**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. **ชื่อระเบียบวิธีฯ(Methodology)**
 | **การผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจากชีวมวลเพื่อจำหน่าย****(Electricity and Thermal Energy Cogeneration from Biomass for Dispatch)** |
| 1. ประเภทโครงการ(Project Type)
 | พลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานที่ใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล |
| 1. สาขาและขอบข่าย(Scope)
 | 01 - Energy industries (อุตสาหกรรมพลังงาน) |
| 1. ลักษณะโครงการ(Project Outline)
 | เป็นโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) เพื่อผลิตพลังงานในรูปแบบไฟฟ้าและความร้อนใหม่โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวล |
| 1. ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย(Applicability)
 | เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) จากเชื้อเพลิงชีวมวลที่ติดตั้งใหม่ (Greenfield) เพื่อจำหน่าย |
| 1. เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ

(Project Conditions) | 1. มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ใหม่โดยใช้กังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ซึ่งผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนเพื่อจำหน่าย

1. ชีวมวลที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง ได้แก่ ชีวมวลเหลือทิ้ง และ/หรือชีวมวลจากพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ
2. ต้องผ่านการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality) โดยใช้หลักเกณฑ์อ้างอิงตามที่โครงการ T-VER กำหนด
 |
| 1. วันเริ่มดำเนินโครงการ(Project Starting Date)
 | วันที่เจ้าของโครงการ (ผู้ว่าจ้าง) และผู้รับจ้างได้มีการลงนามร่วมกันในสัญญาจ้างก่อสร้างโครงการลดก๊าซเรือนกระจกที่จะพัฒนาเป็นโครงการ T-VER |
| 1. นิยามศัพท์
 | **ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมหรือโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration)** หมายถึงระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากกระบวนการเผาไหม้ครั้งเดียว**พลังงานความร้อน (Thermal Energy)** หมายถึง พลังงานที่อยู่ในรูปความร้อน (เช่น ไอน้ำหรือน้ำร้อนหรืออากาศร้อน) เท่านั้น**ชีวมวลเหลือทิ้ง (Biomass residue)** หมายถึง เศษวัสดุเหลือทิ้งจากการเก็บเกี่ยวหรือจากการแปรรูปสินค้าทางการเกษตร เช่น แกลบ กากอ้อย ฟางข้าว ซังข้าวโพด เป็นต้น หรือ ไม้และเศษไม้ ที่สามารถนำมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงได้ |

|  |
| --- |
| **รายละเอียดระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ****สำหรับการผลิตพลังงานร่วมไฟฟ้าและความร้อนจากชีวมวลเพื่อจำหน่าย** |

1. **กิจกรรมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **การปล่อยก๊าซเรือนกระจก** | **แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก** | **ชนิดของก๊าซเรือนกระจก** | **รายละเอียดของกิจกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก** |
| กรณีฐาน | การผลิตพลังงานความร้อน | CO2 | การผลิตพลังงานความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล |
| การผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า | CO2 | การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งถูกทดแทนโดยไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนและจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ กฟน. กฟภ. กฟผ. |
| การดำเนินโครงการ | การใช้พลังงานภายในโครงการ | CO2 | การชื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้า |
| การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง รถตักชีวมวล ฯลฯ |
| การใช้ชีวมวลและชีวมวลเหลือทิ้ง | CO2, CH4 | * การเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ
* การขนส่งชีวมวล
* การแปรรูปชีวมวล
* การขนส่งชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี)
* การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้ง (ถ้ามี)
 |
| นอกขอบเขตโครงการ | พื้นที่ที่มีการเปลี่ยนไปเป็นพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ/การใช้ชีวมวลเหลือทิ้ง | CO2, CH4 | * การเปลี่ยนแปลงกิจกรรมก่อนที่มีการเพาะปลูกชีวมวลในพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะ
* การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้งจากการใช้งานอื่นๆ
* การแปรรูปชีวมวลเหลือทิ้ง
* การขนส่งชีวมวลเหลือทิ้ง
 |

