

T-VER-P-METH-01-03
การผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจากชีวมวลเพื่อจำหน่าย
(Electricity and Thermal Energy Cogeneration from Biomass
for Dispatch)
ฉบับที่ 01
Scope: 01 - Energy industries
มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม 2566

1. ชื่อระเบียบวิธี (Methodology)	การผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจากชีวมวลเพื่อจำหน่าย (Electricity and Thermal Energy Cogeneration from Biomass for Dispatch)
2. ประเภทโครงการ (Project Type)	พลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานที่ใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล
3. สาขาและขอบข่าย (Scope)	01 - Energy industries (อุตสาหกรรมพลังงาน)
4. ลักษณะโครงการ (Project Outline)	เป็นโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) เพื่อผลิตพลังงานในรูปแบบไฟฟ้าและความร้อนใหม่โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวล
5. ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย (Applicability)	เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) จากเชื้อเพลิงชีวมวลที่ติดตั้งใหม่ (Greenfield) เพื่อจำหน่าย
6. เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions)	<p>1. มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ใหม่โดยใช้กังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ซึ่งผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนเพื่อจำหน่าย</p> <div data-bbox="486 1115 1412 1518" data-label="Diagram"> <pre> graph TD A[ระบบผลิตพลังงานร่วมโตเจนเนอเรชั่น จากชีวมวล] --> B[พลังงานความร้อน] A --> C[พลังงานไฟฟ้า] B --> D[ผู้ใช้พลังงานความร้อน ภายนอกพื้นที่โครงการ] C --> E[ผู้ใช้พลังงานไฟฟ้า ภายนอกพื้นที่โครงการ] C --> F[จำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า] </pre> </div> <p>2. ชีวมวลที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง ได้แก่ ชีวมวลเหลือทิ้ง และ/หรือชีวมวลจากพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ</p> <p>3. ต้องผ่านการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality) โดยใช้หลักเกณฑ์อ้างอิงตามที่โครงการ T-VER กำหนด</p>
7. วันเริ่มดำเนินโครงการ (Project Starting Date)	วันที่เจ้าของโครงการ (ผู้ว่าจ้าง) และผู้รับจ้างได้มีการลงนามร่วมกันในสัญญาจ้างก่อสร้างโครงการลดก๊าซเรือนกระจกที่จะพัฒนาเป็นโครงการ T-VER

8. นิยามศัพท์	<p>ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมหรือโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration) หมายถึงระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากกระบวนการเผาไหม้ครั้งเดียว</p> <p>พลังงานความร้อน (Thermal Energy) หมายถึง พลังงานที่อยู่ในรูปความร้อน (เช่น ไอน้ำหรือน้ำร้อนหรืออากาศร้อน) เท่านั้น</p> <p>ชีวมวลเหลือทิ้ง (Biomass residue) หมายถึง เศษวัสดุเหลือทิ้งจากการเก็บเกี่ยวหรือจากการแปรรูปสินค้าทางการเกษตร เช่น แกลบ กากอ้อย ฟางข้าว ชังข้าวโพด เป็นต้น หรือ ไม้และเศษไม้ ที่สามารถนำมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงได้</p>
---------------	--

รายละเอียดระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ
สำหรับการผลิตพลังงานร่วมไฟฟ้าและความร้อนจากชีวมวลเพื่อจำหน่าย

1. กิจกรรมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ

การปล่อย ก๊าซเรือนกระจก	แหล่งกำเนิด ก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของ ก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรม ที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	การผลิตพลังงานความร้อน	CO ₂	การผลิตพลังงานความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
	การผลิตไฟฟ้าของระบบ โครงข่ายไฟฟ้า	CO ₂	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งถูกทดแทนโดยไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนและจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ กปน. กฟภ. กฟผ.
การดำเนินโครงการ	การใช้พลังงานภายใน โครงการ	CO ₂	การซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้า การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง รถตักชีวมวล ฯลฯ
	การใช้ชีวมวลและชีวมวล เหลือทิ้ง	CO ₂ , CH ₄	<ul style="list-style-type: none"> • การเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ • การขนส่งชีวมวล • การแปรรูปชีวมวล • การขนส่งชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี) • การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี)
นอกขอบเขตโครงการ	พื้นที่ที่มีการเปลี่ยนไป เป็นพื้นที่เพาะปลูก เฉพาะ/การใช้ชีวมวล เหลือทิ้ง	CO ₂ , CH ₄	<ul style="list-style-type: none"> • การเปลี่ยนแปลงกิจกรรมก่อนที่มีการเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ • การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้งจากการทำงานอื่นๆ • การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้ง • การขนส่งชีวมวลเหลือทิ้ง

