T-VER-P-METH-01-05

ระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ

สำหรับ

การผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจน เพื่อใช้ภายในหรือจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า

(Electricity Generation from Hydrogen for Internal Usage or Grid Reselling)

ฉบับที่ 01

รายสาขา 01: Energy industries

มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 25 กันยายน 2567

1. ชื่อระเบียบวิธีฯ (Methodology)	การผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนเพื่อใช้ภายในหรือจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (Electricity Generation from Hydrogen for Internal Usage or Grid Reselling)
2. ประเภทโครงการ (Project Type)	พลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานที่ใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล
3. สาขาและขอบข่าย (Scope)	01 – Energy industries (อุตสาหกรรมด้านพลังงาน)
4. ลักษณะโครงการ (Project Outline)	เป็นโครงการที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนเพื่อจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (National Grid) หรือเพื่อใช้เอง หรือเป็นการผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนเพื่อจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในรูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง (Private Power Purchase Agreement หรือ Private PPA)
5. ลักษณะของกิจกรรมโครงการที่เข้าข่าย (Applicability)	เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจน ซึ่งมีลักษณะดังนี้ 1) การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าใหม่ (Greenfield) หรือ 2) การปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าเดิมเพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงร่วม
6. เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ (Project Conditions)	1. เป็นการทดแทนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยเป็น ● การจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ● การผลิตเพื่อใช้เอง หรือการผลิตเพื่อจำหน่ายในรูปแบบ Private PPA 2. เป็นการผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนในเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) หรือการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน (Co-Firing) 3. การใช้ประโยชน์จากความร้อนทิ้งจากระบบที่ติดตั้งใหม่หรือการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าหรือความร้อนเดิมเพื่อสามารถใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ไม่เข้าข่ายดำเนินการภายใต้โครงการ
7. วันเริ่มดำเนินโครงการ (Project Starting Date)	วันที่เจ้าของโครงการ (ผู้ว่าจ้าง) และผู้รับจ้างได้มีการลงนามร่วมกันในสัญญาจ้างก่อสร้างหรือติดตั้งโครงการลดก๊าซเรือนกระจกที่จะพัฒนาเป็นโครงการ T-VER
8. นิยามศัพท์	**โรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (Co-firing Powerplant)** คือ โรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป เช่น เชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซธรรมชาติกับไฮโดรเจน เป็นต้น

	เซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) หมายถึงเซลล์ไฟฟ้าเคมีประเภทหนึ่งคล้ายกับแบตเตอรี่สร้างพลังงานโดยใช้หลักการไฟฟ้าเคมีที่เปลี่ยนรูปพลังงานเคมีของเชื้อเพลิงไปเป็นไฟฟ้าได้โดยไม่ต้องผ่านกระบวนการเผาไหม้ และได้พลังงานความร้อนร่วมเกิดขึ้นจากกระบวนการสารป้อนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิง คือไฮโดรเจน (H_2) และออกซิเจน (O_2) **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 **ไฮโดรเจนสีเทา (Grey Hydrogen)** หมายถึงไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากกระบวนการรีฟอร์มมิ่งด้วยไอน้ำโดยการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นวัตถุดิบ
9. หมายเหตุ	-

รายละเอียดระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนเพื่อใช้ภายในหรือจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (Electricity Generation from Hydrogen for Internal Usage or Grid Reselling)

1. กิจกรรมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ

ตารางที่ 1 แหล่งกำเนิดและชนิดของก๊าซเรือนกระจก

การปล่อยก๊าซเรือนกระจก	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	การผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือโรงไฟฟ้า	CO_2	• การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งถูกทดแทนโดยไฟฟ้าที่ผลิตจากไฮโดรเจนและจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ กฟน. กฟภ. กฟผ. หรือใช้เอง หรือ • การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าสำหรับกรณีที่ซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง
การดำเนินโครงการ	การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลผสมกับไฮโดรเจน (Co-Firing)	CO_2	• การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลผสมกับไฮโดรเจน (Co-Firing) เพื่อผลิตไฟฟ้า • การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าสำรองใช้ภายในโครงการ และจากการซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้ามาใช้ภายในกิจกรรมโครงการ
	ระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell)	CO_2	• การซื้อไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้ามาใช้ในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) • การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell)
นอกขอบเขตโครงการ	การผลิตและการใช้ไฮโดรเจน	CO_2	• การผลิตไฮโดรเจนโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล • การขนส่งไฮโดรเจนด้วยยานพาหนะหรือผ่านระบบท่อ

