

รายงานสรุปผล
การศึกษาความสัมพันธ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
ประจำปี 2553

ที่มาของโครงการ

ประเทศไทยเป็นประเทศหนึ่งที่ตระหนักถึงความสำคัญของการแก้ไขปัญหาภาวะโลกร้อนร่วมกับนานาชาติ โดยประเทศไทยได้ลงนามให้สัตยาบันต่ออนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เมื่อวันที่ 28 ธันวาคม 2537 และลงนามให้สัตยาบันในพิธีสารเกียวโตเมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2545 ประเทศไทยถือเป็นประเทศในกลุ่มประเทศกำลังพัฒนานอกภาคผนวก 1 (Non Annex I) จึงไม่มีพันธกรณีในการลดก๊าซเรือนกระจก แต่สามารถเข้าร่วมการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) ซึ่งเป็นกลไกที่ช่วยให้ประเทศที่พัฒนาแล้วในภาคผนวก 1 (Annex I) บรรลุเป้าหมายในการจำกัดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามพันธกรณีของตน และช่วยส่งเสริมการพัฒนาที่ยั่งยืนของประเทศกำลังพัฒนา

สำหรับประเทศไทยได้จัดตั้งองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน): อบก. เป็นหน่วยงานกลางที่ทำหน้าที่ประสานการดำเนินงานตามกลไกการพัฒนาที่สะอาดของประเทศไทย (Thailand's Designated National Authority for the Clean Development Mechanism: Thai DNA) โดยมีวัตถุประสงค์หลักในการวิเคราะห์ กลั่นกรอง และทำความเข้าใจเกี่ยวกับการให้คำรับรองโครงการในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามกลไกการพัฒนาที่สะอาด รวมทั้ง ติดตามประเมินผลโครงการที่ได้รับคำรับรอง ส่งเสริมการพัฒนาโครงการ และการตลาดซื้อขายปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ได้รับการรับรอง เป็นศูนย์กลางข้อมูลเกี่ยวกับสถานการณ์ดำเนินงานด้านก๊าซเรือนกระจก จัดทำฐานข้อมูลเกี่ยวกับโครงการที่ได้รับคำรับรอง และการขายปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ได้รับการรับรอง ส่งเสริมและพัฒนาศักยภาพ ตลอดจนให้คำแนะนำแก่หน่วยงานภาครัฐและภาคเอกชนเกี่ยวกับการจัดการก๊าซเรือนกระจก

จากการดำเนินงานที่ผ่านมา องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก ได้ออกหนังสือให้คำรับรองโครงการตามกลไกการพัฒนาที่สะอาดหลายโครงการ โดยเฉพาะโครงการที่มีการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้กับหน่วยงานด้านการไฟฟ้าของประเทศไทยนั้น จะมีประเด็นที่เกี่ยวกับการใช้ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Grid Emission Factor) ของประเทศไทย ซึ่งผู้พัฒนาโครงการได้เลือกใช้ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่แตกต่างกันเป็นอย่างมาก จึงทำให้ปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก (Certified Emission Reduction: CERs) จากการจำหน่ายไฟฟ้าที่คำนวณได้มีค่าแตกต่างกันตามไปด้วย

ดังนั้น องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) ในฐานะหน่วยงานที่ทำหน้าที่ในการวิเคราะห์ กลั่นกรอง และให้ความเห็นเกี่ยวกับการให้คำรับรองโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) จึงได้ตั้งคณะทำงานเพื่อศึกษาและหาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ทำให้โครงการต่าง ๆ สามารถใช้ค่าสัมประสิทธิ์ที่ถูกต้อง และเหมาะสมสำหรับประเทศไทยในการคำนวณหาปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกจากการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า

การคำนวณค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า

ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า จะใช้วิธีการคำนวณตาม **Methodological Tool (Version 02.2.1) “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”** ซึ่งได้รับการรับรองจาก CDM Executive Board เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2554 (EB 63, Annex 19) วิธีการดังกล่าวมีค่าพารามิเตอร์หลักที่ใช้ในการคำนวณ ดังนี้

Parameter	SI Unit	Description
$EF_{grid,CM,y}$	tCO ₂ /MWh	Combined margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y
$EF_{grid,OM,y}$	tCO ₂ /MWh	Operating margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y
$EF_{grid,BM,y}$	tCO ₂ /MWh	Build margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y

ค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่คำนวณได้ตามวิธีการดังกล่าว สามารถนำไปใช้ในการคำนวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ซึ่งดำเนินกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบสายส่ง หรือการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของประเทศไทย

ระบบสายส่งพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

ประเทศไทยได้จัดตั้งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Electricity Generating Authority of Thailand: EGAT) เพื่อทำหน้าที่ควบคุมการผลิตพลังงานไฟฟ้า และระบบสายส่งหลักของประเทศ ซึ่งระบบสายส่งหลักเป็นระบบแบบเครือข่ายที่เชื่อมต่อกันทั่วประเทศ โดยมี การไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority: MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority: PEA) เป็นหน่วยงานที่เชื่อมโยงพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหลักไปยังผู้บริโภค ดังนั้นระบบสายส่งของประเทศไทย จึงเป็นแบบระบบสายส่งเดียวกันทั่วประเทศ

การคำนวณค่า Operating Margin (OM)

การคำนวณค่า Operating Margin Emission Factor นั้น มีวิธีการคำนวณ 4 วิธี ได้แก่

- 1) Simple OM
- 2) Simple Adjusted OM
- 3) Dispatch Data Analysis OM
- 4) Average OM

จากการศึกษา พบว่า วิธีการคำนวณที่เหมาะสมกับข้อมูลด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย คือ วิธี **Simple OM (ex ante option)**: ใช้ข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต ประเภทเชื้อเพลิง และปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้จากข้อมูล 3 ปีล่าสุด โดยการคำนวณครั้งนี้ใช้ข้อมูลปี 2551 – 2553) เนื่องจากเหตุผลดังต่อไปนี้

1. ลักษณะการจัดเก็บข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้น เป็นการเก็บข้อมูลในส่วนของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต และจ่ายเข้าระบบสายส่งเท่านั้น
2. ข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ และไม่มีการจ่ายเข้าระบบสายส่ง (Off-Grid) ไม่มีการเก็บรวบรวมข้อมูล จึงไม่สามารถนำปริมาณไฟฟ้่าดังกล่าวมาคำนวณได้
3. โรงไฟฟ้าประเภท LC/MR (Low Cost/Must Run) ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังน้ำ และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยโรงไฟฟ้าประเภท LC/MR มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่ถึงร้อยละ 50 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด (ในช่วงเวลา 5 ปีล่าสุด คือ ปี 2549 – 2553) ดังนั้น ในการคำนวณค่า OM จึงไม่นำปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าประเภท LC/MR มาคำนวณ

การคำนวณค่า Operating margin emission factor ใช้สมการคำนวณแบบ **Simple OM Option B** ดังแสดงในสมการที่ 1

$EF_{\text{grid,OMsimple},y} = \frac{\sum_i (FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{\text{CO}_2,i,y})}{EG_y} \quad (1)$	
$EF_{\text{grid,OMsimple},y}$	= Simple operating margin CO ₂ emission factor in year y (tCO ₂ /MWh)
$FC_{i,y}$	= Amount of fossil fuel type <i>i</i> consumed in the project electricity system in year y (mass or volume unit)
$NCV_{i,y}$	= Net Calorific value (energy content) of fossil fuel type <i>i</i> in year y (GJ/mass or volume unit)
$EF_{\text{CO}_2,i,y}$	= CO ₂ emission factor of fossil fuel type <i>i</i> in year y (tCO ₂ /GJ)
EG_y	= Net electricity generated and delivered to the grid by all power sources serving the system, not including low-cost/must run power plants/units, in year y (MWh)
<i>i</i>	= All fossil fuel types combusted in power sources in the project electricity system in year y
<i>y</i>	= The relevant year as per the data vintage chosen

การคำนวณในสมการที่ 1 นั้น จะใช้ค่า Net Calorific Value (NCV) จากข้อมูลในรายงานประจำปีของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน และค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทต่างๆ (CO₂ Emission

Factor) จาก 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories เพื่อคำนวณหาปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทนั้นๆ ดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 แสดงค่า Net Calorific Value และปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทต่าง ๆ

Fuel type ^A	Unit	Net Calorific Value ¹ (MJ/Unit)	CO ₂ Emission ² (tCO ₂ /TJ)	CO ₂ Emission (kgCO ₂ /Unit)
Natural Gas (Dry)	scf.	1.02	54.30	0.0554
Lignite	ton	10,470.00	90.90	951.7230
Bituminous	ton	26,370.00	89.50	2,360.1150
Bunker	liter	39.77	75.50	3.0026
Diesel	liter	36.42	72.60	2.6441

¹ รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2553 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน

² IPCC default values at the lower limit as provides in Table 1.4 of Chapter 1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Lower of 95% confidence interval)

^A ดูตารางเทียบชื่อประเภทเชื้อเพลิง

ข้อมูลปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบสายส่งของประเทศไทยมาจากรายงานไฟฟ้าประจำปี 2551 – 2553 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยแบ่งตามระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้า และกลุ่มโรงไฟฟ้า (โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT) โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) และโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก (SPP)) รวมทั้ง แบ่งตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าประเภท LC/MR และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าประเภท Non LC/MR ดังตารางที่ 2

ในส่วนของคุณสมบัติประเภท และปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้ามาจากรายงานไฟฟ้าประจำปี 2551 – 2553 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยแบ่งตามประเภทของเชื้อเพลิงฟอสซิล และปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแยกตามกลุ่มโรงไฟฟ้า ดังตารางที่ 3

โดยข้อมูลกลุ่มโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) นั้น เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จึงจัดเป็นโรงไฟฟ้าประเภท LC/MR นอกจากนี้ กลุ่มโรงไฟฟ้า VSPP มีปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ไม่แน่นอน (Non-Firm) และมีปริมาณน้อยมาก โดยมีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจำหน่ายให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในปี 2553 เท่ากับ 1,155.10 GWh ³ (คิดเป็นร้อยละ 0.72 ของปริมาณไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตในปี 2553) ดังนั้น ในการคำนวณหาปริมาณไฟฟ้ารวมในระบบสายส่งของประเทศไทย จึงไม่นำปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้า VSPP มารวม ทำให้ได้ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบสายส่งของประเทศไทย (เฉพาะ Non LC/MR) รวมตั้งแต่ปี 2551 – 2553 เท่ากับ 424,913.67 GWh

³ รายงานผลการดำเนินงาน ประจำปี 2553 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ตารางที่ 2 แสดงปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบสายส่งของประเทศไทย⁴

Generation System	Grid Generation (GWh)				
	EGAT	IPP	SPP	Total	%
2553					
Summary	78,517.70	67,775.98	13,897.27	160,190.96	100.00
Non LC/MR	73,185.41	67,775.98	11,642.33	152,603.73	95.26
LC/MR ⁵	5,332.30	—	2,254.94	7,587.23	4.74
Thermal	27,289.03	15,408.42	2,162.89	44,860.34	
Combined-Cycle	38,338.71	52,367.56	8,655.76	99,362.04	
Gas Turbine	276.30	—	823.67	1,099.97	
Diesel Engine	3.98	—	—	3.98	
Hydropower	5,325.20	—	23.64	5,348.84	
Renewable Energy	7.10	—	2,231.30	2,238.40	
Electricity Import	7,277.39	—	—	7,277.39	
2552					
Summary	66,488.10	64,840.72	13,971.37	145,300.19	100.00
Non LC/MR	59,541.66	64,840.72	11,811.42	136,193.80	93.73
LC/MR	6,946.44	—	2,159.95	9,106.39	6.27
Thermal	23,463.69	12,388.03	2,225.63	38,077.35	
Combined-Cycle	33,164.46	52,452.69	8,752.19	94,369.35	
Gas Turbine	309.63	—	833.60	1,143.23	
Diesel Engine	1.44	—	—	1.44	
Hydropower	6,941.74	—	23.97	6,965.71	
Renewable Energy	4.70	—	2,135.98	2,140.68	
Electricity Import	2,602.43	—	—	2,602.43	
2551					
Summary	63,719.02	67,420.14	14,092.83	145,232.00	100.00
Non LC/MR	56,791.19	67,420.14	11,904.81	136,116.14	93.72
LC/MR	6,927.83	—	2,188.03	9,115.86	6.28
Thermal	26,778.89	14,398.34	1,996.83	43,174.06	
Combined-Cycle	26,449.20	53,021.80	9,029.90	88,500.90	
Gas Turbine	659.33	—	878.07	1,537.41	
Diesel Engine	2.30	—	—	2.30	
Hydropower	6,926.02	—	28.77	6,954.79	
Renewable Energy	1.81	—	2,159.26	2,161.07	
Electricity Import	2,901.47	—	—	2,901.47	

⁴ รายงานไฟฟ้าประจำปี 2551 – 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

⁵ ค่า LC/MR คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ได้จากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (ชีวมวล พลังแสงอาทิตย์ และพลังความร้อนใต้พิภพ)

