท่ากับ 56,100 $kgCO_2$/TJ

ค่า SFC_{BL} คำนวณได้จาก

$$SFC_{BL} = \sum_i \left[FC_{i,BL} \times NCV_{i,BL} \right] / P_{Prod,BL} \times 10^{-6} \quad \text{สมการที่ (5)}$$

โดยที่

$FC_{i,BL}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนในกรณีฐาน (unit/year)

$NCV_{i,BL}$ = ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนในกรณีฐาน (MJ/unit)

$P_{Prod,BL}$ = ปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน (kg/year หรือ m^3/year)

หมายเหตุ สำหรับระบบผลิตความร้อนที่ใช้อากาศในการส่งผ่านความร้อนไปใช้ประโยชน์ที่เป็นการติดตั้งใหม่ กำหนดให้ $P_{Prod,BL} = P_{Prod,y}$

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้งานระบบผลิตความร้อนโดยใช้พลังงานหมุนเวียนแบ่งการพิจารณาตามสมการ

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{EC,y} + PE_{Biomass,y} \quad \text{สมการที่ (6)}$$

โดยที่

PE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

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

$PE_{EC,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$PE_{Biomass,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวลและชีวมวลเหลือทิ้งในปี y (tCO_2/year)

6.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอันเนื่องจากการดำเนินโครงการ ทั้งนี้ให้พิจารณารวมไปถึงการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบผลิตความร้อนเดิมที่ใช้เป็นระบบสำรอง (ถ้ามี) การคำนวณดังกล่าวโดยให้ใช้เครื่องมือการคำนวณของ T-VER-P-TOOL-02-01 "การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลจากการดำเนินโครงการหรือนอกขอบเขตโครงการ" ฉบับล่าสุด ทั้งนี้ ถ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้สำหรับการทำงานของเครื่องจักรอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการปรับปรุงคุณภาพชีวมวล การจัดเก็บและการขนส่งชีวมวล เช่น การเตรียมชีวมวล สายพานลำเลียง เครื่องอบแห้ง การอัดเม็ด การอัดก้อน ฯลฯ ให้พิจารณาภายใต้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวลและชีวมวลเหลือทิ้ง ($PE_{Biomass,y}$) ด้วย

6.2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้า

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการสามารถคำนวณจากปริมาณการใช้ไฟฟ้า ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

$$PE_{EC,y} = EC_{PJ,y} \times EF_{Elec,y} \times (1 + TDL_y)$$ สมการที่ (7)

โดยที่

$PE_{EC,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$EC_{PJ,y}$ = ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโครงการ ในปี y (MWh/year)

$EF_{Elec,y}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้าในปี y (tCO_2/MWh)

TDL_y = สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการจ่ายไฟฟ้า ในปี y

ทั้งนี้ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในการทำงานของเครื่องจักรอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการเตรียมชีวมวล การแปรรูป และการจัดเก็บ เช่น สายพานลำเลียง เครื่องอบแห้ง เครื่องอัดเม็ด/อัดก้อน ฯลฯ ให้พิจารณาภายใต้พารามิเตอร์ $PE_{EC,y}$ ด้วยเช่นกัน

6.3 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวล

กรณีที่กิจกรรมโครงการใช้ชีวมวลหรือชีวมวลเหลือทิ้งเป็นเชื้อเพลิง ผู้พัฒนาโครงการต้องคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการโดยใช้เครื่องมือการคำนวณ T-VER-P-TOOL-02-02 “การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการและนอกขอบเขตโครงการสำหรับชีวมวล” ฉบับล่าสุด ตามกิจกรรมที่เกี่ยวข้อง

1) การเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ
2) การขนส่งชีวมวล
3) การแปรรูปชีวมวล
4) การขนส่งชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี)
5) การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี)

7. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

7.1 การใช้ชีวมวลและ/หรือชีวมวลเหลือทิ้ง

ผู้พัฒนาโครงการต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการโดยให้ใช้เครื่องมือการคำนวณ T-VER-P-TOOL-02-02 “การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการและนอกขอบเขตโครงการสำหรับชีวมวล” ฉบับล่าสุด ในประเด็นดังต่อไปนี้

1) การเปลี่ยนแปลงของกิจกรรมก่อนมีโครงการไปเป็นการเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ
2) การนำชีวมวลส่วนเหลือจากกิจกรรมโครงการไปใช้งานอื่น ๆ ที่อยู่นอกขอบเขตโครงการ
3) การแปรรูปของชีวมวลส่วนเหลือที่เพิ่มขึ้นจากการมีกิจกรรมโครงการ
4) การขนส่งชีวมวลส่วนเหลือ

7.2 การใช้ก๊าซชีวภาพหรือก๊าซไบโอมีเทนอัด

กรณีที่ระบบผลิตความร้อนใช้ก๊าซชีวภาพที่ผลิตจากระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่สร้างขึ้นใหม่ และผู้พัฒนาโครงการไม่ได้คำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นจากการหลีกเลี่ยงการปล่อยมีเทน (Methane Avoidance) ผู้พัฒนาโครงการต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการจากก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลจากระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่สร้างขึ้นใหม่ และการเผา

ทำลายก๊าซชีวภาพจากระบบเผาทำลายก๊าซมีเทน (Flare) ที่ติดตั้งร่วมกับระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่สร้างขึ้นใหม่ โดยให้ใช้สมการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่รั่วไหลจากระบบกักเก็บก๊าซชีวภาพ (หัวข้อที่ 6.6) ในระเบียบวิธีฯ T-VER-P-METH-12-01 “การกักเก็บก๊าซมีเทนจากการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศเพื่อนำไปใช้ประโยชน์หรือเผาทำลาย” และเครื่องมือการคำนวณ T-VER-P-TOOL-02-04 “การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาทำลายก๊าซชีวภาพจากการดำเนินโครงการ” ทั้งนี้ ให้พิจารณารวมไปถึงระบบผลิตความร้อนใช้ก๊าซชีวภาพที่ผลิตจากระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่มีอยู่เดิม แต่กิจกรรมโครงการทำให้การผลิตก๊าซชีวภาพของระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่มีอยู่เดิมเพิ่มขึ้น

ทั้งนี้ ให้ผู้พัฒนาโครงการไม่ต้องพิจารณาการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการจากก๊าซชีวภาพที่รั่วไหลจากระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่สร้างขึ้นใหม่ และการเผาทำลายก๊าซชีวภาพจากระบบเผาทำลายก๊าซมีเทน (Flare) ที่ติดตั้งร่วมกับระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศที่สร้างขึ้นใหม่ สำหรับกิจกรรมโครงการที่ใช้ระเบียบวิธีฯ T-VER-P-METH-12-01 “การกักเก็บก๊าซมีเทนจากการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศเพื่อนำไปใช้ประโยชน์หรือเผาทำลาย” และเครื่องมือการคำนวณ T-VER-P-TOOL-02-04 “การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาทำลายก๊าซชีวภาพจากการดำเนินโครงการ” เพื่อคำนวณหาการลดก๊าซเรือนกระจกจากการหลีกเลี่ยงการปล่อยมีเทนสู่บรรยากาศ (Methane avoidance) ร่วมกับระเบียบวิธีฯ นี้

นอกจากนี้ ผู้พัฒนาโครงการต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการจากการลำเลียงหรือขนส่งก๊าซชีวภาพหรือก๊าซไบโอมีเทนอัดด้วยระบบท่อหรือยานพาหนะจากแหล่งผลิตมายังกิจกรรมโครงการด้วย