2. ลักษณะและขอบเขตโครงการ (Scope of Project)

เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการติดตั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์ใหม่สำหรับการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) จากชีวมวลเพื่อจำหน่าย โดยต้องเป็นการติดตั้งใหม่ (Greenfield) ทั้งระบบ และไม่เป็นการติดตั้งเพื่อทดแทนหรือเพิ่มกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนที่มีอยู่เดิม

ขอบเขตโครงการ คือพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) จากเชื้อเพลิงชีวมวลของโครงการ รวมถึงกิจกรรมต่างๆ ที่เกิดจากการผลิตพลังงานของโครงการ

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) ข้อมูลกรณีฐานสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าที่ถูกทดแทนด้วยการผลิตโดยใช้พลังงานหมุนเวียน คือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติของระบบผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้า (National Grid) และสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตพลังงานความร้อนที่ถูกทดแทนด้วยการผลิตโดยใช้พลังงานหมุนเวียน ดังนั้น ข้อมูลกรณีฐานของโครงการคือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานความร้อนจากการดำเนินโครงการโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ

5. การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน พิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากการผลิตพลังงานความร้อนและการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

$$BE_y = BE_{\text{cogen,CO}_2,y}$$

สมการที่ (1)

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y ($tCO_2/year$)

$BE_{cogen/trigen,CO_2,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกทดแทน โดยระบบผลิตพลังงานร่วมโคเจนเนอเรชั่นในปี y ($tCO_2/year$)

5.1 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration)

$$BE_{cogen,CO_2,y} = \left(\left[\frac{EG_{PJ,thermal,y} + EG_{PJ,electrical,y} \times 3.6}{\eta_{BL,cogen}} \right] \times EF_{CO_2,NG} \right) \text{ สมการที่ (2)}$$

โดยที่

$BE_{cogen,CO_2,y}$ = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y ($tCO_2/year$)

$EG_{PJ,electrical,y}$ = ปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการในปี y (GWh/year)

3.6 = ค่า Conversion factor (TJ/GWh)

$EG_{PJ,thermal,y}$ = ปริมาณความร้อนสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการในปี y (TJ/year)

$EF_{CO_2,NG}$ = การปล่อยก๊าซ CO_2 จากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (tCO_2/GJ) เท่ากับ 56,100 tCO_2/GJ

$\eta_{BL,cogen}$ = ค่าประสิทธิภาพเฉลี่ยรายปีของระบบผลิตพลังงานร่วมโคเจนเนอเรชั่นในกรณีฐานที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

5.1.1 แนวทางการคำนวณประสิทธิภาพ $\eta_{BL,cogen}$ ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ในกรณีฐานที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ติดตั้งใหม่

โดยมีทางเลือกในการกำหนดค่าประสิทธิภาพดังนี้

ทางเลือกที่ 1 คำนวณค่าประสิทธิภาพค่าเดียว โดยมีขั้นตอนการคำนวณดังนี้

ขั้นตอนที่ 1

- 1) สืบค้นข้อมูลประสิทธิภาพสำหรับกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไอน้ำจากผู้ผลิตอย่างน้อย 2 รายขึ้นไปในภูมิภาค

- 2) เลือกใช้ค่าประสิทธิภาพสำหรับกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไอน้ำ จากผู้ผลิตที่มีข้อกำหนดเทียบเท่ากับระบบผลิตพลังงานร่วมในกรณีฐานที่จะถูกนำมาใช้ในกรณีไม่ดำเนินกิจกรรมโครงการ
- 3) เลือกค่าประสิทธิภาพที่ใช้จากค่าประสิทธิภาพสูงสุดของแต่ละส่วน (ตลอดช่วงอายุทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม) ที่สามารถทำได้โดยกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไอน้ำ

