การคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2550

โดย

ดร.สุกมล หิญชีระนันทน์

สำนักวิจัย ค้นคว้าพลังงาน
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
กระทรวงพลังงาน

23 ธันวาคม 2551

1. บทนำ

ปัจจุบันประเทศไทยได้มีการพัฒนาโครงการที่มีศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด หรือ Clean Development Mechanism (CDM) เป็นจำนวนมาก โดยมากกว่าร้อยละ 90 ล้วนเป็นโครงการในภาคพลังงานโดยเฉพาะการผลิตการใช้พลังงานทดแทนทั้งจากชีวมวล ขยะ และจากน้ำเสียจากกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมเกษตรและฟาร์มปศุสัตว์ ซึ่งพลังงานที่ได้จะนำมาผลิตเป็นพลังงานความร้อนและไฟฟ้าเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตและพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือยังสามารถขายเข้าระบบสายส่งเพื่อเป็นรายได้ให้กับอุตสาหกรรมได้อีกด้วย โครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดที่มีการขายไฟฟ้าเข้าระบบสายส่งจำเป็นต้องคิดกรณีฐานของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยไฟฟ้า เพื่อเป็นข้อมูลฐานสำหรับประกอบการประเมินปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการในการจัดทำเอกสารออกแบบโครงการ (Project Design Document: PDD) เพื่อเสนอเป็นโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด การศึกษานี้จึงมีวัตถุประสงค์เพื่อแสดงค่าการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากกรณีฐานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ให้เป็นข้อมูลอ้างอิงสำหรับผู้พัฒนาโครงการหรือผู้ที่สนใจ เพื่อประกอบการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโครงการที่ดำเนินการอยู่

การคำนวณในการศึกษาฉบับนี้ใช้วิธีการคำนวณตาม Annex 12 Methodological tool (Version 01.1) **"Tool to calculate the emission factor for an electricity system**" ซึ่งได้รับการรับรองจาก CDM Executive Board (CDM EB) เมื่อวันที่ 29 กรกฎาคม 2551

2. การคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี 2550

การพัฒนาโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดที่มีการผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อทดแทนกระแสไฟฟ้าในระบบสายส่ง มีสมมติฐานว่าการดำเนินการดังกล่าวจะช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในภาคการผลิตไฟฟ้าที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบันซึ่งจะแสดงอยู่ในรูปของค่า Operating margin (OM) นอกจากนี้การดำเนินโครงการ CDM จะมีผลกระทบต่อประเภทของโรงไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นในอนาคตซึ่งจะแสดงด้วยค่า Build margin (BM) โดยค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของค่า OM และค่า BM จะถูกนำมาใช้ในการคำนวณค่า Combine margin (CM) ซึ่งเป็นค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยไฟฟ้าจากภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศ

2.1 การคำนวณ Operating Margin Emission Factor

Operating Margin Emission Factor ($EF_{grid, OM, y}$) จะคำนวณจากโรงไฟฟ้าที่ทำการผลิตไฟฟ้าอยู่ในปัจจุบัน ซึ่งมีสมมติฐานว่าการผลิตไฟฟ้าจากโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด จะสามารถไปทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน วิธีการคำนวณ จะแบ่งออกเป็น 4 วิธี ได้แก่

- Simple OM
- Simple adjusted OM
- Dispatch data analysis OM
- Average OM

โดยการจะเลือกวิธีการใดมาใช้ในการคำนวณจะขึ้นกับความพร้อมของข้อมูลที่นำมาประกอบ การคำนวณในครั้งนี้เลือกใช้วิธี Simple OM ซึ่งมีเงื่อนไขว่าจะสามารถใช้ได้ ก็ต่อเมื่อโรงไฟฟ้าที่เป็นระบบเดินอย่างต่อเนื่องตามธรรมชาติ (Low-cost/must-run: LC/MR) อาทิ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ความร้อนใต้พิภพ พลังงานลม โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น มีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้น้อยกว่าร้อยละ 50 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งประเทศในช่วงระยะเวลา 5 ปีที่ผ่านมา ซึ่งจากข้อมูลรายงานไฟฟ้าประจำปี 2550 ภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงระยะเวลา 5 ปี ที่ผ่านมา ระหว่างปี พ.ศ. 2546 – 2550 มีค่า LC/MR เท่ากับร้อยละ 15.88 ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 การผลิตไฟฟ้าพลังงานไฟฟ้าของระบบระหว่างปี พ.ศ. 2546 – 2550

