

รายงานการติดตามประเมินผล (Monitoring Report)

รายละเอียดโครงการ	
ชื่อโครงการ	239 MW Combined-Cycle Co-Generation Power Plant at Sriracha Chonburi by TOP SPP โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานร่วมขนาด 239 เมกะวัตต์ ณ อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี ของบริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด
ประเภทโครงการ	<input checked="" type="checkbox"/> การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน <input type="checkbox"/> การจัดการในภาคขนส่ง <input type="checkbox"/> พลังงานทดแทน <input type="checkbox"/> ป่าไม้และพื้นที่สีเขียว <input type="checkbox"/> การจัดการของเสีย <input type="checkbox"/> การเกษตร <input type="checkbox"/> อื่นๆ.....
ที่ตั้งโครงการ	42/7 หมู่ที่ 1 ถนนสุขุมวิท กม.124 ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี 20230
พิกัดที่ตั้งโครงการ	13.104950, 100.898987
วันที่ได้รับการขึ้นทะเบียน	18 มีนาคม 2562
ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ขอการรับรองครั้งที่...3.....	310,358 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า สำหรับช่วงระยะเวลา 01/04/2563 - 31/03/2564

รายละเอียดการจัดทำเอกสาร	
วันที่จัดทำเอกสารแล้วเสร็จ	24/06/2564
เอกสารฉบับที่	1

รายละเอียดผู้พัฒนาโครงการ (กรณีมีผู้พัฒนาโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ)	
ผู้พัฒนาโครงการ	บริษัท ท็อปเอสพีพี จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน (1)	ณัฐกุล อินดี
ที่อยู่	โรงกลั่นไทยออยล์: 42/1 หมู่ที่ 1 ถนนสุขุมวิท กิโลเมตรที่ 124 ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี 20230
โทรศัพท์	0-3840-8500, 0-3835-9000, 0-3835-1555
โทรสาร	0-3835-1554, 0-3835-1444, 0-3835-9019
E-mail	natthakun@thaioilgroup.com
ชื่อผู้ประสานงาน (2)	ฐิติวิภา ภูอนันตานนท์
ที่อยู่	สำนักงานกรุงเทพฯ: 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 11 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์	02-797-2999
โทรสาร	02-797-2974
E-mail	titivipa@thaioilgroup.com

รายละเอียดเจ้าของโครงการ (กรณีมีผู้พัฒนาโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ)	
เจ้าของโครงการ	บริษัท ท็อปเอสพีพี จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน (1)	ณัฐกุล อินดี
ที่อยู่	โรงกลั่นไทยออยล์: 42/1 หมู่ที่ 1 ถนนสุขุมวิท กิโลเมตรที่ 124 ตำบลทุ่งสุขลา อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี 20230
โทรศัพท์	0-3840-8500, 0-3835-9000, 0-3835-1555
โทรสาร	0-3835-1554, 0-3835-1444, 0-3835-9019
E-mail	natthakun@thaioilgroup.com

ชื่อผู้ประสานงาน (2)	จิตติวิภา ภูอนันตานนท์
ที่อยู่	สำนักงานกรุงเทพฯ: 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 11 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์	02-797-2999
โทรสาร	02-797-2974
E-mail	titivipa@thaioilgroup.com

สารบัญ

	หน้า
ส่วนที่ 1	
การติดตามผลการดำเนินโครงการ	5
ส่วนที่ 2	
การคำนวณการดูดกลับ/ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ได้จากโครงการ (Carbon Sequestration / Emission Reduction)	10
ภาคผนวกเอกสาร/หลักฐานประกอบ	18

ส่วนที่ 1 การติดตามผลการดำเนินโครงการ

1.1 สถานภาพการดำเนินโครงการ

วัน/เดือน/ปี	กิจกรรม	หมายเหตุ
11/04/2559	เริ่มดำเนินโครงการ	ใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน (ร.ง. 4)
18/03/2562	วันที่ได้รับการขึ้นทะเบียน	
01/04/2561 - 31/03/2568	ช่วงเวลาติดตามผลตามระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก 7 ปี	