2. ลักษณะของกิจกรรมและขอบเขตโครงการ (Applicability and Scope of Project)

โครงการที่มีกิจกรรมการติดตั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์ใหม่หรือการปรับปรุงเครื่องจักรและอุปกรณ์เดิมเพื่อนำไฮโดรเจนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับจำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าหรือนำไปใช้ประโยชน์ ณ จุดใช้งานหรือจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ที่อยู่นอกขอบเขตโครงการ กิจกรรมโครงการดังกล่าวต้องเป็นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าใหม่ (Greenfield) หรือการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อสามารถใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนโดยไม่ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าหรือกระบวนการผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนแปลง

ขอบเขตโครงการ คือพื้นที่ติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนของโครงการและกิจกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าของโครงการ โดยไม่ครอบคลุมกระบวนการผลิตไฮโดรเจน

3. การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality)

โครงการต้องผ่านการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานปกติ (Additionality) โดยใช้ “แนวทางการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality) ภายใต้โครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER)” ที่ อบก. กำหนด รวมถึงกรณีที่เจ้าของโครงการหรือผู้พัฒนาโครงการได้รับการอุดหนุนจากมาตรการของหน่วยงานภาครัฐที่สนับสนุนการใช้ไฮโดรเจน ต้องจัดทำแนวทางการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มเติมด้านการเงิน โดยคำนึงถึงมูลค่าการสนับสนุนทางตรงและทางอ้อมทั้งหมด เช่น เงินอุดหนุนโดยตรงและการลดหย่อนภาษีต่างๆ เป็นต้น

4. ข้อมูลกรณีฐาน (Baseline Scenario)

เมื่อพิจารณาตามแนวทางการกำหนดข้อมูลกรณีฐานที่ต่ำกว่าการดำเนินงานปกติ (Below Business as Usual หรือ Below BAU) ข้อมูลกรณีฐานสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าที่ถูกทดแทนหรือของโรงไฟฟ้าที่ทำการซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง คือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ

5. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานพิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติที่ถูกแทนที่ด้วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกิจกรรมโครงการ

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานสามารถคำนวณได้ 2 กรณีดังนี้

5.1 กรณีที่ 1 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าใหม่ (Greenfield)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานสำหรับการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าใหม่ (Greenfield) สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,y}$$ สมการที่ (1)

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO_2/year)

$EG_{PJ,y}$ = ปริมาณการผลิตไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า/ใช้เอง/ขายโดยตรง จากการดำเนินกิจกรรมโครงการ ในปี y (MWh/year)

$EF_{grid,y}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้า ในปี y (tCO_2/MWh)

5.2 กรณีที่ 2 การปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าเดิมเพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานสำหรับการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าเดิมเพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$BE_y = \frac{EG_{PJ,y} \times SFC_{BL} \times NCV_{BL} \times EF_{CO2,NG}}{\eta_{BL}}$$ สมการที่ (2)

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO_2/year)

$EG_{PJ,y}$ = ปริมาณการผลิตไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า/ใช้เอง/ขายโดยตรง จากการดำเนินกิจกรรมโครงการ ในปี y (MWh/year)

SFC_{BL} = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจำเพาะของของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีฐาน (unit/MWh)

η_{BL} = ค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีฐาน

NCV_{BL} = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงจากกรณีฐาน (GJ/unit)

$EF_{CO2,NG}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (tCO_2/GJ) เท่ากับ 56,100 tCO_2/GJ

6. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการพิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการผลิตไฟฟ้าจากการใช้ไฮโดรเจนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel cell) และ/หรือจากการผลิตไฟฟ้าจากการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$PE_y = PE_{Cofire,y} + PE_{Fuelcell,y}$$ สมการที่ (3)

โดยที่

PE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO_2/year)

$PE_{Cofire,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนจากการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO_2/year)

$PE_{Fuelcell,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงในระบบเซลล์เชื้อเพลิง ในปี y (tCO_2/year)

6.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนจากการดำเนินโครงการ

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนจากการดำเนินโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$PE_{Cofire,EC,y} = m \times EC_{PJ,Cofire,y} \times \frac{\eta_{PJ}}{\eta_{BL}} \times EF_{grid,y} \qquad \text{สมการที่ (4)}$$

โดยที่

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

m = สัดส่วนปริมาณก๊าซธรรมชาติในเชื้อเพลิงผสม (%)

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

η_{PJ} = ค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการ

η_{BL} = ค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีฐาน

$EF_{grid,y}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้า ในปี y (tCO_2/MWh)