ตารางที่ 3 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า⁶

Fuel type	Unit	Fuel Consumption			
		EGAT	IPP	SPP	Total
2553					
Natural Gas	scf.	430,662,249,446	491,131,955,423	151,290,468,150	1,073,084,673,019
Lignite	ton	16,043,174	—	—	16,043,174
Bituminous	ton	—	3,646,898	1,855,262	5,502,160
Bunker	liter	140,084,467	87,347,782	5,797,497	233,229,746
Diesel	liter	11,865,427	10,853,795	1,307,336	24,026,558
2552					
Natural Gas	scf.	369,146,214,392	459,228,417,361	140,550,086,056	968,924,717,809
Lignite	ton	15,818,265	—	—	15,818,265
Bituminous	ton	—	3,645,721	1,840,527	5,486,248
Bunker	liter	111,039,065	38,180,874	8,797,506	158,017,445
Diesel	liter	12,140,891	—	1,685,046	13,825,937
2551					
Natural Gas	scf.	340,739,529,461	490,866,999,785	145,410,364,035	977,016,893,281
Lignite	ton	16,407,465	—	—	16,407,465
Bituminous	ton	—	3,711,791	1,866,776	5,578,567
Bunker	liter	247,441,682	93,212,260	9,555,452	350,209,394
Diesel	liter	6,792,039	43,698,832	1,451,087	51,941,958

⁶ รายงานไฟฟ้าประจำปี 2551 – 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ตารางที่ 4 แสดงผลการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี 2551 – 2553 โดยรวมจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงในแต่ละประเภท ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รวมทั้ง 3 ปี เท่ากับ 254,714,130 tCO₂

ดังนั้น ผลการคำนวณค่า Operating Margin Emission Factor (Ex ante option) โดยใช้สมการที่ 1 เป็นดังตารางที่ 5 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.5994 tCO₂/MWh

ตารางที่ 4 แสดงการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตพลังงานไฟฟ้า

Fuel type	Fuel Consumption		CO ₂ Emission (kgCO ₂ /Unit)	CO ₂ Emission (kgCO ₂)
	Unit	Volume		
2553				
Total				88,452,088
Natural Gas	scf.	1,073,084,673,019	0.0554	59,433,868
Lignite	ton	16,043,174	951.7230	15,268,658
Bituminous	ton	5,502,160	2,360.1150	12,985,730
Bunker	liter	233,229,746	3.0026	700,304
Diesel	liter	24,026,558	2.6441	63,528
2552				
Total				82,178,673
Natural Gas	scf.	968,924,717,809	0.0554	53,664,864
Lignite	ton	15,818,265	951.7230	15,054,607
Bituminous	ton	5,486,248	2,360.1150	12,948,176
Bunker	liter	158,017,445	3.0026	474,469
Diesel	liter	13,825,937	2.6441	36,557
2551				
Total				84,083,369
Natural Gas	scf.	977,016,893,281	0.0554	54,113,058
Lignite	ton	16,407,465	951.7230	15,615,362
Bituminous	ton	5,578,567	2,360.1150	13,166,060
Bunker	liter	350,209,394	3.0026	1,051,551
Diesel	liter	51,941,958	2.6441	137,339

ตารางที่ 5 แสดงการคำนวณค่า Operating Margin Emission Factor (Ex ante option)

Year	CO ₂ Emission (tCO ₂)	Grid Consumption (GWh)	OM Emission Factor (tCO ₂ /MWh)
2553	88,452,088	152,603.73	0.5796
2552	82,178,673	136,193.80	0.6034
2551	84,083,369	136,116.14	0.6177
Summary	254,714,130	424,913.67	0.5994

การคำนวณค่า Build Margin Emission Factor

การคำนวณค่า Build Margin Emission Factor นั้น คำนวณโดยวิธี option 1 (ex ante) และในรูปแบบกรณี (b) ^B

จากวิธีการดังกล่าวข้างต้น พบว่า ผลการรวมปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากหน่วยผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีค่าไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดภายในปีล่าสุด (ปริมาณไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ในปี 2553 เท่ากับ 160,190.96 GWh) โดยเรียงจากวันเริ่มต้นของสัญญาการขายไฟฟ้า (Commercial Operation Date: COD) ดังตารางที่ 6 และปริมาณการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้างกล่าว เป็นดังตารางที่ 7

