ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

(Thailand Grid Emission Factor for GHG Reduction Project/Activity)

ประกาศใช้เมื่อวันที่ 28 กันยายน พ.ศ. 2560

โดย สำนักวิเคราะห์และติดตามประเมินผล
องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

บทคัดย่อ

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Grid Emission Factor) เป็นตัวแปรที่มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายหรือทดแทน หรือใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของประเทศ (National Grid Electricity System) การคำนวณนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ Grid Emission Factor ของประเทศไทย โดยใช้ระเบียบวิธีการคำนวณ (Methodology) อ้างอิงของ United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) คือ Methodological Tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system, Version 05.0 ประกาศใช้เมื่อ ปี ค.ศ. 2015 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศ ที่ใช้ในการวิเคราะห์นำมาจากฐานข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยเป็นข้อมูลของ ปี พ.ศ. 2557 ถึง พ.ศ. 2559 ผลการคำนวณพบว่าค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่งของประเทศ ที่จะนำไปใช้ในการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สำหรับโครงการทั่วไป มีค่าเท่ากับ **0.5664 tCO_2/MWh** สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อทดแทนการผลิตไฟฟ้าของระบบสายส่ง ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบสายส่งที่จะนำไปคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission) หรือจากการดำเนินโครงการ (Project Emission) มีค่าเท่ากับ **0.5692 tCO_2/MWh**

❁ **โครงการทั่วไป $EF_{Grid,y}$ = 0.5664 tCO_2/MWh**

❁ **โครงการพลังงานแสงอาทิตย์และลม $EF_{Grid,y}$ = 0.5692 tCO_2/MWh**

1. บทนำ

ปัจจุบันสถานการณ์การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Climate Change) หรือภาวะโลกร้อน (Global Warming) ได้ทวีความรุนแรงและส่งผลกระทบอย่างกว้างขวางแทบจะทุกพื้นที่ในโลก ทำให้เกิดการตื่นตัวของทุกภาคส่วนในการลดก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gases: GHG) ที่เป็นสาเหตุสำคัญของภาวะโลกร้อนดังกล่าว องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) หรือ อบก. เป็นหน่วยงานหลักที่ทำหน้าที่สนับสนุนให้ทุกภาคส่วนได้มีการดำเนินการเพื่อลดก๊าซเรือนกระจก อบก.เป็นหน่วยงานผู้มีอำนาจดำเนินงานตามกลไกการพัฒนาที่สะอาดสำหรับประเทศไทย (Designated National Authority) มีหน้าที่ให้คำรับรองโครงการว่าเป็นโครงการตามกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) นอกจากนี้ อบก. ยังได้พัฒนาโครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER) และโครงการสนับสนุนกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก (Low Emission Support Scheme: LESS) ซึ่งการคำนวณปริมาณก๊าซเรือนกระจกสำหรับโครงการในภาคพลังงาน เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน หรือการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน ต้องมีการประเมินค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือการผลิตเพื่อจำหน่ายเข้าระบบสายส่ง ซึ่งคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้จาก/จำหน่ายเข้าระบบสายส่งคูณด้วยค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง หรือที่เรียกว่า Grid Emission Factor: $EF_{grid,\ y}$ ซึ่งเป็นค่าจำเพาะของแต่ละปีที่ขึ้นอยู่กับปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกเผาไหม้เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า

อบก. ได้คำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ Grid Emission Factor ของประเทศไทย เพื่อให้ได้ค่าที่เป็นปัจจุบันและสามารถใช้เป็นค่าอ้างอิงสำหรับโครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER) และโครงการสนับสนุนกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก (Low Emission Support Scheme: LESS)

2. วิธีการคำนวณ

การคำนวณค่า Grid Emission Factor ในการศึกษานี้อ้างอิงวิธีการคำนวณของ UNFCCC - Methodological Tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system, Version 05.0 ประกาศใช้เมื่อ ปี ค.ศ. 2015 ซึ่งประกอบด้วย 5 ขั้นตอนหลัก ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 การกำหนดขอบเขตของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จะทำการศึกษา

การกำหนดนิยาม (Definition) ของตัวแปรหรือขอบเขตของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ศึกษามีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการคำนวณค่า Grid Emission Factor เนื่องจากนิยาม ขอบเขต และวิธีการคำนวณที่แตกต่างกันจะให้ค่าผลการคำนวณที่ต่างกัน เช่น ค่า Emission Factor ของพลังงานไฟฟ้าที่คำนวณทางด้านการผลิต (Generation Based

Approach) จะแตกต่างกับค่าที่คำนวณทางด้านการใช้ (Consumption Based Approach) เป็นต้น ดังนั้น จึงต้องมีการกำหนดนิยามและขอบเขตของระบบพลังงานไฟฟ้าที่จะนำมาวิเคราะห์ค่า Grid Emission Factor ให้ชัดเจน เพื่อให้การรวบรวมข้อมูลและผลการวิเคราะห์มีความถูกต้อง ซึ่งการศึกษานี้เป็นการคำนวณค่า Grid Emission Factor ทางด้านการผลิต (Generation Based Approach)