ปี	หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWh)				LC/MR[4]	
	รวมทั้งประเทศ[1]	พลังงานน้ำ	SPP & VSPP[2]	อื่นๆ[3]	GWh	%
2546	116,983	7,299	13,422	2	20,723	17.71
2547	125,727	6,040	13,514	2	19,556	15.55
2548	132,197	5,798	13,702	2	19,502	14.75
2549	138,742	8,125	13,731	3	21,858	15.76
2550	143,378	8,114	14,559	3	22,676	15.82
ค่าเฉลี่ย 5 ปี						**15.88**

หมายเหตุ [1] คำนวณจากรายงานไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2550 จาก ตารางที่ 16 และ 17 หน้า 20 และ21

[2] ผลิตไฟฟ้าทั้งจากพลังงานทดแทนและพลังงานเชิงพาณิชย์

[3] หมายถึงโรงไฟฟ้าความร้อนใต้พิภพ พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

[4] LC/MR จะรวมการผลิตไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP ที่ใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ด้วย

ในการคำนวณค่า OM สามารถแบ่งการคำนวณออกเป็น 3 แบบย่อยตามความพร้อมของข้อมูลดังนี้

1.1 ใช้ข้อมูลปริมาณการใช้เชื้อเพลิงและพลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง

1.2 ใช้ข้อมูลปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้ ค่าเฉลี่ยของประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า และประเภทของเชื้อเพลิงที่ใช้ในโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง

1.3 ปริมาณไฟฟ้าสุทธิพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าทั้งหมดในระบบ ชนิดของเชื้อเพลิง และปริมาณเชื้อเพลิงทั้งหมดที่ใช้ในระบบการผลิตไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาจากความพร้อมของข้อมูลที่ปรากฏในรายงานไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2550 จึงเลือกใช้ตามวิธีในข้อ 1.3 โดยเป็นการคำนวณแบบเฉลี่ยค่าข้อมูลย้อนหลัง3 ปี (Ex ante option) ค่า Simple OM จะแสดงอยู่ในรูปของค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในหน่วยตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง (tCO_2/MWh) โดยคำนวณจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รวมจากภาคการผลิตไฟฟ้าของทั้งประเทศ ทั้งนี้จะไม่รวม LC/MC โดยจะใช้ข้อมูลย้อนหลังตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 – 2550 ที่อ้างอิงจากข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารวมของประเทศตามรายงานไฟฟ้าของประเทศไทยประจำปี พ.ศ. 2550 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน สูตรการคำนวณแสดงดังสมการ (1)

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

$EF_{grid,OMsimple,y}$ = Simple operating margin CO_2 emission factor in year y (tCO_2/MWh)

$FC_{i,y}$ = ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าแต่ละชนิด i ในปีที่ y (หน่วยเป็นน้ำหนักหรือปริมาตร)

EG_y = หน่วยไฟฟ้าที่ส่งเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในหน่วยเมกะวัตต์-ชั่วโมง (MWh)

$NCV_{i,y}$ = ค่าความร้อนสุทธิต่อน้ำหนักหรือปริมาตรของเชื้อเพลิงชนิด i

$EF_{CO2,i,y}$ = ค่าการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยของเชื้อเพลิงชนิด i

i =ประเภทของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกนำมาเผาไหม้เป็นพลังงานในระบบผลิตไฟฟ้าในปีที่ y