ขั้นตอนที่ 2

ค่าประสิทธิภาพเฉลี่ยรายปีของโรงไฟฟ้าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลคำนวณจากค่าประสิทธิภาพสูงสุดของกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไอน้ำที่เลือกจากขั้นตอนที่ 1 โดยค่าประสิทธิภาพทั้งสองอยู่ในรูปของสัดส่วนของปริมาณพลังงานผลผลิตต่อปริมาณพลังงานขาเข้าที่ใช้

ทางเลือกที่ 2 คำนวณค่าประสิทธิภาพค่าเดียวในกรณีไม่สามารถดำเนินการตามทางเลือกที่ 1 ได้ มีขั้นตอนการคำนวณดังนี้

ขั้นตอนที่ 1

- 1) กำหนดค่าประสิทธิภาพพื้นฐานของกังหันไอน้ำที่ 100 เปอร์เซ็นต์
- 2) ใช้ค่าประสิทธิภาพเครื่องกำเนิดไอน้ำจากตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ค่าประสิทธิภาพเครื่องกำเนิดไอน้ำ

เทคโนโลยีระบบผลิตพลังงาน	ค่า
เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบใหม่จากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (ไม่มีคอนเดนเซอร์)	92%
เครื่องกำเนิดไอน้ำใหม่จากเชื้อเพลิงน้ำมัน	90%
เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบเก่าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (ไม่มีคอนเดนเซอร์)	87%
เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบใหม่จากเชื้อเพลิงถ่านหิน	85%
เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบเก่าจากเชื้อเพลิงน้ำมัน	85%
เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบเก่าจากเชื้อเพลิงถ่านหิน	80%

ขั้นตอนที่ 2

ค่าประสิทธิภาพเฉลี่ยรายปีของโรงไฟฟ้าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล จะคำนวณจากค่าประสิทธิภาพสูงสุดของกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไอน้ำที่เลือกจากขั้นตอนที่ 1 โดยค่าประสิทธิภาพทั้งสองอยู่ในรูปของสัดส่วนของปริมาณพลังงานผลผลิตต่อปริมาณพลังงานขาเข้าที่ใช้

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{EC,y} + PE_{Biomass} \quad \text{สมการที่ (5)}$$

โดยที่

- PE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO₂/year)
- $PE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y (tCO₂/year)
- $PE_{EC,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y (tCO₂/year)
- $PE_{Biomass}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวลและชีวมวลเหลือทิ้งในปี y (tCO₂/year)

6.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอันเนื่องจากการดำเนินโครงการให้ใช้เครื่องมือการคำนวณของ TVER-TOOL-02-01 "การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลจากการดำเนินโครงการหรือนอกขอบเขตโครงการ" ฉบับล่าสุด ทั้งนี้ถ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้สำหรับการทำงานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการปรับปรุงคุณภาพชีวมวล การจัดเก็บและการขนส่งเชื้อเพลิงฟอสซิลและชีวมวล เช่น การเตรียมชีวมวล สายพานลำเลียง เครื่องอบแห้ง การอัดเม็ด การอัดก้อน ฯลฯ ให้พิจารณาภายใต้พารามิเตอร์ $PE_{Biomass,y}$ ด้วย

6.2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้า

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการสามารถคำนวณจากปริมาณการใช้ไฟฟ้า ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้าดังต่อไปนี้

$$PE_{EC,y} = \sum_j EC_{PJ,j,y} \times EF_{Elec,y} \times (1 + TDL_{j,y}) \quad \text{สมการที่ (6)}$$

โดยที่

$PE_{EC,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO₂/year)

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

$EF_{Elec,y}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต ใช้ไฟฟ้าในปี/ y (tCO₂/MWh)

$TDL_{j,y}$ = สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการจ่ายไฟฟ้าไปยังแหล่งกำเนิด j ในปี y

j = แหล่งที่มาของการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการ

ทั้งนี้ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในการทำงานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการเตรียมการในสถานที่หรือนอกสถานที่ การจัดเก็บ การแปรรูปและการขนส่งเชื้อเพลิงฟอสซิลและชีวมวล เช่น การเตรียมชีวมวล สายพานลำเลียง เครื่องอบแห้ง การอัดเม็ด การอัดก้อน ฯลฯ ให้พิจารณาภายใต้พารามิเตอร์ $PE_{EC,y}$ ด้วยเช่นกัน

6.4 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวล

กรณีที่กิจกรรมโครงการเป็นการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลหรือชีวมวลเหลือทิ้ง การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการให้ใช้เครื่องมือการคำนวณของ TVER-TOOL-02-02 “การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการและนอกขอบเขตโครงการสำหรับชีวมวล” ฉบับล่าสุด ในกิจกรรม