โครงการ 239 MW Combined-Cycle Co-Generation Power Plant at Sriracha Chonburi by TOP SPP สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในช่วงเวลาการติดตามผล ครั้งที่ 3 คือ 01/04/2563 - 31/03/2564 ได้เท่ากับ 310,358 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ดังนี้

ครั้งที่	ระยะเวลาคิดเครดิต	ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ได้รับการรับรอง (tCO ₂ e)	สถานะ
1	01/04/2561 - 31/12/2561	248,410	รับรองแล้ว
	01/01/2562 - 31/03/2562	79,474	รับรองแล้ว
	รวม 01/04/2561 - 31/03/2562	327,884	
2	01/04/2562 - 31/12/2562	232,857	รับรองแล้ว
	01/01/2563 - 31/03/2563	82,530	รับรองแล้ว
	รวม 01/04/2562 - 31/03/2563	315,387	
3	01/04/2563 - 31/12/2563	236,766	อยู่ระหว่างการขอรับรอง
	01/01/2564 - 31/03/2564	73,592	อยู่ระหว่างการขอรับรอง
	รวม 01/04/2563 - 31/03/2564	310,358	
รวม	01/04/2561 - 31/03/2564	953,629	

1.2 การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการหลังจากได้รับการขึ้นทะเบียน

1.2.1 การเปลี่ยนแปลงที่ไม่กระทบต่อปริมาณก๊าซเรือนกระจก

ไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากครั้ง 2 ที่ผ่านมา

1.2.2 การเปลี่ยนแปลงที่กระทบต่อปริมาณก๊าซเรือนกระจก

ไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากครั้ง 2 ที่ผ่านมา

1.3 การขอเปลี่ยนแปลงในการรับรองปริมาณก๊าซเรือนกระจกครั้งนี้ (Deviation)

ไม่มีการเปลี่ยนแปลง

1.4 ข้อมูลที่ต้องใช้ในระเบียบวิธีการคำนวณ

ระเบียบวิธีการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกที่ใช้คือ T-VER-METH-EE-04 VERSION 02 การติดตั้งระบบผลิตพลังงานร่วมใหม่ทั้งระบบ (New Installation of Cogeneration System)

1.4.1 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องตรวจวัด

ข้อมูลและพารามิเตอร์ที่ไม่ต้องมีการติดตามผลรวมถึงวิธีการตรวจวัด และการประเมิน ตามข้อกำหนดของ อบก .T-VER-METH-EE- 04Version 02

พารามิเตอร์	$Eff_{BL,y}$
ค่าที่ใช้	0.85
หน่วย	-
ความหมาย	ประสิทธิภาพอุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับกรณีฐาน ในปี y
แหล่งข้อมูล	กฎกระทรวง เรื่องกำหนดประเภท หรือขนาดของอาคาร และมาตรฐาน หลักเกณฑ์ และวิธีการ ในการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2552

พารามิเตอร์	$EF_{CO_2,i}$
ค่าที่ใช้	56100
หน่วย	kgCO ₂ /TJ
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i
แหล่งข้อมูล	ตารางที่ 1.4 2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories

พารามิเตอร์	EF_{Elec}
ค่าที่ใช้	0.5664
หน่วย	tCO ₂ /MWh
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามที่ อบก. กำหนด
แหล่งข้อมูล	<p>ทางเลือกที่ 1 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ใช้ค่าจากรายงานผลการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับล่าสุด โดย อบก.</p> <p>ทางเลือกที่ 2 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเอง ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก. กำหนด</p> <p>ทางเลือกที่ 3 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตอื่นๆ ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก. กำหนด</p>