ตารางที่ 2 แสดงค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท โดยค่า default values ของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทนำมาจาก Revised 2006 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories ซึ่งใช้สมมติฐานว่าเชื้อเพลิงทุกประเภทเกิดออกซิเดชั่นอย่างสมบูรณ์ (Complete oxidation) ดังนั้นคาร์บอนออกซิเดชั่นแฟกเตอร์มีค่าเท่ากับ 1 (carbon oxidation factor equal to 1)

ตารางที่ 2 ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท

ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อนสุทธิ[1] (NCV)		ค่าการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์[2] (Emission Factor)		
	MJ/Unit	Unit	tCO_2/TJ	tCO_2/Unit	Unit
ก๊าซธรรมชาติ	1.02	ลูกบาศก์ฟุต	56.10	57.22	MMscf
น้ำมันเตา	39.77	ลิตร	77.40	3,078.20	m litres
น้ำมันดีเซล	36.42	ลิตร	74.10	2,698.72	m litres
ลิกไนต์	10.47	กิโลกรัม	101.00	1,057.47	k tonnes
ถ่านหินนำเข้า	26.37	กิโลกรัม	94.60	2,494.60	k tonnes

หมายเหตุ [1] รายงานไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2550 หน้า 42 ค่าของลิกไนต์ใช้ค่าความร้อนของถ่านหินเหมืองแม่เมาะ

[2] Revised 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Table 2.3 หน้า 2.18 - 2.19

ตารางที่ 3 แสดงปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงแต่ละชนิดจากการผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่งระหว่างปี พ.ศ. 2548 ถึง ปี พ.ศ. 2550 โดยกำหนดให้ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากไฟฟ้านำเข้าเป็น 0 tCO_2/MWh ซึ่งจากตารางแสดงผลการคำนวณค่าเฉลี่ย 3 ปีของ OM emission factor เป็น 0.5716 tCO_2/MWh

ตารางที่ 3 การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และ OM emission factor ของการผลิตไฟฟ้าระหว่างปี พ.ศ. 2548 – 2550

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปริมาณเชื้อเพลิง[1] $F_{i,j,v}$	ไฟฟ้าที่ผลิตได้[2] $GEN_{i,v}$ (GWh)	ปริมาณการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ $F_{i,j,v} * COEF_{i,j}$ (tCO_2)
2548 (excl,SPPs)				
ก๊าซธรรมชาติ	MMscf	764,118	85,703	43,724,360
น้ำมันเตา	m litres	1,996	8,244	6,144,083
น้ำมันดีเซล	m liters	83	414	223,994
ถ่านหินและลิกไนต์[3]	k tonnes	16,571	18,334	17,523,335
2548 (SPPs)				
ก๊าซธรรมชาติ	MMscf	92,273	13,700[4]	5,280,046
น้ำมันเตา	m litres	13		39,414
น้ำมันดีเซล	m liters	0		1,170
ถ่านหินนำเข้าและลิกไนต์	k tonnes	858		2,141,556
ไฟฟ้านำเข้า[5]			4,419	0
2549 (excl,SPPs)				
ก๊าซธรรมชาติ	MMscf	857,103	86,339	49,045,148
น้ำมันเตา	m litres	2,030	8,350	6,248,742
น้ำมันดีเซล	m liters	41	143	110,648
ถ่านหินและลิกไนต์	k tonnes	17,166	22,051	18,152,530
2549 (SPPs)				
ก๊าซธรรมชาติ	MMscf	91,503	13,731	5,235,985
น้ำมันเตา	m litres	8		23,440
น้ำมันดีเซล	m liters	0		1,178
ถ่านหินนำเข้าและลิกไนต์	k tonnes	866		2,161,550
ไฟฟ้านำเข้า			5,159	0
2550 (excl,SPPs)				
ก๊าซธรรมชาติ	MMscf	783,137	88,166	44,812,665
น้ำมันเตา	m litres	936	3,646	2,881,193
น้ำมันดีเซล	m liters	23	174	62,071
ถ่านหินและลิกไนต์	k tonnes	19,650	28,716	20,779,286