7.3 การใช้ไฮโดรเจน

กรณีที่ไม่เป็นการใช้ไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) หรือไฮโดรเจนสีน้ำเงิน (Blue Hydrogen) ผู้พัฒนาโครงการต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์) จากกระบวนการผลิตไฮโดรเจนด้วยโดยใช้ทฤษฎีทางวิศวกรรม ยกตัวอย่างเช่น ปริมาณสารสัมพันธ์ (Stoichiometry) เป็นต้น นอกเหนือจากการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการจากการลำเลียงหรือขนส่งไฮโดรเจนด้วยระบบท่อหรือยานพาหนะจากแหล่งผลิตมายังกิจกรรมโครงการด้วย

8. การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$ สมการที่ (8)

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)

9. การติดตามผลการดำเนินโครงการ (Monitoring Plan)

9.1 ขั้นตอนการติดตามผล

1) ให้ผู้พัฒนาโครงการอธิบายและระบุขั้นตอนการติดตามผลข้อมูลกิจกรรมโครงการ (Activity data) หรือตรวจสอบผลการตรวจวัดทั้งหมดในเอกสารข้อเสนอโครงการ รวมถึงประเภทของเครื่องมือตรวจวัดที่ใช้ ผู้รับผิดชอบในการติดตามผลและตรวจสอบข้อมูล การสอบเทียบเครื่องมือวัด (ถ้ามี) และขั้นตอนการรับประกันและควบคุมคุณภาพ ในกรณีที่วิธีการมีตัวเลือกที่แตกต่างกัน เช่น การใช้ค่าเริ่มต้นหรือการตรวจวัดที่หน้างาน ผู้พัฒนาโครงการต้องระบุว่าจะใช้ตัวเลือกใด **นอกจากนี้การติดตั้ง ดูแลรักษา และสอบเทียบเครื่องมือตรวจวัดควรดำเนินการตามคำแนะนำของผู้ผลิตอุปกรณ์ และเป็นไปตามมาตรฐานภายในประเทศ หรือมาตรฐานสากล เช่น IEC, ISO**

2) ข้อมูลทั้งหมดที่รวบรวมเป็นส่วนหนึ่งของการติดตามผลการลดก๊าซเรือนกระจก ซึ่งควรจัดเก็บข้อมูลในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์และมีระยะเวลาเก็บรักษาเป็นไปตามแนวทางที่ อบก. กำหนด หรือตามระบบคุณภาพขององค์กรแต่มีระยะเวลาไม่น้อยกว่าที่ อบก.กำหนด และควรตรวจสอบข้อมูลให้ถูกต้องตามวิธีการติดตามผลที่ระบุในพารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผลที่ระบุไว้ในตารางหัวข้อที่ 9.2

9.2 พารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผล

พารามิเตอร์	$HG_{PJ,y}$
หน่วย	TJ/year
ความหมาย	ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด

วิธีการติดตามผล	คำนวณจากค่าผลต่างของเอนทาลปีของของไหลร้อน (ไอน้ำหรือของเหลวหรือก๊าซ) ที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อน ทั้งนี้ค่าเอนทาลปี ให้คำนวณจากปริมาณการไหล (เชิงมวลหรือเชิงปริมาตร) และอุณหภูมิของของไหลร้อนหรือความดันสำหรับกรณีไอน้ำยิ่งยวด (Superheat steam) ซึ่งสามารถดูค่าได้จากตารางคุณสมบัติหรือคำนวณค่าจากสมการเทอร์โมไดนามิกส์ โดยมีทางเลือกจุดตรวจวัดดังนี้ ทางเลือกที่ 1 ตำแหน่งท่อส่งความร้อนขาออกของระบบผลิตความร้อน ทางเลือกที่ 2 ตำแหน่งที่มีการนำความร้อนไปใช้
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่องและบันทึกข้อมูลอย่างน้อยเป็นรายเดือน
หมายเหตุ	1. ผู้พัฒนาโครงการต้องไม่ใช้วิธีการคำนวณหาปริมาณความร้อนที่ผลิตได้ในกรณีฐานและจากการดำเนินโครงการโดยใช้ค่าความร้อน (ค่าความร้อนสุทธิหรือค่าความร้อนต่ำหรือค่าความร้อนสูง) และปริมาณการใช้เชื้อเพลิง 2. ทางเลือกสำหรับการตรวจวัดพารามิเตอร์ $HG_{PJ,y}$ ต้องเป็นตำแหน่งเดียวกับการตรวจวัดปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน (พารามิเตอร์ HG_{BL}) 3. ผู้พัฒนาโครงการสามารถใช้ทางเลือกที่ 2 ได้สำหรับกิจกรรมโครงการที่มีการติดตั้งระบบผลิตความร้อน ร่วมกับการปรับปรุงระบบท่อส่งความร้อนเดิม