1. **ลักษณะและขอบเขตโครงการ (Scope of Project)**

เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการติดตั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์ใหม่สำหรับการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) จากชีวมวลเพื่อจำหน่าย โดยต้องเป็นการติดตั้งใหม่ (Greenfield) ทั้งระบบ และไม่เป็นการติดตั้งเพื่อทดแทนหรือเพิ่มกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนที่มีอยู่เดิม

 ขอบเขตโครงการ คือพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) จากเชื้อเพลิงชีวมวลของโครงการ รวมถึงกิจกรรมต่างๆ ที่เกิดจากการผลิตพลังงานของโครงการ

1. **การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality)**

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

1. **ข้อมูลกรณีฐาน (Baseline Scenario)**

เมื่อพิจารณาตามแนวทางการกำหนดข้อมูลกรณีฐานที่ต่ำกว่าการดำเนินงานปกติ (Below Business as Usual หรือ Below BAU) ข้อมูลกรณีฐานสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าที่ถูกทดแทนด้วยการผลิตโดยใช้พลังงานหมุนเวียน คือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติของระบบผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้า (National Grid) และสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตพลังงานความร้อนที่ถูกทดแทนด้วยการผลิตโดยใช้พลังงานหมุนเวียน ดังนั้น ข้อมูลกรณีฐานของโครงการ คือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานความร้อนจากการดำเนินโครงการโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ

**5****.** การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน พิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO2) จากการผลิตพลังงานความร้อนและการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

|  |
| --- |
| **BEy = BEcogen,CO2,y** สมการที่ (1) |

**โดยที่**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| BEy | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี *y* (tCO2/year) |
| BEcogen/trigen,CO2,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกทดแทนโดยระบบผลิตพลังงานร่วมโคเจนเนอเรชั่นในปี y (tCO2/year) |

**5.1 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration)**

|  |  |
| --- | --- |
|   **EGPJ,thermal,y + EGPJ,electrical,y x 3.6****BEcogen,CO2,y**= **BL,cogen** **x EFCO2,NG**  | สมการที่ (2) |

**โดยที่**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| BEcogen,CO2,y | = | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO2/year) |
| EGPJ,electrical,y | = | ปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการในปี *y* (GWh/year) |
| 3.6 | = | ค่า Conversion factor (TJ/GWh) |
| EGPJ,thermal,y | = | ปริมาณความร้อนสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการในปี y (TJ/year) |
| EFCO2,NG | = | การปล่อยก๊าซ CO2 จากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (tCO2/GJ) เท่ากับ 56,100 tCO2/GJ |
|  BL,cogen | = | ค่าประสิทธิภาพเฉลี่ยรายปีของระบบผลิตพลังงานร่วมโคเจนเนอเรชั่นในกรณีฐานที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล |

**5.1.1 แนวทางการคำนวณประสิทธิภาพ**  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)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **PEy** | **=** | **PEFF,y + PEEC,y + PEBiomass**  สมการที่ (5) |

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| PEy | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| PEFF,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| PEEC,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| PEBiomass | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวลและชีวมวลเหลือทิ้งในปี y (tCO2/year) |

**6.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล**

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอันเนื่องจากการดำเนินโครงการให้ใช้เครื่องมือการคำนวณของ TVER-TOOL-02-01 "การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลจากการดำเนินโครงการหรือนอกขอบเขตโครงการ" ฉบับล่าสุด ทั้งนี้ถ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้สําหรับการทํางานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการปรับปรุงคุณภาพชีวมวล การจัดเก็บและการขนส่งเชื้อเพลิงฟอสซิลและชีวมวล เช่น การเตรียมชีวมวล สายพานลําเลียง เครื่องอบแห้ง การอัดเม็ด การอัดก้อน ฯลฯ ให้พิจารณาภายใต้พารามิเตอร์PEBiomass,y ด้วย