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปริมาณเชื้อเพลิง $F_{i,j,v}$	ไฟฟ้าที่ผลิตได้ $GEN_{i,v}$ (GWh)	ค่าการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ $F_{i,j,v} * COEF_{i,j}$ (tCO_2)
2550 (SPPs)				
ก๊าซธรรมชาติ	MMscf	94,725	14,559	5,420,354
น้ำมันเตา	m litres	7		21,470
น้ำมันดีเซล	m liters	1		3,370
ถ่านหินนำเข้าและลิกไนต์	k tonnes	899		2,242,231
ไฟฟ้านำเข้า			4,491	0
รวม			406,339	232,279,818
			$EF_{OM,y}$	0.5716

หมายเหตุ [1]จากรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย 2550 (พพ.) ตารางที่ 19 หน้า 23

[2] จากรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย 2550 (พพ.) ตารางที่ 17 หน้า 21

[3]การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากถ่านหินและลิกไนต์ใช้ค่าสัมประสิทธิ์ของถ่านหินแม่เมาะ

[4]จากรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย 2550 (พพ.) ตารางที่ 20 หน้า 24แสดงหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ของ SPP ทั้งหมด แต่ไม่ได้แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

[5] จากรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย 2550 (พพ.) ตารางที่ 22 หน้า 25

2.2 การคำนวณ Build Margin Emission Factor

Build Margin Emission Factor ($EF_{grid, BM, y}$) หมายถึงกลุ่มของโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นล่าสุด โดยพิจารณาจากวันที่ขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (Commercial Operating Date: COD) และมีปริมาณของหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ในหน่วย MWh เป็นร้อยละ 20 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดในระบบ จากข้อมูลในรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2550 มีการผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่งทั้งสิ้น 143,378 จิกะวัตต์-ชั่วโมง (GWh) ดังนั้นปริมาณไฟฟ้าร้อยละ 20 ของระบบคิดเป็น 28,676 GWh จากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจะแสดงค่า COD ของโรงไฟฟ้า ตารางที่ 4 แสดงลำดับโรงไฟฟ้าตามค่า COD

ตารางที่ 4 รายชื่อโรงไฟฟ้าสร้างใหม่ตามวันที่ขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (Commercial Operating Date)