ขั้นตอนที่ 2 การพิจารณาโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้เชื่อมโยงกับระบบสายส่ง (Off-grid Power Plants)

ระเบียบวิธีการคำนวณของ UNFCCC กำหนดทางเลือกให้ผู้ศึกษาสามารถเลือกที่จะวิเคราะห์ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉพาะจากโรงไฟฟ้าที่มีการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (On-grid) หรือพิจารณาโรงไฟฟ้าที่ไม่มีการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (Off-grid) ร่วมด้วย ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับความพร้อมของข้อมูลที่มีอยู่ จำนวนและประเภทของโรงไฟฟ้า Off-grid ที่อาจมีผลต่อการคำนวณค่า Grid Emission Factor อย่างมีนัยสำคัญ

ขั้นตอนที่ 3 การคำนวณค่า Operating Margin (OM) Emission Factor

Operating Margin (OM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, OM, y}$ คือ ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่คำนวณจากโรงไฟฟ้าทั้งหมดที่ดำเนินการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปัจจุบันที่ส่งเข้าสู่ระบบสายส่ง โดยมีสมมุติฐานว่าการผลิตไฟฟ้าจากโครงการลดก๊าซเรือนกระจก จะสามารถทดแทนการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่งดังกล่าวได้ วิธีการคำนวณค่า $EF_{grid, OM, y}$ มี 4 วิธี ดังนี้

(1) **Simple OM** – พิจารณาเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยไม่รวมโรงไฟฟ้าประเภท Low-cost/must-run เนื่องจากมีสัดส่วนน้อยกว่า 50% ของสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด

(2) **Simple Adjusted OM** – มีการพิจารณาโรงไฟฟ้าประเภท Low-cost/must-run ในกรณีที่มีสัดส่วนมากกว่า 50% ของสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด

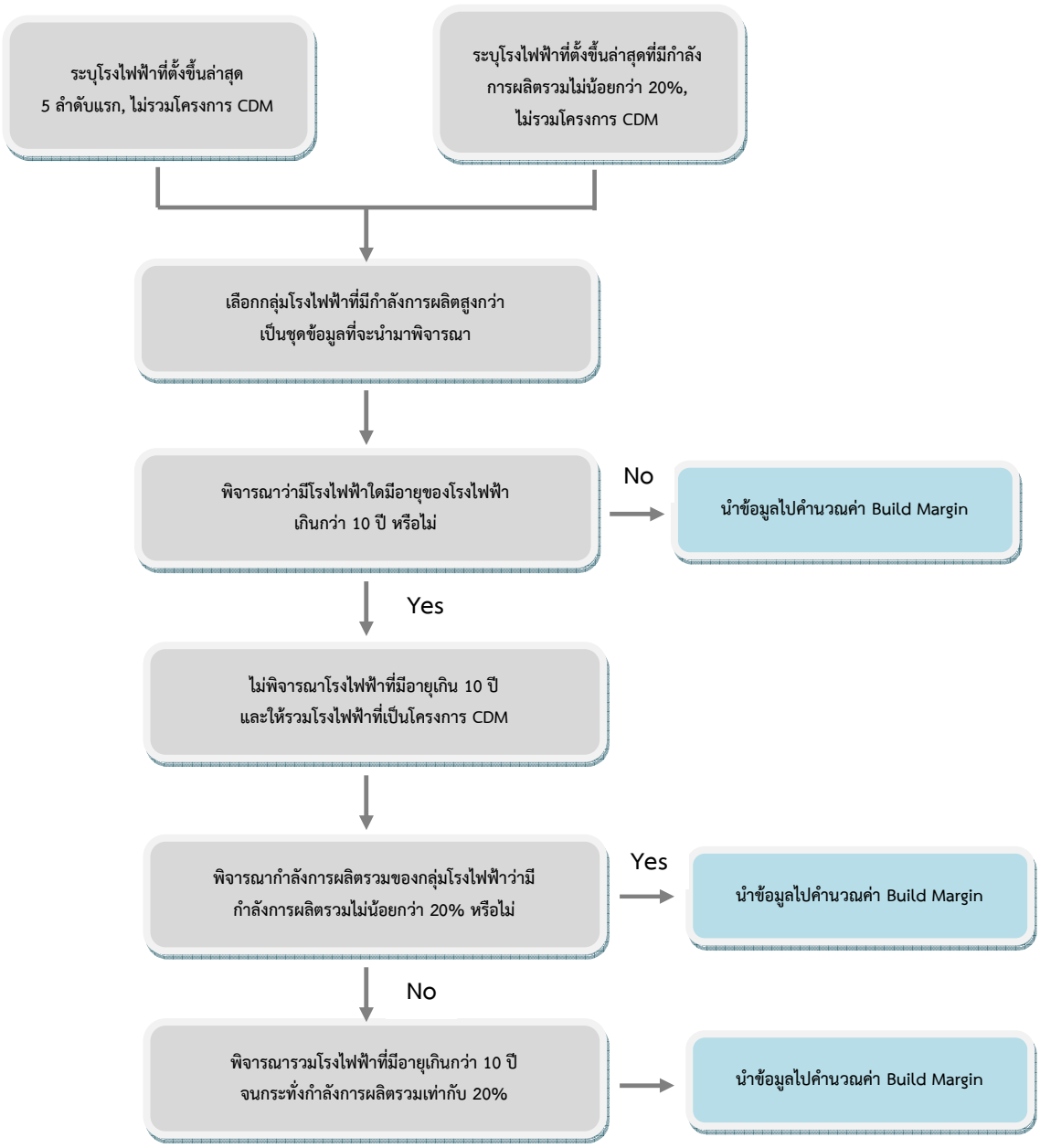
(3) **Dispatch Data Analysis** – ใช้สำหรับกรณีที่มีข้อมูล Hourly Dispatch ของระบบผลิตไฟฟ้า