**6.2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้า**

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการสามารถคำนวณจากปริมาณการใช้ไฟฟ้า ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

|  |  |
| --- | --- |
| **PEEC,y = ∑ ECPJ,j,y × EFElec,y × (1+ TDLj,y)** j | สมการที่ (6) |

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| PEEC,y | = | ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO2/year) |
| ECPJ,j,y | = | ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโครงการในแหล่งการใช้ไฟฟ้า j ในปี y(MWh/year) |
| EFElec,y | = | ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้าในปี y (tCO2/MWh) |
| TDLj,y | = | สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการจ่ายไฟฟ้าไปยังแหล่งกำเนิด j ในปี y |
| j | = | แหล่งที่มาของการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการ |

ทั้งนี้ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในการทํางานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการเตรียมการในสถานที่หรือนอกสถานที่การจัดเก็บ การแปรรูปและการขนส่งเชื้อเพลิงฟอสซิลและชีวมวล เช่น การเตรียมชีวมวล สายพานลําเลียง เครื่องอบแห้ง การอัดเม็ด การอัดก้อน ฯลฯ ให้พิจารณาภายใต้พารามิเตอร์ PEEC,y ด้วยเช่นกัน

**6.4 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากชีวมวล**

กรณีที่กิจกรรมโครงการที่เป็นการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลหรือชีวมวลเหลือทิ้ง 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 ผู้พัฒนาโครงการจะต้องระบุเหตุผลที่เหมาะสมในเอกการข้อเสนอโครงการ

**8. การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)**

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ERy** | **=** | **BEy – PEy– LEy**  | สมการที่ (7) |

โดยที่

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ERy | = | การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO2e/year) |
| BEy | = | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO2e/year) |
| PEy | = | การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO2e/year)  |
| LEy | = | 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 และควรตรวจสอบข้อมูลให้ถูกต้องตามวิธีการติดตามผลที่ระบุในพารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผลที่ระบุไว้ในตารางหัวข้อที่ 9.2

**9.2 พารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผล**

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | EGPJ,electtical,y |
| หน่วย | GWh/year |
| ความหมาย | ปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการ ในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานการตรวจวัด |
| วิธีการติดตามผล | ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล(ปริมาณไฟฟ้าที่หักออกจากการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองก่อนจ่ายเข้าสู่ระบบสายส่ง) |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | EGPJ,thermal,y |
| หน่วย | TJ/year |
| ความหมาย | ปริมาณความร้อนสุทธิที่จำหน่ายจากการดำเนินโครงการในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานการตรวจวัด |
| วิธีการติดตามผล | ปริมาณความร้อนสุทธิที่ผลิตได้คำนวณได้จากค่าผลต่างของเอนทาลปีของไอน้ำหรือของเหลวร้อนและ/หรือก๊าซที่เกิดจากการผลิตความร้อน ทั้งนี้เอนทาลปีคำนวณจากปริมาณการไหล (มวลหรือปริมาตร) และอุณหภูมิของของไหล หรือความดันกรณีไอน้ำยิ่งยวด (Superheat steam) ซึ่งสามารถดูค่าทีใช้ในการคำนวณได้จากตารางคุณสมบัติหรือคำนวณค่าจากสมการเทอร์โมไดนามิกส์ |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และบันทึกอย่างน้อยเป็นรายเดือน |

|  |  |
| --- | --- |
| ข้อมูล | การวัดปริมาณอากาศร้อนเพื่อนำไปคำนวณพารามิเตอร์ EGPJ,thermal,y |
| หน่วยข้อมูล | Nm3/hr |
| ความหมาย | ปริมาณของอากาศร้อน |
| แหล่งข้อมูล | รายงานการตรวจวัด |
| วิธีการติดตามผล | ตรวจวัดโดยใช้มิเตอร์ที่ได้รับการสอบเทียบแล้วในกรณีที่ไม่สามารถทําได้เนื่องจากอุณหภูมิสูงเกินไป การวัดเฉพาะจุดสามารถใช้ผ่านการสุ่มตัวอย่างด้วยระดับความเชื่อมั่น 90 เปอร์เซ็นต์และความแม่นยํา 10 เปอร์เซ็นต์ |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่องการบันทึกรายชั่วโมงและอย่างน้อยเป็นรายเดือน |