พารามิเตอร์	$NCV_{i,y}$
ค่าที่ใช้	1.02
หน่วย	MJ/Unit
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิลประเภท y ในปี i
แหล่งข้อมูล	รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

1.4.2 พารามิเตอร์ที่ต้องตรวจวัด

ข้อมูลและพารามิเตอร์ที่ต้องมีการติดตามผลรวมถึงวิธีการตรวจวัด และการประเมิน ตามข้อกำหนดของ อก .T-VER-METH-EE- 04Version 02

พารามิเตอร์	$HG_{PJ,y}$
ค่าจากการติดตามผล	$01/04/2563 - 31/12/2563 = 4,555,727,067$ $01/01/2564 - 31/03/2564 = 1,603,312,453$ รวม $01/04/2563 - 31/03/2564 = 6,159,039,520$
หน่วย	MJ/year
ความหมาย	ปริมาณพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่ผลิตได้สุทธิจากการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	Billing การซื้อขายไอน้ำระหว่าง TOP SPP กับ TOP โดยใช้ปริมาณ Ton ตาม Billing
วิธีการติดตามผล	<p>ตรวจวัดพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณพลังงานความร้อน จากมิเตอร์ซื้อขายไอน้ำระหว่าง บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด กับ บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) โดยพิจารณาพลังงานไอน้ำเฉพาะ HHP HP MP ที่ขาย (Export) – ปริมาณไอน้ำที่ซื้อ (Import) ของโครงการฯ และอ้างอิงค่าเอ็นทัลปี ตามรายงานประจำเดือน บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด ในการแปลงหน่วยจาก Ton เป็น MJ โดยใช้ค่าเอ็นทัลปีที่ใช้ในการคำนวณ ดังนี้</p> <p>HHP Steam = 3,367.60 MJ/Ton</p> <p>HP Steam = 3,038.73 MJ/Ton</p> <p>MP Steam = 2,895.97 MJ/Ton</p> <p>LP Steam = 2,738.06 MJ/Ton</p>

พารามิเตอร์	$EG_{PJ,y}$
ค่าจากการติดตามผล	$01/04/2563 - 31/12/2563 = 1,193,004,899$ $01/01/2564 - 31/03/2564 = 381,709,596$ รวม $01/04/2563 - 31/03/2564 = 1,574,714,495$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิจากการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	-Billing การซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง TOP SPP กับ TOP LABIX, EGAT และ GPSC โดยใช้ปริมาณ kWh ตาม Billing -ข้อมูลการติดตามมิเตอร์ต่างๆ ดัง PDD หน้า 19-20
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดจากมิเตอร์ซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง TOP SPP กับ TOP LABIX EGAT และ GPSC จาก Billing สุทธิทั้งหมด คูณสัดส่วนการปันส่วนปริมาณไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากโครงการเท่านั้น (ไม่รวมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการ Import ใช้น้ำจากนอกโครงการเข้า Steam Turbine Generator ซึ่งคำนวณ โดยการปันส่วนดังกล่าวใช้ข้อมูลการตรวจวัดจากมิเตอร์ต่างๆ ดัง PDD หน้า 19-20

พารามิเตอร์	$FC_{PJ,i,y}$
ค่าจากการติดตามผล	$01/04/2563 - 31/12/2563 = 12,925,596,531$ $01/01/2564 - 31/03/2564 = 4,341,453,203$ รวม $01/04/2563 - 31/03/2564 = 17,267,049,734$
หน่วย	scf/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท I สำหรับการดำเนินโครงการในปี y
แหล่งข้อมูล	Billing ค่าก๊าซธรรมชาติ ที่ซื้อจาก ปตท.
วิธีการติดตามผล	วัดจากมิเตอร์ซื้อขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,y}$
ค่าจากการติดตามผล	$01/04/2563 - 31/12/2563 = 0$ $01/01/2564 - 31/03/2564 = 0$ รวม $01/04/2563 - 31/03/2564 = 0$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	Billing ค่าไฟฟ้าจาก EGAT และ PEA
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดจากมิเตอร์ซื้อขายไฟฟ้าของ EGAT และ PEA