(4) **Average OM** – พิจารณาข้อมูลของโรงไฟฟ้าทั้งหมดในระบบสายส่ง

การพิจารณาเลือกวิธีการคำนวณค่า $EF_{grid, OM, y}$ วิธีใด ขึ้นอยู่กับเงื่อนไขและความพร้อมของข้อมูลเป็นสำคัญ

ขั้นตอนที่ 4 การคำนวณค่า Build Margin (BM) Emission Factor

Build Margin (BM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, BM, y}$ คือ ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่คำนวณจากโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นใหม่ล่าสุด โดยพิจารณาจากวันที่จำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (Commercial Operating Date: COD) ขั้นตอนการพิจารณากลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่แสดงดังแผนภาพในรูปที่ 1



รูปที่ 1 แผนภาพขั้นตอนการพิจารณากลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่

ที่มา UNFCCC (2015)

ขั้นตอนที่ 5 การคำนวณค่า Combined Margin (CM) Emission Factor

Combined Margin (CM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, CM, y}$ คือ ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่เป็นค่าเฉลี่ยของค่า OM และ BM โดยสามารถคำนวณได้ 2 วิธี คือ

(1) ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average CM)

(2) ค่าอย่างง่าย (Simplified CM)

3. ผลการคำนวณ

3.1 ผลการกำหนดขอบเขตของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ทำการศึกษา

- **ขอบเขตของระบบที่ทำการศึกษา**
  - ข้อมูลเกี่ยวกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยที่นำมาวิเคราะห์ เป็นข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) รวบรวมจากฐานข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
  - การคำนวณค่า Grid Emission Factor เป็นการคำนวณด้านการผลิต (Generation Based Approach) ของโรงไฟฟ้า โดยมีขอบเขตการพิจารณาที่การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลของโรงไฟฟ้า การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าที่ส่งเข้าสู่ระบบสายส่ง (Gate to Gate Analysis)
  - การคำนวณค่า Grid Emission Factor ใช้วิธีการคำนวณของ UNFCCC - Methodology tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system Version 05.0
  - ก๊าซเรือนกระจกที่พิจารณา คือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) โดยอ้างอิงค่า Emission Factor of CO_2: $EF_{CO2, i, y}$ จาก 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

3.2 ผลการคำนวณค่า Operating Margin (OM) Emission Factor

การคำนวณค่า $EF_{grid, OM, y}$ ในการศึกษานี้เลือกใช้วิธี Simple OM ซึ่งไม่พิจารณาโรงไฟฟ้าประเภท Low-cost/must-run เนื่องจากผลการพิจารณาสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย จากข้อมูลย้อนหลัง 5 ปี พบว่ามีสัดส่วนน้อยกว่า 50% ของการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวม ที่กำหนดเป็นเกณฑ์สำหรับเลือกวิธีการคำนวณ โดยพบว่าประเทศไทยมีสัดส่วนของโรงไฟฟ้าประเภทดังกล่าว เพียง 4.55% ถึง 6.69% ดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ผลการวิเคราะห์สัดส่วนของโรงไฟฟ้าประเภท Low-cost/must-run

ปี พ.ศ.	การผลิตพลังงานไฟฟ้ารวม (GWh)	LC/MR Analysis			
		Hydro	RE	Total LC/MR	% of LC/MR
2555	166,446	8,431	2,701	11,132	**6.69**
2556	164,826	5,412	3,427	8,839	**5.36**
2557	168,685	5,164	3,993	9,157	**5.43**
2558	169,040	3,724	4,230	7,954	**4.71**
2559	169,168	3,019	4,685	7,704	**4.55**

ที่มาของข้อมูล: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2560)

การคำนวณด้วยวิธี Simple OM สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ทางเลือก (UNFCCC, 2015) ได้แก่

ทางเลือกที่ 1 พิจารณาข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าสุทธิและค่าการปล่อย CO_2 ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง

ทางเลือกที่ 2 พิจารณาค่าผลรวมของการผลิตพลังงานไฟฟ้าและค่าการปล่อย CO_2 ของโรงไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ

การศึกษานี้เลือกวิธีการคำนวณตามทางเลือกที่ 2 เนื่องจากข้อมูลที่ได้รับจาก กฟผ. เป็นข้อมูลที่เป็นค่าผลรวม เช่น ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิรวมที่ผลิตได้ (Total Net Electricity Generation) และปริมาณการใช้เชื้อเพลิงรวม เป็นต้น โดย Methodological Tool ของ UNFCCC ได้กำหนดเงื่อนไขของทางเลือกที่ 2 ดังนี้

(1) ไม่สามารถรวบรวมข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าสุทธิและค่าการปล่อย CO_2 ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง ตามทางเลือกที่ 1 ได้

(2) โรงไฟฟ้าประเภท Low-cost/must-run พิจารณาเฉพาะโรงไฟฟ้าประเภทนิวเคลียร์และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable Power Generation) ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม

(3) ไม่พิจารณาโรงไฟฟ้าประเภท Off-grid

ค่า $EF_{grid, OM, y}$ สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (1) ดังนี้

$$EF_{\text{grid,OM simple,y}} = \frac{\sum_i FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO2,i,y}}{EG_y} \quad (1)$$

โดยที่ $EF_{grid, OM simple, y}$ คือ Simple OM CO_2 emission factor ในปีที่ y (t CO_2/MWh)

$FC_{i, y}$ คือ ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ในปีที่ y (หน่วยเป็นน้ำหนักหรือปริมาตร)

$NCV_{i, y}$ คือ ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงประเภท i ในปีที่ y

EG_y	คือ พลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้ ในปีที่ y (MWh)
$EF_{CO2, i, y}$	คือ ค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงประเภท i ในปีที่ y (t CO_2/GJ)
i	คือ ประเภทของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่นำมาเผาไหม้เป็นพลังงาน ในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ในปีที่ y
y	คือ ปีที่ทำการวิเคราะห์ข้อมูล

ตารางที่ 3 แสดงผลการคำนวณค่า $EF_{grid, OM\ simple, y}$ โดยการวิเคราะห์ข้อมูลปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตพลังงานไฟฟ้า และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 3 ปีย้อนหลัง คือ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2557 ถึง พ.ศ. 2559 โดยค่า $EF_{CO2, i, y}$ ในตารางสามารถคำนวณได้จากค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิง อ้างอิงจากรายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย ปี 2556 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ดังตารางในภาคผนวก ก. และค่า Default Emission Factor: $EF_{CO2, i}$ อ้างอิงจาก 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories โดยผลการคำนวณค่าของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทแสดงในตารางที่ 4

ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, OM\ simple, y}$ พบว่ามีค่าเฉลี่ย เท่ากับ **0.5719 tCO_2/MWh** ซึ่งหมายถึงการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์ชั่วโมง จะมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญเป็นปริมาณ 0.5719 ตัน หรือเท่ากับ 571.9 กิโลกรัม

ตารางที่ 3 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, OM, y}$

Year	Fuel Type	Fuel Consumption FC_i	Unit	Net Calorific Value NCV_i	Unit	CO_2 Emission Factor $EF_{CO2,i,y}$	Unit	CO_2 Emission	Unit
2557	Natural Gas	830,684.19	MMscf	1.02	MJ/scf	55.39	t CO_2/MMscf	46,008,274.55	**t CO_2**
	Coal - Lignite	17,200,000.00	tonne	10.47	MJ/kg	0.951723	t CO_2/tonne	16,369,635.60	
	Coal - Bituminous	6,310,000.00	tonne	26.37	MJ/kg	2.360115	t CO_2/tonne	14,892,325.65	
	Diesel	37.65	M litre	36.42	MJ/litre	0.002644	t CO_2/litre	99,550.06	
	Bunker Oil	457.91	M litre	39.77	MJ/litre	0.003003	t CO_2/litre	1,374,936.59	
Total CO_2 Emission								**78,744,722.45**	
Total Electricity Generation								**133,965,550.00**	**MWh**
Operating Margin CO_2 Emission Factor: $EF_{grid, OM, 2557}$								**0.5878**	**t CO_2/MWh**
2558	Natural Gas	867,235.82	MMscf	1.02	MJ/scf	55.39	t CO_2/MMscf	48,032,723.13	**t CO_2**
	Coal - Lignite	14,400,000.00	tonne	10.47	MJ/kg	0.951723	t CO_2/tonne	13,704,811.20	
	Coal - Bituminous	5,900,000.00	tonne	26.37	MJ/kg	2.360115	t CO_2/tonne	13,924,678.50	
	Diesel	25.46	M Litre	36.42	MJ/litre	0.002644	t CO_2/litre	67,318.58	
	Bunker Oil	269.02	M Litre	39.77	MJ/litre	0.003003	t CO_2/litre	807,768.87	
Total CO_2 Emission								**76,537,300.28**	
Total Electricity Generation								**136,945,870.00**	**MWh**
Operating Margin CO_2 Emission Factor: $EF_{grid, OM, 2558}$								**0.5589**	**t CO_2/MWh**
2559	Natural Gas	799,335.29	MMscf	1.02	MJ/scf	55.39	t CO_2/MMscf	44,271,984.37	**t CO_2**
	Coal - Lignite	16,410,000.00	tonne	10.47	MJ/kg	0.951723	t CO_2/tonne	15,617,774.43	
	Coal - Bituminous	6,210,000.00	tonne	26.37	MJ/kg	2.360115	t CO_2/tonne	14,656,314.15	
	Diesel	25.85	M Litre	36.42	MJ/litre	0.002644	t CO_2/litre	68,349.78	
	Bunker Oil	178.70	M Litre	39.77	MJ/litre	0.003003	t CO_2/litre	536,570.87	
Total CO_2 Emission								**75,150,993.60**	
Total Electricity Generation								**132,075,390.00**	**MWh**
Operating Margin CO_2 Emission Factor: $EF_{grid, OM, 2559}$								**0.5690**	**t CO_2/MWh**
Average Operating Margin CO_2 Emission Factor: $EF_{grid, OM, y}$								**0.5719**	**t CO_2/MWh**