ตารางที่ 6 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าล่าสุด

Power Unit	Grid Generation ⁷ (GWh)	COD
1. North Bangkok Power Plant (Unit 01)	1,584.22	19-Nov-10
2. Bangpakong Power Plant (Unit 05)	4,643.22	16-Sep-09
3. Phu Kieaw Bio Power Project 2	79.46	15-Sep-09
4. Dan Chang Bio Power Project 2	76.75	15-Sep-09
5. South Bangkok Power Plant (Unit 03)	4,431.92	1-Mar-09
6. Chana Power Plant (Unit 01)	5,090.02	15-Jul-08
7. Ratchaburi Power Company Limited (RPCL) (Unit 1&2)	7,124.72	1-Jul-08
8. Gulf Power Generation Co., Ltd. (Unit 1&2)	9,903.93	1-Mar-08
Summary	32,934.25	
Percentage as of 2010 Grid Generation (160,190.96 GWh)	20.56	

⁷ รายงานไฟฟ้าประจำปี 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ตารางที่ 7 แสดงปริมาณการเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในตารางที่ 6 ⁸

Fuel type	Fuel Consumption		CO ₂ Emission (kgCO ₂ /Unit)	CO ₂ Emission (tCO ₂)
	Unit	Volume		
Total				13,933,412
Natural Gas	scf.	251,512,881,819	0.0554	13,930,292
Lignite	ton	—	951.7230	—
Bituminous	ton	—	2,360.1150	—
Bunker	liter	—	3.0026	—
Diesel	liter	1,179,772	2.6441	3,119

⁸ รายงานไฟฟ้าประจำปี 2553 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

จากตารางที่ 6 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับ 32,934.25 GWh (คิดเป็นร้อยละ 20.56 ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดของปี 2553 ที่มีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับ 160,190.96 GWh) และจากตารางที่ 7 ปริมาณเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้างกล่าวได้ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เท่ากับ 13,933,412 tCO₂ ดังนั้น การคำนวณค่า Build Margin Emission Factor จากการใช้สมการที่ 1 ได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 8 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.4231 tCO₂/MWh

ตารางที่ 8 แสดงการคำนวณค่า Build Margin Emission Factor

Year	CO ₂ Emission (tCO ₂)	Grid Consumption (GWh)	BM Emission Factor (tCO ₂ /MWh)
2553	13,933,412	32,934.25	0.4231

การคำนวณค่า Combined Margin (CM)

ในการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor นั้น จะสมการการคำนวณดังสมการที่ 2

$EF_{grid,CM,y} = (EF_{grid,OM,y} \times w_{OM}) + (EF_{grid,BM,y} \times w_{BM}) \quad (2)$	
$EF_{grid,CM,y}$	= Combined margin CO ₂ emission factor in year y (tCO ₂ /MWh)
$EF_{grid,OM,y}$	= Operating margin CO ₂ emission factor in year y (tCO ₂ /MWh)
$EF_{grid,BM,y}$	= Build margin CO ₂ emission factor in year y (tCO ₂ /MWh)
w_{OM}	= Weighting of operating margin emission factor
w_{BM}	= Weighting of build margin emission factor

ค่า Combined Margin Emission Factor นั้น จะแบ่งการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor ตามประเภทของโครงการ CDM ได้แก่ โครงการ CDM ทั่วไป และโครงการ CDM ประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ ซึ่งจะใช้ค่าถ่วงน้ำหนักที่แตกต่างกันในการคำนวณ ดังตารางที่ 9

ตารางที่ 9 แสดงค่าน้ำหนัก (w) ที่ใช้ในการคำนวณค่า CM สำหรับโครงการ CDM ประเภทต่าง ๆ

ประเภทโครงการ CDM	w_{OM}	w_{BM}
โครงการทั่วไป	0.50	0.50
โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์	0.75	0.25

จากการคำนวณค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าประจำปี 2553 โดยใช้วิธีการคำนวณตาม **Methodological Tool (Version 02.2.1) “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”** ทำให้ได้ผลการคำนวณค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Combined Margin Emission Factor) จากการใช้สมการที่ 2 โดยสามารถแบ่งค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าสำหรับโครงการ CDM ออกได้เป็น 2 ประเภท แบ่งเป็น ค่าสำหรับโครงการ CDM ประเภททั่วไป มีค่าเท่ากับ 0.5113 tCO₂/MWh และค่าสำหรับโครงการประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ มีค่าเท่ากับ 0.5554 tCO₂/MWh ดังแสดงในตารางที่ 10