ส่วนที่ 2 การคำนวณการดูดกลับ/ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ได้จากโครงการ (Carbon Sequestration / Emission Reduction)

2.1 การคำนวณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Sequestration/Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน สามารถคำนวณได้ดังนี้

ช่วงเวลา	ปริมาณการปล่อย = ปริมาณการปล่อยก๊าซ + ปริมาณการปล่อยก๊าซ ก๊าซเรือนกระจก เรือนกระจกจากการผลิต เรือนกระจกจากการผลิต จาก กรณีฐานใน พลังงานความร้อนในปี y พลังงานไฟฟ้าในปี y ปี y				
	BE _y	=	BE _{HG,y}	+	BE _{EG,y}
	tCO ₂		tCO ₂		tCO ₂
01/04/2563- 31/12/2563	976,394	=	300,677	+	675,717
01/01/2564- 31/03/2564	322,018	=	105,818	+	216,200
รวม tCO2/year	1,298,412	=	406,495	+	891,917

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานความร้อนในปี y (tCO₂/year): BE_{HG,y}

		01/04/2563- 31/12/2563	01/01/2564- 31/03/2564
BE _{HG,y} =	$(HG_{PJ,y} / EF_{BL,y}) \times EF_{CO2,I,y} \times 10^{-3} =$	300,677 tCO ₂	105,818 tCO ₂

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้	
			01/04/2563- 31/12/2563	01/01/2564- 31/03/2564
HG _{PJ,y}	ปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการในปี y (คิดจาก ปริมาณไอน้ำ x เอ็นทาลปี)	MJ/year	4,555.73 x 10 ⁶	1,603.31 x 10 ⁶
EF _{BL,y}	ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับกรณีฐาน ในปี y (Default Efficiency = 0.85)	-	0.85	0.85
EF _{CO2,I,y}	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท I ในปี y (2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories)	kgCO ₂ /MJ	0.0561	0.0561

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี y (tCO₂/year): BE_{EG,y}

		01/04/2563- 31/12/2563	01/01/2564- 31/03/2564
BE _{EG,y}	= (EG _{PJ,y} x 10 ⁻³) x EF _{Elec}	= 675,717 tCO ₂	216,200 tCO ₂

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้	
			01/04/2563- 31/12/2563	01/01/2564- 31/03/2564
EG _{PJ,y}	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการดำเนินโครงการในปี y	kWh/year	1,193.00 x 10 ⁶	381.71 x 10 ⁶
EF _{Elec}	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า	tCO ₂ /MWh	0.5664	0.5664

หมายเหตุ ข้อมูลกรณีฐาน ใช้ข้อมูลในช่วงเวลาการติดตามผล 01/04/2563 - 31/03/2564

2.2 การคำนวณการดูดกลืน/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Sequestration/Emission)

ช่วงเวลา	ปริมาณการปล่อย = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y + ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y			
	PE _y	=	PE _{FF,y}	+ PE _{EL,y}
	tCO ₂		tCO ₂	tCO ₂
01/04/2563-31/12/2563	739,628	=	739,628	+ 0
01/01/2564-31/03/2564	248,426	=	248,426	+ 0
รวม tCO2/year	988,054	=	988,054	+ 0

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y
(tCO₂/year): PE_{FF,y}

		01/04/2563- 31/12/2563	01/01/2564- 31/03/2564
PE _{FF,y} =	$\sum (FC_{PJ,i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}) \times 10^{-3}$	739,628 tCO ₂	248,426 tCO ₂

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้	
			01/04/2563- 31/12/2563	01/01/2564- 31/03/2564
FC _{PJ,i,y}	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการดำเนินโครงการในปี y	SCF/year	12,925.60 x 10 ⁶	4,341.45 x 10 ⁶
NCV _{i,y}	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ในปี y	MJ/SCF	1.02	1.02
EF _{CO₂,i,y}	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล (2006 IPCC Guideline for National GHG Inventories)	kgCO ₂ /MJ	0.0561	0.0561