ตารางที่ 4 การคำนวณค่า $EF_{CO2, i, y}$

Fuel Type	NCV_i		$EF\ CO_2, i, y$			
	Default	Unit	Lower	Unit	Conversion Factor	Unit
Natural Gas	1.02	MJ/scf	54300	kg CO_2/TJ	55.39	tCO_2/MMscf
Coal - lignite	10.47	MJ/kg	90900	kg CO_2/TJ	0.951723	tCO_2/tonne
Coal - Bituminous	26.37	MJ/kg	89500	kg CO_2/TJ	2.360115	tCO_2/tonne
Diesel	36.42	MJ/litre	72600	kg CO_2/TJ	0.002644	tCO_2/litre
Bunker Oil	39.77	MJ/litre	75500	kg CO_2/TJ	0.003003	tCO_2/litre

3.4 ผลการคำนวณค่า Build Margin (BM) Emission Factor

การคำนวณค่า Build Margin Emission Factor หรือ $EF_{grid, BM, y}$ พิจารณาจากกลุ่มโรงไฟฟ้าที่สร้างใหม่ล่าสุดที่มีอายุไม่เกิน 10 ปี โดยเปรียบเทียบกลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่ 2 กลุ่ม ที่จะเป็นชุดข้อมูลที่นำมาพิจารณา กลุ่มแรกพิจารณาโรงไฟฟ้า 5 โรงที่ตั้งขึ้นล่าสุด และกลุ่มที่สอง คือ โรงไฟฟ้าที่มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมกันไม่น้อยกว่า 20% ของปริมาณการผลิตรวมทั้งประเทศ สำหรับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

ผลการศึกษา พบว่าโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่สองเป็นกลุ่มที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปีสูงกว่ากลุ่มแรก (Larger Annual Generation) ดังนั้น การคำนวณค่า $EF_{grid, BM, y}$ จึงพิจารณาจากกลุ่มโรงไฟฟ้าที่สร้างใหม่และมีปริมาณการผลิตรวมกันไม่น้อยกว่า 20% ของปริมาณการผลิตรวมทั้งประเทศ ซึ่งพบว่ามีจำนวนทั้งหมด 21 แห่ง ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมของกลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่ เท่ากับ 35,849,336.40 MWh คิดเป็น 22.27% ของปริมาณการผลิตรวมในปี พ.ศ. 2559

การคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกลุ่มโรงไฟฟ้าใหม่ ใช้สมการคำนวณเดียวกับการคำนวณ Operating Margin Emission Factor คือ สมการที่ (1) โดยพิจารณาข้อมูลเฉพาะ ปี พ.ศ. 2559 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, BM, y}$ แสดงในตารางที่ 6 พบว่ามีค่าเท่ากับ **0.5609 tCO_2/MWh**

ตารางที่ 6 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, BM, y}$

Year	Fuel Type	Fuel Consumption FC_i	Unit	Net Calorific Value NCV_i	Unit	CO_2 Emission Factor $EF_{CO2,i,y}$	Unit	CO_2 Emission	Unit
2559	Natural Gas	361,282.01	MMscf	1.02	MJ/scf	55.39	t CO_2/MMscf	20,011,410.51	
	Coal-Bituminous	40,996.80	tonne	26.37	MJ/kg	2.360115	t CO_2/tonne	96,757.16	
	Diesel	-	M litre	36.42	MJ/litre	0.002644	t CO_2/litre	-	**t CO_2**
	Bunker Oil	-	M litre	39.77	MJ/litre	0.003003	t CO_2/litre	-	
Total CO_2 Emission								**20,108,167.67**	
Total Electricity Generation								**35,849,336.40**	**MWh**
Build Margin CO_2 Emission Factor: $EF_{grid, BM, 2559}$								**0.5609**	**t CO_2/MWh**