ประเภทโรงไฟฟ้า	บริษัท	COD[1]	กำลังการผลิตที่จำหน่าย (MW)	ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWh)
EGAT	พลังน้ำลำตะคอง	19 กรกฎาคม 2547	500	
	พลังงานแสงอาทิตย์ผาบ่อง	19 เมษายน 2547	0.50	
	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่	28 มกราคม 2547	340	
รวม			**840.50**	**1,631**
IPP	บ.กัลฟ์ เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จก.	1 มีนาคม 2550	734	
	บ.บีแอลซีพี จำกัด	13 สิงหาคม 2549	673	
	บ.โกลว์ ไอพีพี จำกัด	31 มกราคม 2546	713	
	บ. อิสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็คตริค จก.	25 มีนาคม 2546	350	
	บ.ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จก. ชุดที่ 1	18 เมษายน 2545		
	ชุดที่ 2	1 พฤศจิกายน 2545	2,041	
รวม			**4,511**	**34,491**
SPP	บ.สุราษฎร์ธานี กรีน เอ็นเนอร์ยี่ จก.	13 กันยายน 2550	9	
	บ.มุ่งเจริญกรีน เพาเวรอ์ จก.	23 มกราคม 2550	8	
	บ. โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จก.	26 ธันวาคม 2549	20	
	บ. กัลฟ์ ยะลา กรีน จก.	22 พฤศจิกายน 2549	20	
	บ. เอเชี่ยน สุพีเรียฟู้ดส์ จก.	25 สิงหาคม 2549	2	
	บ. ไทยคาร์บอนแบล็ค จำกัด (มหาชน)	20 กรกฎาคม 2549	12	
	บ. ผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็น จก.	15 มีนาคม 2549	50	
	บ. สตีก ไบโอแมส จก.	24 มกราคม 2549	7	
	บ. เอ.ที.ไบโอ พาวเวอร์ จก.	21 ธันวาคม 2548	20	
	บ. ไทยเพิ่มพูนอุตสาหกรรม จก.	2 มีนาคม 2548	4	
	บ. ภูเขียว ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จก.	6 กันยายน 2547	29	
	บ. น้ำตาลมิตรกาฬสินธุ์ จก.	20 กันยายน 2547	8	
	บ. ด่านช้าง ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จก.	15 กรกฎาคม 2547	27	
	บ. น้ำตาลสิงห์บุรี จก.	18 มิถุนายน 2547	4	
	บ. น้ำตาลกุมภวาปี จก.	2 เมษายน 2547	5	
	บ. บีดับบลิว เพาเวอร์ ซัพพลาย จก.	30 มีนาคม 2547	2	
	บ.แอ๊ดวานซ์ อะโกร จก. (มหาชน) (2)	2 ธันวาคม 2546	25	
	บ.แอ๊ดวานซ์ อะโกร จก. (มหาชน) (1)	5 พฤศจิกายน 2546	50	
	เทศบาลเมืองภูเก็ต	23 มิถุนายน 2546	1	
	บ.ร้อยเอ็ดกรีน	29 พฤษภาคม 2546	9	
	บ.เอ็กโก โคเจนเนอเรชั่น จก.	28 มกราคม 2546	60	
	บ.ไทยรุ่งเรืองอุตสาหกรรม จก.	21 มกราคม 2546	8	
รวม			**379**	**2,136**

ประเภทโรงไฟฟ้า	บริษัท	COD	กำลังการผลิตที่จำหน่าย (MW)	ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWh)
VSPP	บจก.น้ำตาลเกษตรผล	7 ธันวาคม 2550	2.07	
	บจก.สหเรือง	6 ธันวาคม 2550	4.72	
	บจก.น้ำตาลครบุรี	3 ธันวาคม 2550	0.13	
	บจก. ซาราฟ เอ็นเนอร์ยี่	3 ธันวาคม 2550	1.29	
	พพ. โครงการห้วยคั่ง	28 พฤศจิกายน 2550	0.01	
	บจก.ภูเขียวไบโอ-เอ็นเนอร์ยี	27 พฤศจิกายน 2550	0.45	
	บจก.อินเตอร์แปซิฟิก เปเปอร์	21 พฤศจิกายน 2550	0.79	
	บจก. ไทยเสรี เจนเนอเรติ้ง	1 พฤศจิกายน 2550	4.80	
	นายปีย์ มาลากุล ณ อยุธยา	31 ตุลาคม 2550	0.01	
	ศ.ดร. สุนทร บุญญาธิการ	30 ตุลาคม 2550	0.00	
	บจก.บางกอกโซลาร์ เพาเวอร์	5 ตุลาคม 2550	0.41	
	บ. ปาล์มน้ำมันธรรมชาติ จก. (ชุมพร)	3 ตุลาคม 2550	5.54	
	บจก.อู่ทองไบโอแมส	1 ตุลาคม 2550	13.56	
	บจก. บัวใหญ่ ไบโอ เพาเวอร์	12 กันยายน 2550	11.32	
	บ. จิรัฐพัฒนาการเกษตร จก	11 กรกฎาคม 2550	0.11	
	บจก. มิตรกาฬสินธุ์ (โครงการ 2)	24 พฤษภาคม 2550	6.20	
	หจก. อยุธยา วีเอสพีพี	31 มีนาคม 2550	1.00	
	โรงไฟฟ้าธัญญกิจนครปฐม (2521)	6 มิถุนายน 2549	1.00	
	หจก. อู๋ พาวเวอร์ แพลนท์	3 มิถุนายน 2549	0.48	
	คุณสุวดี ธีระสัตยกุล	2 มิถุนายน 2549	0.45	
	บ. หนองบัว โคเจนเนอเรชั่น จก.	28 พฤษภาคม 2549	1.00	
	หจก. โรงแป้งกิจรุ่งเรือง	30 พฤศจิกายน 2548	1.00	
	นายเกษตร เรืองชยาจตุพร	2 พฤศจิกายน 2548	1.00	
	บ. เอ. เอส. ที. ปาล์ม ออยส์	5 ตุลาคม 2548	1.00	
	บ. ท่าชนะน้ำมันปาล์ม จก.	11 กรกฎาคม 2548	1.00	
	น.ส. สุมิตรา เชี่ยงฝูง	3 มิถุนายน 2548	0.15	
	บ. เอเชี่ยนน้ำมันปาล์ม จก.	1 มิถุนายน 2548	1.00	
	โรงสีไฟจิตรเสริมไทย	6 พฤษภาคม 2548	0.85	
	โรงไฟฟ้าโครงการผลิตปุ๋ยอินทรีย์ฯ	27 ธันวาคม 2547	0.60	
	บ. ปาล์มน้ำมันธรรมชาติ จก.	1 สิงหาคม 2547	0.50	
	บ. พลังงานเพื่อการอนุรักษ์และสิ่งแวดล้อมจก.	19 ธันวาคม 2546	1.00	
	บ. เอส.พี.เอ็ม อาหารสัตว์ จก.	26 กันยายน 2546	0.75	