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y
(tCO₂/year): PE_{EL,y}

		01/04/2563- 31/12/2563	01/01/2564- 31/03/2564
PE _{EL,y} =	(EC _{PJ,y} x 10 ⁻³) x EF _{Elec} =	0 tCO ₂	0 tCO ₂

พารามิเตอร์	ความหมาย	หน่วย	ค่าที่ใช้	
			01/04/2563- 31/12/2563	01/01/2564- 31/03/2564
EC _{PJ,y}	ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบ สายส่งที่ใช้ดำเนินโครงการในปี y	kWh/year	0	0
EF _{Elec}	ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก จากการผลิตพลังงานไฟฟ้า	tCO ₂ /MWh	0.5664	0.5664

หมายเหตุ

- ข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ในช่วงเวลาการติดตามผล 01/04/2563 - 31/03/2564
- ในช่วงเวลาการติดตามผลไม่มีการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากภายนอกขอบเขตโครงการหรือระบบสายส่งมาใช้ในโครงการ

2.3 การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

ไม่มีการดำเนินงานที่เกี่ยวข้อง

2.4 การคำนวณการดูดกลืน/ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ได้จากโครงการ (Carbon Sequestration / Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ดังนี้

ช่วงเวลา	การลดการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก ในปี y	=	การปล่อยก๊าซเรือน กระจกจากกรณีฐาน ในปี y	-	การปล่อยก๊าซเรือน กระจกจากการดำเนิน โครงการในปี y
	ER_y	=	BE_y	-	PE_y
	tCO ₂		tCO ₂		tCO ₂
01/04/2563- 31/12/2563	236,766	=	976,394	-	739,628
01/01/2564- 31/03/2564	73,592	=	322,018	-	248,426
รวม tCO ₂ /year	310,358	=	1,298,412	-	988,054

ดังนั้น โครงการนี้จะสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 310,358 tCO₂/year

ตารางสรุปปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้

ปี	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ	ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
01/04/2563 - 31/12/2563	976,394	739,628	-	236,766
01/01/2564 - 31/03/2564	322,018	248,426	-	73,592
รวม (tCO ₂)	1,298,412	988,054	-	310,358

2.5 การเปรียบเทียบปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ดูดกลับ/ลดได้ที่ขอการรับรองกับค่าคาดการณ์

ช่วงเวลาที่ติดตามผล (ว/ด/ป-ว/ด/ป)	ปริมาณก๊าซเรือนกระจก (tCO ₂ e)	
	ค่าคาดการณ์	ค่าที่ขอรับรอง
01/04/2563 - 31/12/2563	251,755	236,766
01/01/2564 - 31/03/2564	83,918	73,592
รวม 01/04/2563 - 31/03/2564 (tCO ₂ e/year)	335,673	310,358

ความแตกต่างของปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้จากเอกสารข้อเสนอโครงการและจากการติดตามผล

ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการเท่ากับ 310,358 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี เมื่อเทียบกับเอกสารข้อเสนอโครงการที่ 335,673 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี อันเนื่องมาจากปริมาณการผลิตลดลงในช่วงเวลา 01/04/2563 – 31/03/2564 เนื่องจากความต้องการพลังงานไฟฟ้าของลูกค้าลดลง เมื่อเทียบกับปริมาณการผลิตในช่วงเวลา 01/01/2561 – 31/12/2561 ที่ใช้ในการประเมินค่าคาดการณ์ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของเอกสารข้อเสนอโครงการ

ภาคผนวก

ค่าที่ใช้ในการคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

(หมายเหตุ 1 คือ อ้างอิง: ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก ประกาศใช้เมื่อวันที่ 28 กันยายน พ.ศ.2560 โดย สำนักวิเคราะห์และติดตามประเมินผลองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน))