หมายเหตุ * ปริมาณเชื้อเพลิงคำนวณจากค่า Conversion Factor
อ้างอิงจาก U.S. Energy Information Administration (EIA), 2015

3.5 ผลการคำนวณค่า Combined Margin (CM) Emission Factor

ค่า Combined Margin (CM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, CM, y}$ ในการศึกษานี้คำนวณโดยวิธีค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) ของค่า Operating Margin (OM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, OM, y}$ กับค่า Build Margin (BM) Emission Factor หรือ $EF_{grid, BM, y}$ ดังสมการที่ (2) โดย Methodological Tool กำหนดค่า Default Weighting สำหรับโครงการทั่วไป เท่ากับ 50% หรือ $EF_{grid, CM, y}$ มีค่าถ่วงน้ำหนัก 50/50 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, CM, y}$ แสดงในตารางที่ 7 พบว่ามีค่า เท่ากับ **0.5664 tCO_2/MWh**

$$EF_{grid, CM, y} = (EF_{grid, OM, y} \times w_{OM}) + (EF_{grid, BM, y} \times w_{BM}) \quad (2)$$

โดยที่ w_{OM} คือ ค่าถ่วงน้ำหนักของ OM
w_{BM} คือ ค่าถ่วงน้ำหนักของ BM

ตารางที่ 7 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, CM, y}$ สำหรับโครงการทั่วไป

Tool	Weight	Emission Factor	Unit
Operating Margin: OM	0.5	0.5719	tCO_2/MWh
Build Margin: BM	0.5	0.5609	
Combined Margin: CM – General Project		**0.5664**	

นอกจากนี้ Methodological Tool ยังมีการคำนวณค่า Combined Margin (CM) Emission Factor เฉพาะสำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ โดยกำหนดค่า Weighting w_{OM} เท่ากับ 0.75 และ w_{BM} เท่ากับ 0.25 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, CM, y}$ สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ แสดงในตารางที่ 8 พบว่ามีค่า เท่ากับ **0.5692 tCO_2/MWh**

ตารางที่ 8 ผลการคำนวณค่า $EF_{grid, CM, y}$ สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์

Tool	Weight	Emission Factor	Unit
Operating Margin: OM	0.75	0.5719	tCO_2/MWh
Build Margin: BM	0.25	0.5609	
Combined Margin: CM – Wind and Solar		**0.5692**	

4. สรุปผลการศึกษา

- ผลการคำนวณค่า Operating Margin Emission Factor: $EF_{grid, OM, y}$ สำหรับโรงไฟฟ้าที่ดำเนินการผลิตทั้งหมดในปัจจุบัน โดยวิธี Simple OM พบว่ามีค่าเฉลี่ย เท่ากับ **0.5719 tCO_2/MWh**
- ผลการคำนวณค่า Build Margin Emission Factor: $EF_{grid, BM, y}$ สำหรับโรงไฟฟ้าที่สร้างใหม่ล่าสุด พบว่ามีค่าเฉลี่ย เท่ากับ **0.5609 tCO_2/MWh**
- ผลการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor: $EF_{grid, CM, y}$ ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักระหว่างค่า $EF_{grid, OM, y}$ กับค่า $EF_{grid, BM, y}$ สำหรับการวิเคราะห์โครงการทั่วไป พบว่ามีค่าเท่ากับ **0.5664 tCO_2/MWh** และสำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ พบว่ามีค่าเท่ากับ **0.5692 tCO_2/MWh**
- สรุปผลการคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2559 แสดงดังตารางที่ 9

ตารางที่ 9 สรุปผลการคำนวณค่า Grid Emission Factor ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2559

ประเภทของโครงการ	Grid Emission Factor (tCO_2/MWh)		
	$EF_{grid, OM}$	$EF_{grid, BM}$	$EF_{grid, CM}$
โครงการทั่วไป	**0.5719**	**0.5609**	**0.5664**
โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์	**0.5719**	**0.5609**	**0.5692**

5. ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

การคำนวณค่า Grid Emission Factor อาจได้ค่าที่แตกต่างกัน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับฐานข้อมูล (Databases) หรือชุดข้อมูล (Data Set) เกี่ยวกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณ แหล่งข้อมูล การกำหนดนิยามของตัวแปรและขอบเขตที่พิจารณา วิธีการคำนวณ ฯลฯ

กิตติกรรมประกาศ

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) ขอขอบพระคุณฝ่ายสิ่งแวดล้อมโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) ที่อนุเคราะห์ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

เอกสารอ้างอิง

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2013), ***Methodological Tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system***, Version 05.0.
Online Available at: https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v5.0.pdf

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก. ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิง

ประเภท (หน่วย)	กิโลแคลอรี่/หน่วย (kcal/unit)	ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ/ล้านหน่วย (toe/10^6 UNIT)	เมกะจูล/หน่วย (MJ/UNIT)	พันบีทียู/หน่วย (10^3 BTU/UNIT)	TYPE (UNIT)
1. น้ำมันดิบ (ลิตร)	8680	860.00	36.33	34.44	1. CRUDE OIL (litre)
2. คอนเดนเสท (ลิตร)	7900	782.72	33.07	31.35	2. CONDENSATE (litre)
3. ก๊าซโซลีนธรรมชาติ (ลิตร)	7900	782.72	33.07	31.35	3. NATURAL GASOLINE (litre)
4. ก๊าซธรรมชาติ					4. NATURAL GAS
4.1 ชื้น (ลูกบาศก์ฟุต)	248	24.57	1.04	0.98	4.1 WET (scf.)
4.2 แห้ง (ลูกบาศก์ฟุต)	244	24.18	1.02	0.97	4.2 DRY (scf.)
5. ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม					5. PETROLEUM PRODUCTS
5.1 ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (ลิตร)	6360	630.14	26.62	25.24	5.1 LPG (litre)
5.2 น้ำมันเบนซิน (ลิตร)	7520	745.07	31.48	29.84	5.2 GASOLINE (litre)
5.3 น้ำมันเครื่องบิน (ลิตร)	8250	817.40	34.53	32.74	5.3 JET FUEL (litre)
5.4 น้ำมันก๊าด (ลิตร)	8250	817.40	34.53	32.74	5.4 KEROSENE (litre)
5.5 น้ำมันดีเซล (ลิตร)	8700	861.98	36.42	34.52	5.5 DIESEL (litre)
5.6 น้ำมันเตา (ลิตร)	9500	941.24	39.77	37.70	5.6 FUEL OIL (litre)
5.7 ยางมะตอย (ลิตร)	9840	974.93	41.19	39.05	5.7 BITUMEN (litre)
5.8 ปิโตรเลียมโค๊ก (กก.)	8400	832.26	35.16	33.33	5.8 PETROLEUM COKE (kg.)
6. ไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	860	85.21	3.60	3.41	6. ELECTRICITY (kWh)
7. ถ่านหินนำเข้า (กก.)	6300	624.19	26.37	25.00	7. COAL IMPORT (kg.)
8. ถ่านโค๊ก (กก.)	6600	653.92	27.63	26.19	8. COKE (kg.)
9. แอนทราไซต์ (กก.)	7500	743.09	31.40	29.76	9. ANTRACITE (kg.)
10. อีเทน (กก.)	11203	1110.1	46.89	44.45	10. ETHANE (kg.)
11. โปรเพน (กก.)	11256	1115.3	47.11	44.67	11. PROPANE (kg.)
12. ลิกไนต์					12. LIGNITE
12.1 ลี้ (กก.)	4400	435.94	18.42	17.46	12.1 LI (kg.)
12.2 กระบี่ (กก.)	2600	257.60	10.88	10.32	12.2 KRABI (kg.)

ประเภท (หน่วย)	กิโลแคลอรี่/หน่วย (kcal/unit)	ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ/ล้านหน่วย (toe/10^6 UNIT)	เมกะจูล/หน่วย (MJ/UNIT)	พันบีทียู/หน่วย (10^3 BTU/UNIT)	TYPE (UNIT)
12.3 แม่เมาะ (กก.)	2500	247.70	10.47	9.92	12.3 MAE MOH (kg.)
12.4 แจ้คอน (กก.)	3610	357.67	15.11	14.32	12.4 CHAE KHON (kg.)
13. ฟืน (กก.)	3820	378.48	15.99	15.16	13. FUEL WOOD (kg.)
14. ถ่าน (กก.)	6900	683.64	28.88	27.38	14. CHARCOAL (kg.)
15. แกลบ (กก.)	3440	340.83	14.40	13.65	15. PADDY HUSK (kg.)
16. กากอ้อย (กก.)	1800	178.34	7.53	7.14	16. BAGASSE (kg.)
17. ขยะ (กก.)	1160	114.93	4.86	4.60	17. GARBAGE (kg.)
18. ขี้เลื่อย (กก.)	2600	257.60	10.88	10.32	18. SAW DUST (kg.)
19. วัสดุเหลือใช้ (กก.)	3030	300.21	12.68	12.02	19. AGRICULTURAL WASTE (kg.)
20. ก๊าซชีวภาพ (ลูกบาศก์เมตร)	5000	495.39	20.93	19.84	20. BIOGAS (m)

ที่มา: รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย ปี 2556 (เบื้องต้น)
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

ภาคผนวก ข. Default Emission Factor: $EF_{CO2, i}$

TABLE 1.4
DEFAULT CO_2 EMISSION FACTORS FOR COMBUSTION [1]