ประเภทโรงไฟฟ้า	บริษัท	COD	กำลังการผลิตที่จำหน่าย (MW)	ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (GWh)
	คุณธีระ อภิรัตนศิวิเชษฐ์	1 กันยายน 2546	0.02	
	คุณปรากาญจน์ กลิ่นสอน	1 กันยายน 2546	0.02	
	คุณยงยุทธ ชัยศักดานุกูล	1 กันยายน 2546	0.02	
รวม			**80.67**	**63.94**

หมายเหตุ [1]จาก www.eppo.go.th/power/data/index.html และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

[2]ข้อมูลจากกลุ่มสถิติ กองแผนงาน พพ. ทั้งนี้ขอสงวนข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายโรง

จากข้อมูลพบว่าปริมาณหน่วยไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าในทุกประเภทที่เริ่ม COD ตั้งแต่ปี 2546 นั้นมีปริมาณหน่วยไฟฟ้ารวมไม่ถึงร้อยละ 20 ของปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งประเทศ ดังนั้นจึงต้องรวมโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ที่เริ่ม COD ในปี 2545 มาใช้ในการคำนวณด้วย โรงไฟฟ้าที่นำมาใช้คำนวณค่า BM ควรเป็นโรงไฟฟ้าที่มีการผลิตหน่วยไฟฟ้าสูง (Larger annual generation) ดังนั้นการศึกษาในครั้งนี้จึงเลือกโรงไฟฟ้า IPP จำนวน 5 โรง ซึ่งมีปริมาณหน่วยไฟฟ้ารวมคิดเป็นร้อยละ 24 ของปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งประเทศ โดยค่า Build margin (BM) จะแสดงในหน่วย tCO_2/MWh ซึ่งมีสูตรการคำนวณเช่นเดียวกับการคำนวณค่า OM ในสมการที่ 1 จากตารางที่ 5 มีค่า BM เป็น 0.4398 tCO_2/MWh ในปี 2550

ตารางที่ 5 การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และ BM emission factor ของการผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2550