พารามิเตอร์	$P_{Prod,y}$
หน่วย	kg/year หรือ m^3 /year
ความหมาย	ปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานหรือบันทึกข้อมูล
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดจากเครื่องมือหรืออุปกรณ์ และต้องมีการตรวจสอบเพื่อยืนยันความถูกต้องกับบันทึกอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น บันทึกหรือรายงานการผลิต เอกสารการขาย เป็นต้น
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และบันทึกข้อมูลอย่างน้อยเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,y}$
หน่วย	MWh/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานหรือบันทึกข้อมูล
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดจากมิเตอร์ไฟฟ้าของโครงการ
ความถี่ในการติดตามผล	มีการตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และบันทึกข้อมูลอย่างน้อยเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	$EF_{Elec,y}$
หน่วย	tCO_2/MWh

ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้าในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Factor) จากการผลิตไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้าและจากการผลิตความร้อนสำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกที่ประกาศโดย อบก.
วิธีการติดตามผล	**<u>สำหรับการจัดทำเอกสารข้อเสนอโครงการ</u>** ให้ใช้ค่า $EF_{Elec,y}$ ล่าสุดที่ อบก. ประกาศ **<u>สำหรับการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก</u>** ให้ใช้ค่า $EF_{Elec,y}$ ที่ อบก. ประกาศตามปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิต ทั้งนี้กรณีที่ปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิตนั้นยังไม่มีค่า $EF_{Elec,y}$ ที่ อบก. ประกาศ ให้ใช้ค่า $EF_{Elec,y}$ ล่าสุดที่ อบก. ประกาศแทนในปีนั้น
ความถี่ในการติดตามผล	-

พารามิเตอร์	TDL_y
หน่วย	-
ความหมาย	สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้า
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 รายงานการตรวจวัด กรณีที่มีข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ออกจากผู้ผลิตและปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับ ทางเลือกที่ 2 ใช้ค่าล่าสุดที่ อบก. ประกาศ (ค่าเท่ากับ 0.0596) ซึ่งอ้างอิงข้อมูลจากรายงานดุลยภาพพลังงานของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2566 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
วิธีการติดตามผล	1) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 1 ผู้พัฒนาโครงการจะต้องมีการติดตามค่าดังกล่าวทุกปีตลอดการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 2) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 2 ผู้พัฒนาโครงการจะต้องใช้ค่านี้ตลอดการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
ความถี่ในการติดตามผล	กำหนดหนึ่งครั้งในปีแรกของรอบระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิต

9.3 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล

พารามิเตอร์	$P_{Prod,BL}$
หน่วย	kg/year หรือ m^3/year
ความหมาย	ปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	บันทึกการตรวจวัดปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน
ค่าการนำไปใช้	กำหนดช่วงเวลาของการตรวจวัดที่เป็นช่วงระยะเวลาเดียวกับการตรวจวัดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนเดิม

พารามิเตอร์	HG_{BL}
หน่วย	TJ/year
ความหมาย	ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	บันทึกผลการคำนวณปริมาณความร้อนก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่ โดยใช้ข้อมูลการตรวจวัด ได้แก่ ปริมาณ/อัตราการไหล อุณหภูมิหรือความดันของของเหลวขาเข้าและขาออกจากระบบผลิตความร้อน โดยมีทางเลือกช่วงเวลาตรวจวัดข้อมูลดังนี้ ทางเลือกที่ 1 ไม่น้อยกว่า 3 ปี ก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่ ทางเลือกที่ 2 ไม่น้อยกว่า 3 เดือน ก่อนที่จะเริ่มใช้งานระบบผลิตความร้อนใหม่ โดยที่ผู้พัฒนาโครงการต้องแสดงหลักฐานเพื่อยืนยันว่าไม่เคยมีการเก็บข้อมูลดังกล่าวตามทางเลือกที่ 1
ค่าการนำไปใช้	กำหนดช่วงเวลาของผลการคำนวณเป็นช่วงระยะเวลาเดียวกับการตรวจวัดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนเดิม โดยไม่พิจารณาข้อมูลสำหรับปีที่ระบบผลิตความร้อนเดิมมีการใช้งานผิดปกติ
หมายเหตุ	จุดตรวจวัดข้อมูลปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน มีทางเลือกดังนี้ ทางเลือกที่ 1 ตำแหน่งท่อส่งความร้อนขาออกของระบบผลิตความร้อน ทางเลือกที่ 2 ตำแหน่งที่มีการใช้ความร้อน

พารามิเตอร์	$FC_{i,BL}$
หน่วย	unit/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	บันทึกการตรวจวัดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนเดิม
ค่าการนำไปใช้	ช่วงเวลาของการตรวจวัดต้องสัมพันธ์กับช่วงระยะเวลาการตรวจวัดปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เข้าสู่ระบบผลิตความร้อนเดิม ($P_{Prod,BL}$) หรือการคำนวณปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนเดิม (HG_{BL})

พารามิเตอร์	$NCV_{i,BL}$
หน่วย	MJ/Unit
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในระบบผลิตความร้อนกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ระบุในใบแจ้งหนี้ (Invoice) จากผู้ผลิตเชื้อเพลิง (Fuel Supplier) ทางเลือกที่ 2 จากการตรวจวัด ทางเลือกที่ 3 รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

	ทางเลือกที่ 4 ค่าอ้างอิงจาก IPCC ตารางที่ 1.2 of Chapter 1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories
ค่าการนำไปใช้	-

10. เอกสารอ้างอิง

Clean Development Mechanism (CDM)

1) AMS-III.AN.: Fossil fuel switch in existing manufacturing industries. Version 02
2) AMS-I.C.: Thermal energy production with or without electricity. Version 22.0

บันทึกการแก้ไข T-VER-P-METH-01-04

ฉบับที่	แก้ไขครั้งที่	วันที่บังคับใช้	รายการแก้ไข
03	02	24 กันยายน 2568	• แก้ไขเงื่อนไขกิจกรรมโครงการสำหรับระบบผลิตความร้อนเดิมภายใต้กิจกรรมโครงการ • เพิ่มทางเลือกจุดตรวจวัดสำหรับพารามิเตอร์ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้จากระบบผลิตความร้อนจากการดำเนินโครงการ ($HG_{PJ,y}$) • เพิ่มทางเลือกช่วงเวลาการตรวจวัดสำหรับพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับค่าประสิทธิภาพของระบบผลิตความร้อนในกรณีฐาน (η_{BL}) และค่าการใช้เชื้อเพลิงจำเพาะสำหรับระบบความผลิตความร้อนกรณีฐาน (SFC_{BL})
02	01	25 กุมภาพันธ์ 2568	เพิ่มเงื่อนไขกิจกรรมโครงการสำหรับกรณีที่เป็นการติดตั้งเพื่อทดแทนระบบผลิตความร้อนเดิมที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล
01	-	22 มิถุนายน 2567	การเริ่มใช้ครั้งแรก