|  |  |
| --- | --- |
| ข้อมูล | การวัดปริมาณอากาศร้อนเพื่อนำไปคำนวณพารามิเตอร์ EGPJ,thermal,y |
| หน่วย | Nm3/hr |
| ความหมาย | ปริมาณไอน้ำ |
| แหล่งข้อมูล | รายงานการตรวจวัด |
| วิธีการติดตามผล | ตรวจวัดโดยใช้เครื่องวัดที่ได้รับสอบเทียบแล้ว |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่องการบันทึกรายชั่วโมงและอย่างน้อยรายเดือน |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | ECPJ,i,y |
| หน่วย | MWh/year |
| ความหมาย | ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโครงการในแหล่งการใช้ไฟฟ้า j ในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานการตรวจวัด |
| วิธีการติดตามผล | ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล |
| ความถี่ในการติดตามผล | การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | TDLj,y |
| หน่วย | - |
| ความหมาย | สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการจ่ายไฟฟ้าไปยังแหล่งกำเนิด j ในปี y |
| แหล่งข้อมูล | ทางเลือกที่ 1 รายงานการตรวจวัด กรณีที่มีข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ออกจากผู้ผลิตและปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับทางเลือกที่ 2 ใช้ค่าล่าสุดที่ อบก. ประกาศ |
| วิธีการติดตามผล | 1) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 1 ผู้พัฒนาโครงการจะต้องมีการติดตามค่าดังกล่าวทุกปีตลอดการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก2) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 2 ผู้พัฒนาโครงการจะต้องใช้ค่านี้ตลอดการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก |
| ความถี่ในการติดตามผล | กําหนดหนึ่งครั้งในปีแรกของรอบระยะเวลาการให้เครดิต |
| ขั้นตอน QA/QC | หากผลการวัดแตกต่างจากการวัดก่อนหน้านี้หรือแหล่งข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องอย่างมีนัยสําคัญ ให้ทําการวัดเพิ่มเติม |
| ข้อคิดเห็นอื่นๆ  | - |

|  |  |
| --- | --- |
| พารามิเตอร์ | EFElec,y |
| หน่วย | tCO2/MWh |
| ความหมาย | ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้าในปี y |
| แหล่งข้อมูล | รายงานค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิต/ใช้พลังงานไฟฟ้า (Emission Factor) สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกที่ประกาศโดย อบก. |
| วิธีการติดตามผล | **สำหรับการจัดทำเอกสารข้อเสนอโครงการ**ให้ใช้ค่า EFElec,y ล่าสุดที่ อบก. ประกาศ**สำหรับการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก**ให้ใช้ค่า EFElec,y ที่ อบก. ประกาศตามปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิต ทั้งนี้กรณีที่ปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิตนั้นยังไม่มีค่า EFElec,y ที่ อบก. ประกาศ ให้ใช้ค่า EFElec,y ล่าสุดที่ อบก. ประกาศแทนในปีนั้น |

**9.2 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล**

 ไม่มี

**10. เอกสารอ้างอิง**

**Clean Development Mechanism (CDM)**

ACM0018 Electricity generation from biomas 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 | * เปลี่ยนแปลงจากรหัสเอกสารเดิม TVER-METH-01-03 Version 01
* แก้ไขชื่อระเบียบวิธีฯ ภาษาอังกฤษ
* เพิ่มคำอธิบายวันเริ่มดำเนินโครงการ
* เปลี่ยนสัญลักษณ์และความหมายของพารามิเตอร์ EFGrid,y และแก้ไขแหล่งข้อมูล
* แก้ไขคำ “พลังงานไฟฟ้า” เป็น “ไฟฟ้า”
 |
| 01 | - | 24 สิงหาคม 2565 | การเริ่มใช้ครั้งแรก |