ประเภทสัญญา	ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปริมาณเชื้อเพลิง[1] $F_{i,j,v}$	ไฟฟ้าที่ผลิตได้[2] $GEN_{i,v}$ (GWh)	ค่าการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ $F_{i,j,v} * COEF_{i,j}$ (tCO_2)
IPP	ก๊าซธรรมชาติ	MMscf	193,997.00		11,100,896
	น้ำมันดีเซล	m liters	3.60		9,724
	ถ่านหินและลิกไนต์	k tonnes	3,838.93	34,491	4,059,548
รวม				34,491	15,170,168
				$EF_{BM,y}$	**0.4398**

หมายเหตุ [1,2]ข้อมูลจากกลุ่มสถิติ กองแผนงาน พพ. ทั้งนี้ขอสงวนข้อมูลปริมาณเชื้อเพลิงและไฟฟ้าที่ผลิตได้รายโรง

2.3 การคำนวณ Combined Margin Emission Factor

Combined Margin Emission Factor ($EF_{grid, CM, y}$) หรือค่ากรณีฐานของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยไฟฟ้า จะเป็นค่าถ่วงน้ำหนักของค่า OM และ BM โดยในการคำนวณนี้ใช้ค่า default ของ w_{OM} และ w_{BM} ที่ร้อยละ 50 สูตรการคำนวณแสดงดังสมการ (2)

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

$EF_{grid,OMsimple,y}$ = Operating margin CO_2 emission factor in year y (tCO_2/MWh)

$EF_{grid,BMsimple,y}$ = Build margin CO_2 emission factor in year y (tCO_2/MWh)

w_{OM} = ค่าถ่วงน้ำหนักของ OM (50%)

w_{BM} = ค่าถ่วงน้ำหนักของ BM (50%)

ตารางที่ 6 แสดงค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยไฟฟ้าในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2550 มีปริมาณเท่ากับ 0.5057 tCO_2/MWh หรือ 0.5057 $kgCO_2/kWh$

ตารางที่ 6 ค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2550

	ถ่วงน้ำหนัก	**Emission Factor**
Operating margin	0.5	0.5716
Build margin	0.5	0.4398
Baseline (Combined margin)		0.5057

3. บทสรุป

ค่ากรณีฐานการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทยมาจากการถ่วงน้ำหนักร้อยละ 50 ของค่า Operating margin (OM) และ Build margin (BM) emission ในการคำนวณค่า OM นั้นใช้วิธีการคำนวณแบบ Simple OM ซึ่งพิจารณาจากความพร้อมของข้อมูลที่เผยแพร่โดยใช้ค่าเฉลี่ยจากข้อมูลการผลิตไฟฟ้า 3 ปี โดยคำนวณจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากระบบผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศแต่ไม่รวมโรงไฟฟ้าที่เป็น LC/MC สำหรับค่า BM คำนวณจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าสร้างใหม่ที่มีปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้เป็นร้อยละ 20 ของระบบ ซึ่งทั้งค่า OM และ BM แสดงอยู่ในหน่วยตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง (tCO_2/MWh) จากผลการคำนวณแสดงว่าค่า OM เฉลี่ย 3 ปี ของการผลิตไฟฟ้าระหว่างปี พ.ศ. 2548 – 2550 มีค่าเท่ากับ 0.5716 และค่า BM ในปี พ.ศ. 2550 มีค่า 0.4398 ดังนั้นค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยไฟฟ้าในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2550 มีค่า 0.5057 tCO_2/MWh

4. เอกสารอ้างอิง

1. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย, (2550)
2. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, สถานภาพการรับซื้อไฟฟ้า, http://www.eppo.go.th/power/data/index.html (2551)
3. Dario, R.G.; John, D.W.; Branca, B.A.; Chai, H.; Gregg, M.; Emmanuel, M.; Lemmy, N.N.; Balgis, O.E.; John, D.K.; Karen, T., Chapter 2 Stationary combustion, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Vol.2 Energy), http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html (2007)
4. CDM-Executive Board, Tool to calculate the emission factor for an electricity system, Annex 12 Methodological tool (Version 01.1), http://cdm.unfccc.int/methodologies/Tools/EB35_repan12_Tool_grid_emission.pdf