1. $EF_{CO_2,i}$

พารามิเตอร์	$EF_{CO_2,i}$
ค่าที่ใช้	56100
หน่วย	kgCO ₂ /TJ
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i
แหล่งข้อมูล	ตารางที่ 1.4 2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories

อ้างอิง¹จาก หน้า 16 ภาคผนวก ข. Default Emission Factor: $EF_{CO_2,i}$

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย
สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

ภาคผนวก ข. Default Emission Factor: $EF_{CO_2,i}$ (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	$C=A \times B \times 44/12 \times 1000$	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	1	112 000	95 000	132 000
	Sulphite lyes (black liquor) ⁵	1	95 300	80 700	110 000
	Other Primary Solid Biomass	1	100 000	84 700	117 000
	Charcoal	1	112 000	95 000	132 000
Liquid Biofuels	Biogasoline	1	70 800	59 800	84 300
	Biodiesels	1	70 800	59 800	84 300
	Other Liquid Biofuels	1	79 600	67 100	95 300
Gas biomass	Landfill Gas	1	54 600	46 200	66 000
	Sludge Gas	1	54 600	46 200	66 000
	Other Biogas	1	54 600	46 200	66 000
Other non-fossil fuels	Municipal Wastes (biomass fraction)	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 CO₂ emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO₂ emitted from the kraft mill lime kiln.

รูปที่ 6 แสดงค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization)

2. EF_{Elec}

พารามิเตอร์	EF_{Elec}
ค่าที่ใช้	0.5664
หน่วย	tCO ₂ /MWh
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามที่ อบก. กำหนด .
แหล่งข้อมูล	ทางเลือกที่ 1 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ใช้ค่าจากรายงานผลการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ฉบับล่าสุด โดย อบก. ทางเลือกที่ 2 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเอง ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก. กำหนด ทางเลือกที่ 3 กรณีที่ใช้พลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตอื่นๆ ใช้ค่าที่คำนวณตามวิธีการที่ อบก. กำหนด

อ้างอิงจาก หน้า 1 ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโครงการทั่วไป

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย
สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

**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 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย ที่ใช้ในการวิเคราะห์ที่นำมาจากฐานข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยเป็นข้อมูลของ ปี พ.ศ. 2557 ถึง พ.ศ. 2559 ผลการคำนวณพบว่าค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่งของประเทศ ที่จะนำไปใช้ในการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สำหรับโครงการทั่วไป มีค่าเท่ากับ 0.5664 tCO₂/MWh สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ที่เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อทดแทนการผลิตไฟฟ้าของระบบสายส่ง ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบสายส่งที่จะนำไปคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission) หรือจากการดำเนินโครงการ (Project Emission) มีค่าเท่ากับ 0.5692 tCO₂/MWh

 โครงการทั่วไป	$EF_{Grid,y} =$	0.5664	tCO ₂ /MWh
 โครงการพลังงานแสงอาทิตย์และลม	$EF_{Grid,y} =$	0.5692	tCO ₂ /MWh

หน้า 1

รูปที่ 7 แสดงค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามที่ อบก. กำหนด

องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization)

3. $NCV_{i,y}$

พารามิเตอร์	$NCV_{i,y}$
ค่าที่ใช้	1.02
หน่วย	MJ/Unit
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิลประเภท y ในปี i
แหล่งข้อมูล	รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

อ้างอิงจาก หน้า 9 ตารางที่ 6 ผลการคำนวณค่า $EF_{CO_2, i, y}$

ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย
สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก

ตารางที่ 4 การคำนวณค่า $EF_{CO_2, i, y}$

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

รูปที่ 8 แสดงค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของพลังงานฟอสซิล

4. รูปแสดง Flow ในการปันส่วนการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่ผลิตได้เองจากโครงการเท่านั้น