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

7. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลและ/หรือชีวมวลเหลือทิ้ง ผู้พัฒนาโครงการต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการโดยให้ใช้เครื่องมือการคำนวณของ TVER-TOOL-02-02 “การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการและนอกขอบเขตโครงการสำหรับชีวมวล” ฉบับล่าสุด หากไม่พิจารณาแหล่งที่มาของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ผู้พัฒนาโครงการจะต้องระบุเหตุผลที่เหมาะสมในเอกสารข้อเสนอโครงการ

8. การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad \text{สมการที่ (7)}$$

โดยที่

- ER_y = การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO₂e/year)
- BE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO₂e/year)
- PE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO₂e/year)
- LE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปี y (tCO₂e/year)

9. การติดตามผลการดำเนินโครงการ (Monitoring Plan)

9.1 แนวทางการติดตามผล

- 1) ให้ผู้พัฒนาโครงการอธิบายและระบุขั้นตอนการติดตามผลข้อมูลกิจกรรมโครงการ (Activity data) หรือตรวจสอบผลการตรวจวัดทั้งหมดในเอกสารข้อเสนอโครงการ รวมถึงประเภทของเครื่องมือตรวจวัดที่ใช้ ผู้รับผิดชอบในการติดตามผลและตรวจสอบข้อมูล การสอบเทียบเครื่องมือวัด (ถ้ามี) และขั้นตอนการรับประกันและควบคุมคุณภาพ ในกรณีที่วิธีการมีตัวเลือกที่แตกต่างกัน เช่น การใช้ค่าเริ่มต้นหรือการตรวจวัดที่หน้างาน ผู้พัฒนาโครงการต้องระบุว่าจะใช้ตัวเลือกใด นอกจากนี้การติดตั้ง ดูแลรักษา และสอบเทียบเครื่องมือตรวจวัดควรดำเนินการตามคำแนะนำของผู้ผลิตอุปกรณ์และเป็นไปตามมาตรฐานภายในประเทศ หรือมาตรฐานสากล เช่น IEC, ISO
- 2) ข้อมูลทั้งหมดที่ที่รวบรวมเป็นส่วนหนึ่งของการติดตามผลการลดก๊าซเรือนกระจก ซึ่งควรจัดเก็บข้อมูลในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์และมีระยะเวลาเก็บรักษาเป็นไปตามแนวทางที่ อบก. กำหนด หรือตามระบบคุณภาพขององค์กรแต่มีระยะเวลาไม่น้อยกว่าที่ อบก. กำหนด และควร

ตรวจสอบข้อมูลให้ถูกต้องตามวิธีการติดตามผลที่ระบุในพารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผลที่ระบุไว้ในตารางหัวข้อที่ 9.2

9.2 พารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผล

พารามิเตอร์	$EG_{PJ,electrical,y}$
หน่วย	GWh/year
ความหมาย	ปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล (ปริมาณไฟฟ้าที่หักออกจากการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองก่อนจ่ายเข้าสู่ระบบสายส่ง)
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย

พารามิเตอร์	$EG_{PJ,thermal,y}$
หน่วย	TJ/year
ความหมาย	ปริมาณความร้อนสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้คำนวณได้จากค่าผลต่างของเอนทาลปีของไอน้ำหรือของเหลวร้อนและหรือก๊าซที่เกิดจากการ/ผลิตความร้อน ทั้งนี้เอนทาลปีคำนวณจากปริมาณการไหล (มวลหรือปริมาตร) และอุณหภูมิของของไหล หรือความดันกรณีไอน้ำยิ่งยวด (Superheat steam) ซึ่งสามารถดูค่าที่ใช้ในการคำนวณได้จากตารางคุณสมบัติหรือคำนวณค่าจากสมการเทอร์โมไดนามิกส์
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และบันทึกอย่างน้อยเป็นรายเดือน