Fuel type English description		Default carbon content (kg/GJ)	Default carbon oxidation factor	Effective CO_2 emission factor (kg/TJ) [2]		
				Default value [3]	95% confidence interval	
		A	B	C=A*B*44/12*1000	Lower	Upper
Crude Oil		20.0	1	73 300	71 100	75 500
Orimulsion		21.0	1	77 000	69 300	85 400
Natural Gas Liquids		17.5	1	64 200	58 300	70 400
Gasoline	Motor Gasoline	18.9	1	69 300	67 500	73 000
	Aviation Gasoline	19.1	1	70 000	67 500	73 000
	Jet Gasoline	19.1	1	70 000	67 500	73 000
Jet Kerosene		19.5	1	71 500	69 700	74 400
Other Kerosene		19.6	1	71 900	70 800	73 700
Shale Oil		20.0	1	73 300	67 800	79 200
Gas/Diesel Oil		20.2	1	74 100	72 600	74 800
Residual Fuel Oil		21.1	1	77 400	75 500	78 800
Liquefied Petroleum Gases		17.2	1	63 100	61 600	65 600
Ethane		16.8	1	61 600	56 500	68 600
Naphtha		20.0	1	73 300	69 300	76 300
Bitumen		22.0	1	80 700	73 000	89 900
Lubricants		20.0	1	73 300	71 900	75 200
Petroleum Coke		26.6	1	97 500	82 900	115 000
Refinery Feedstocks		20.0	1	73 300	68 900	76 600
Other Oil	Refinery Gas	15.7	1	57 600	48 200	69 000
	Paraffin Waxes	20.0	1	73 300	72 200	74 400
	White Spirit & SBP	20.0	1	73 300	72 200	74 400
Other Petroleum Products		20.0	1	73 300	72 200	74 400
Anthracite		26.8	1	98 300	94 600	101 000
Coking Coal		25.8	1	94 600	87 300	101 000
Other Bituminous Coal		25.8	1	94 600	89 500	99 700
Sub-Bituminous Coal		26.2	1	96 100	92 800	100 000
Lignite		27.6	1	101 000	90 900	115 000
Oil Shale and Tar Sands		29.1	1	107 000	90 200	125 000
Brown Coal Briquettes		26.6	1	97 500	87 300	109 000
Patent Fuel		26.6	1	97 500	87 300	109 000
Coke	Coke oven coke and lignite Coke	29.2	1	107 000	95 700	119 000
	Gas Coke	29.2	1	107 000	95 700	119 000
Coal Tar		22.0	1	80 700	68 200	95 300
Derived Gases	Gas Works Gas	12.1	1	44 400	37 300	54 100
	Coke Oven Gas	12.1	1	44 400	37 300	54 100
	Blast Furnace Gas [4]	70.8	1	260 000	219 000	308 000
	Oxygen Steel Furnace Gas [5]	49.6	1	182 000	145 000	202 000

ภาคผนวก ข. Default Emission Factor: $EF_{CO2,I}$ (ต่อ)

TABLE 1.4 (CONTINUED)
DEFAULT CO_2 EMISSION FACTORS FOR COMBUSTION [1]

Fuel type English description		Default carbon content (kg/GJ)	Default carbon oxidation Factor	Effective CO_2 emission factor (kg/TJ) [2]		
				Default value	95% confidence interval	
		A	B	C=A*B*44/12*1000	Lower	Upper
Natural Gas		15.3	1	56 100	54 300	58 300
Municipal Wastes (non-biomass fraction)		25.0	1	91 700	73 300	121 000
Industrial Wastes		39.0	1	143 000	110 000	183 000
Waste Oil		20.0	1	73 300	72 200	74 400
Peat		28.9	1	106 000	100 000	108 000
Solid Biofuels	Wood/Wood Waste	30.5	1	112 000	95 000	132 000
	Sulphite lyes (black liquor)[5]	26.0	1	95 300	80 700	110 000
	Other Primary Solid Biomass	27.3	1	100 000	84 700	117 000
	Charcoal	30.5	1	112 000	95 000	132 000
Liquid Biofuels	Biogasoline	19.3	1	70 800	59 800	84 300
	Biodiesels	19.3	1	70 800	59 800	84 300
	Other Liquid Biofuels	21.7	1	79 600	67 100	95 300
Gas biomass	Landfill Gas	14.9	1	54 600	46 200	66 000
	Sludge Gas	14.9	1	54 600	46 200	66 000
	Other Biogas	14.9	1	54 600	46 200	66 000
Other non-fossil fuels	Municipal Wastes (biomass fraction)	27.3	1	100 000	84 700	117 000

Notes:

[1] The lower and upper limits of the 95 percent confidence intervals, assuming lognormal distributions, fitted to a dataset, based on national inventory reports, IEA data and available national data. A more detailed description is given in section 1.5

[2] TJ = 1000GJ

[3] The emission factor values for BFG includes carbon dioxide originally contained in this gas as well as that formed due to combustion of this gas.

[4] The emission factor values for OSF includes carbon dioxide originally contained in this gas as well as that formed due to combustion of this gas

[5] Includes the biomass-derived CO_2 emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO_2 emitted from the kraft mill lime kiln.