6.1.1 สัดส่วนปริมาณก๊าซธรรมชาติในเชื้อเพลิงผสม (m)

สัดส่วนปริมาณก๊าซธรรมชาติในเชื้อเพลิงผสมสามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$m = \frac{FC_{NG,y} \times NCV_{NG}}{(FC_{NG,y} \times NCV_{NG}) + (FC_{H2,y} \times NCV_{H2})} \qquad \text{สมการที่ (5)}$$

โดยที่

m = สัดส่วนปริมาณก๊าซธรรมชาติในเชื้อเพลิงผสม (%)

$FC_{NG,y}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในปี y (unit)

NCV_{NG} = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (GJ/unit)

$FC_{H2,y}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซไฮโดรเจนในปี y (unit)

NCV_{H2} = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงไฮโดรเจน (GJ/unit)

6.2 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระบบเซลล์เชื้อเพลิง

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระบบเซลล์เชื้อเพลิงสามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$PE_{Fuelcell,y} = PE_{EC,y} + PE_{FF,y}$$ **สมการที่ (6)**

โดยที่

$PE_{Fuelcell,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงในระบบเซลล์เชื้อเพลิงจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$PE_{EC,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) จากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$PE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) จากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

6.2.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) สำหรับการดำเนินโครงการสามารถคำนวณจากปริมาณการใช้ไฟฟ้า ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า และการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

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

โดยที่

$PE_{EC,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) จากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$EC_{PJ,Fuelcell,y}$ = ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) จากการดำเนินโครงการในปี y (MWh/year)

$EF_{grid,y}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิต/ใช้ไฟฟ้า ในปี y (tCO_2/MWh)

TDL_y = สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการจ่ายไฟฟ้าในปี y

6.2.2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell)

การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) ให้ใช้เครื่องมือการคำนวณของ T-VER-P-TOOL-02-01 "การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลจากการดำเนินโครงการหรือนอกขอบเขตโครงการ" ฉบับล่าสุด

7. การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

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

8. การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \qquad \text{สมการที่ (8)}$$

โดยที่

ER_y = การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO_2e/year)

BE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปีy (tCO_2e/year)

PE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปีy (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 และสอบเทียบเครื่องมือตรวจวัดควรดำเนินการตามคำแนะนำของผู้ผลิตอุปกรณ์และ**

<u>เป็นไปตามมาตรฐานภายในประเทศ หรือมาตรฐานสากล เช่น IEC, ISO</u>

2) ข้อมูลทั้งหมดที่รวบรวมเป็นส่วนหนึ่งของการติดตามผลการลดก๊าซเรือนกระจก ซึ่งควรจัดเก็บข้อมูลในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์และมีระยะเวลาเก็บรักษาเป็นไปตามแนวทางที่ อบก. กำหนด หรือตามระบบคุณภาพขององค์กรแต่มีระยะเวลาไม่น้อยกว่าที่ อบก. กำหนด และควรตรวจสอบข้อมูลให้ถูกต้องตามวิธีการติดตามผลที่ระบุในพารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผลที่ระบุไว้ในตารางหัวข้อที่ 9.3

9.2 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล

พารามิเตอร์	NCV_{BL} NCV_{NG} และ NCV_{H2}
หน่วย	กิกะจูลต่อหน่วยเชื้อเพลิง (GJ/unit)
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทต่างๆ
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

พารามิเตอร์	η_{BL}
หน่วย	ร้อยละ (%)
ความหมาย	ค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ใช้ค่าประสิทธิภาพสูงสุดของผู้ผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงตั้งแต่ 2 ราย ขึ้นไป

พารามิเตอร์	SFC_{BL}
หน่วย	หน่วยเชื้อเพลิงต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง (unit/MWh)
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจำเพาะของของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 จากการตรวจวัดจริง ทางเลือกที่ 2 จากข้อมูลผู้ผลิตของอุปกรณ์นั้นๆ

9.3 พารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผล

พารามิเตอร์	$FC_{NG,y}$
หน่วย	หน่วยเชื้อเพลิง (unit)
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ
วิธีการติดตามผล	สรุปข้อมูลการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นรายปี
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย

พารามิเตอร์	$FC_{H2,y}$
หน่วย	หน่วยเชื้อเพลิง (unit)
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดปริมาณการใช้ไฮโดรเจน
วิธีการติดตามผล	สรุปข้อมูลการใช้ไฮโดรเจนเป็นรายปี
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย

พารามิเตอร์	$EG_{PJ,y}$
หน่วย	เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี (MWh/year)
ความหมาย	ปริมาณการผลิตไฟฟ้าสุทธิที่จำหน่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า/ใช้เอง/ขายโดยตรง จากการดำเนินกิจกรรมโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากมิเตอร์ไฟฟ้า
วิธีการติดตามผล	สรุปข้อมูลปริมาณการผลิตไฟฟ้าเป็นรายปี
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย

พารามิเตอร์	η_{PJ}
หน่วย	ร้อยละ (%)
ความหมาย	ค่าประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการ
แหล่งข้อมูล	**ทางเลือกที่ 1** ใช้ค่าประสิทธิภาพการทำงานสูงสุดที่ตรวจวัดได้ในช่วงสภาวะการทำงานทั้งหมดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีคุณลักษณะเดียวกันและใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง **ทางเลือกที่ 2** ใช้ค่าประสิทธิภาพสูงสุดของผู้ผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
วิธีการติดตามผล	**ทางเลือกที่ 1** ใช้วิธีการทดสอบประสิทธิภาพการตามแนวทางที่กำหนด เช่น ASME (American Society of Mechanical Engineer) เป็นต้น **ทางเลือกที่ 2** พิจารณาค่าของบริษัทผู้ผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ 2 รายขึ้นไป โดยที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องมีคุณลักษณะเดียวกันและใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน
ความถี่ในการติดตามผล	**ทางเลือกที่ 1** ให้ดำเนินการทดสอบประสิทธิภาพปีละ 1 ครั้ง **ทางเลือกที่ 2** ให้ทบทวนการพิจารณาค่าตามวิธีการที่กำหนดทุกปี

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,Cofire,y}$
หน่วย	เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี (MWh/year)
ความหมาย	ปริมาณการผลิตไฟฟ้าการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนจากการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากมิเตอร์ไฟฟ้า
วิธีการติดตามผล	สรุปข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าเป็นรายปี
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,Fuelcell,y}$

หน่วย	เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อปี (MWh/year)
ความหมาย	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในอุปกรณ์สนับสนุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) จากการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากมิเตอร์ไฟฟ้า
วิธีการติดตามผล	สรุปข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าเป็นรายปี
ความถี่ในการติดตามผล	การตรวจสอบอย่างต่อเนื่อง และการบันทึกรายเดือนเป็นอย่างน้อย

พารามิเตอร์	TDL_y
หน่วย	-
ความหมาย	สัดส่วนค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโครงข่ายไฟฟ้า
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 รายงานการตรวจวัด กรณีที่มีข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ออกจากผู้ผลิตและปริมาณไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับ ทางเลือกที่ 2 ใช้ค่าล่าสุดที่ อบก. ประกาศ
วิธีการติดตามผล	1) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 1 ผู้พัฒนาโครงการต้องมีการติดตามค่าดังกล่าวทุกปีตลอดการติดตาม ผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 2) ถ้าใช้ทางเลือกที่ 2 ผู้พัฒนาโครงการต้องใช้ค่านี้ตลอดการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
ความถี่ในการติดตามผล	กำหนดหนึ่งครั้งในปีแรกของรอบระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิต

พารามิเตอร์	$EF_{grid,y}$
หน่วย	ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง (tCO_2/MWh)
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการใช้ไฟฟ้า ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Factor) จากการผลิตไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้าและจากการผลิตความร้อนสำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกที่ประกาศโดย อบก.
วิธีการติดตามผล	**<u>สำหรับการจัดทำเอกสารข้อเสนอโครงการ</u>** ให้ใช้ค่า $EF_{grid,y}$ ล่าสุดที่ อบก. ประกาศ **<u>สำหรับการติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก</u>** ให้ใช้ค่า $EF_{grid,y}$ ที่ อบก. ประกาศตามปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิต ทั้งนี้กรณีที่ปี พ.ศ. ของช่วงระยะเวลาที่ขอรับรองคาร์บอนเครดิตนั้นยังไม่มีค่า $EF_{grid,y}$ ที่ อบก. ประกาศ ให้ใช้ค่า $EF_{grid,y}$ ล่าสุดที่ อบก. ประกาศแทนในปีนั้น

เอกสารอ้างอิง

1. AMS-III.AC.: Electricity and/or heat generation using fuel cell Version 1.1
2. AM0124: Large-scale Methodology : Hydrogen production from electrolysis of water Version 1.1

บันทึกการแก้ไข T-VER-P-METH-01-05

ฉบับที่	แก้ไขครั้งที่	วันที่บังคับใช้	รายการแก้ไข
01	-	25 กันยายน 2567	การเริ่มใช้ครั้งแรก