ข้อมูล	การวัดปริมาณอากาศร้อนเพื่อนำไปคำนวณพารามิเตอร์ $EG_{PJ,thermal,y}$
หน่วยข้อมูล	Nm^3/hr
ความหมาย	ปริมาณของอากาศร้อน
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดยใช้มิเตอร์ที่ได้รับการสอบเทียบแล้ว ในกรณีที่ไม่สามารถทำได้เนื่องจากอุณหภูมิสูงเกินไป การวัดเฉพาะจุดสามารถใช้ผ่านการสู่มตัวอย่างด้วยระดับความเชื่อมั่น 90 เปอร์เซ็นต์และความแม่นยำ 10 เปอร์เซ็นต์
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่องการบันทึกรายชั่วโมงและอย่างน้อยเป็นรายเดือน

ข้อมูล	การวัดปริมาณอากาศร้อนเพื่อนำไปคำนวณพารามิเตอร์ $EG_{PJ,thermal,y}$
หน่วย	Nm^3/hr
ความหมาย	ปริมาณไอน้ำ
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดยใช้เครื่องวัดที่ได้รับสอบเทียบแล้ว
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่องการบันทึกรายชั่วโมงและอย่างน้อยรายเดือน

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,i,y}$
หน่วย	MWh/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโครงการในแหล่งการใช้ไฟฟ้า j ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย

พารามิเตอร์	$TDL_{j,y}$
หน่วย	-
ความหมาย	สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการจ่ายไฟฟ้าไปยังแหล่งกำเนิด j ในปี y
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 รายงานการตรวจวัด กรณีที่มีข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ออกจากผู้ผลิตและปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับ ทางเลือกที่ 2 ใช้ค่าล่าสุดที่ อบก. ประกาศ
วิธีการติดตามผล	1) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 1 ผู้พัฒนาโครงการจะต้องมีการติดตามค่าดังกล่าวทุกปีตลอดการติดตามผลผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 2) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 2 ผู้พัฒนาโครงการจะต้องใช้ค่านี้อัตลอดการติดตามผลผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
ความถี่ในการติดตามผล	กำหนดหนึ่งครั้งในปีแรกของรอบระยะเวลาการให้เครดิต
ขั้นตอน QA/QC	หากผลการวัดแตกต่างจากการวัดก่อนหน้านี้หรือแหล่งข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องอย่างมีนัยสำคัญ ให้ทำการวัดเพิ่มเติม
ข้อคิดเห็นอื่นๆ	-

พารามิเตอร์	$EF_{Elec,y}$
หน่วย	tCO_2/MWh
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้าในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิต/ใช้พลังงานไฟฟ้า (Emission Factor) สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกที่ประกาศโดย อบก.

วิธีการติดตามผล	<p><u>สำหรับการจัดทำเอกสารข้อเสนอโครงการ</u></p> <p>ให้ใช้ค่า $EF_{Elec,y}$ ล่าสุดที่ อบก. ประกาศ</p> <p><u>สำหรับการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก</u></p> <p>ให้ใช้ค่า $EF_{Elec,y}$ ที่ อบก. ประกาศตามปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิต ทั้งนี้กรณีในปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิตนั้นยังไม่มีค่า $EF_{Elec,y}$ ที่ อบก. ประกาศ ให้ใช้ค่า $EF_{Elec,y}$ ล่าสุดที่ อบก. ประกาศแทนในปีนั้น</p>
-----------------	--

9.2 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล

ไม่มี

10. เอกสารอ้างอิง

Clean Development Mechanism (CDM)

ACM0018 Electricity generation from biomass Ver.04

AMS-I.C._Thermal energy production ver22

TOOL 03 Tool to calculate project or leakage CO₂ emissions from fossil fuel combustion

TOOL 05 Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation

TOOL16: Project and leakage emissions from biomass

บันทึกการแก้ไข T-VER-P-METH-01-03

ฉบับที่	แก้ไขครั้งที่	วันที่บังคับใช้	รายการแก้ไข
01	-	1 มีนาคม 2566	<ul style="list-style-type: none"> - เปลี่ยนแปลงจากรหัสเอกสารเดิม TVER-METH-01-03 Version 01 - แก้ไขชื่อระเบียบวิธีฯ ภาษาอังกฤษ - เพิ่มคำอธิบายวันเริ่มดำเนินโครงการ - เปลี่ยนสัญลักษณ์และความหมายของพารามิเตอร์ $EF_{Grid,y}$ และแก้ไขแหล่งข้อมูล - แก้ไขคำ “พลังงานไฟฟ้า” เป็น “ไฟฟ้า”
01	-	24 สิงหาคม 2565	การเริ่มใช้ครั้งแรก