ตารางที่ 10 แสดงการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor

ประเภทโครงการ CDM	Emission Factor (tCO ₂ /MWh)		
	EF _{grid,OM}	EF _{grid,BM}	EF _{grid,CM}
โครงการทั่วไป	0.5994	0.4231	0.5113
โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์	0.5994	0.4231	0.5554

ตารางอ้างอิง แสดงการเทียบชื่อประเภทของเชื้อเพลิงของรายงานต่าง ๆ

Report ⁹	DEDE ¹⁰ (Thailand)	IPCC ¹¹
Natural Gas	Natural Gas (Dry)	Natural Gas
Lignite	Lignite (Mae Moh)	Lignite
Bituminous	Coal Import	Other Bituminous Coal
Bunker	Fuel Oil	Residual Fuel Oil
Diesel	Diesel	Diesel Oil

⁹ รายงานสรุปผลการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2553

¹⁰ รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2553 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน

¹¹ 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

รายชื่อคณะทำงานเพื่อดำเนินการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

- | | |
|---|----------------------|
| 1. นายชัยวัฒน์ มั่นเจริญ
องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก | ประธานคณะทำงาน |
| 2. นายบัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย
สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร | คณะทำงาน |
| 3. นางสาวอารีรัตน์ อยู่หุ่น
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน | คณะทำงาน |
| 4. นายกิตติ คัมภีระ
นักวิชาการอิสระ | คณะทำงาน |
| 5. นางสาวชนานัญ บัวเขียว
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน | คณะทำงาน |
| 6. นางสมหญิง คุณานพรัตน์
กรมโรงงานอุตสาหกรรม | คณะทำงาน |
| 7. นายเสกสรร แสงดาว
กรมควบคุมมลพิษ | คณะทำงาน |
| 8. นายณภูมิต คินิมาน
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย | คณะทำงาน |
| 9. นางสาวอรศิริ ชวนะพงศ์
การไฟฟ้านครหลวง | คณะทำงาน |
| 10. นางอารมย์ ธีรลีกุล
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค | คณะทำงาน |
| 11. นายรองเพชร บุญช่วยดี
องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก | คณะทำงานและเลขานุการ |

ปริมาณพลังงานของเชื้อเพลิง (ค่าความร้อนสุทธิ)

ENERGY CONTENT OF FUEL (NET CALORIFIC VALUE)

ประเภท(หน่วย)	กิโล-	ตันเทียบเท่า	เมกะจูล	พันบีทียู	TYPE(UNIT)
	แคลอรี	น้ำมันดิบ/ ล้านหน่วย	/หน่วย	/หน่วย	
	หน่วย	toe / 10 ⁶ UNIT	MJ / UNIT	10 ³ Btu / UNIT	
พลังงานเชิงพาณิชย์					COMMERCIAL ENERGY
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. ก๊าซธรรมชาติ					3. NATURAL GAS
3.1 ชื้น (ลูกบาศก์ฟุต)	248	24.57	1.04	0.98	3.1 WET (scf.)
3.2 แห้ง (ลูกบาศก์ฟุต)	244	24.18	1.02	0.97	3.2 DRY (scf.)
4. ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม					4. PETROLEUM PRODUCTS
4.1 ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (ลิตร)	6360	630.14	26.62	25.24	4.1 LPG (litre)
4.2 น้ำมันเบนซิน (ลิตร)	7520	745.07	31.48	29.84	4.2 GASOLINE (litre)
4.3 น้ำมันเครื่องบิน (ลิตร)	8250	817.40	34.53	32.74	4.3 JET FUEL (litre)
4.4 น้ำมันก๊าด (ลิตร)	8250	817.40	34.53	32.74	4.4 KEROSENE (litre)
4.5 น้ำมันดีเซล (ลิตร)	8700	861.98	36.42	34.52	4.5 DIESEL (litre)
4.6 น้ำมันเตา (ลิตร)	9500	941.24	39.77	37.70	4.6 FUEL OIL (litre)
4.7 ยางมะตอย (ลิตร)	9840	974.93	41.19	39.05	4.7 BITUMEN (litre)
4.8 ปิโตรเลียมโค้ก (กก.)	8400	832.26	35.16	33.33	4.8 PETROLEUM COKE (kg)
5. ไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	860	85.21	3.60	3.41	5. ELECTRICITY (kWh)
6. ไฟฟ้าพลังน้ำ (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	2236	221.54	9.36	8.87	6. HYDROELECTRIC (kWh)
7. พลังงานความร้อนใต้พิภพ (กิโลวัตต์ชั่วโมง)	9500	941.24	39.77	37.70	7. GEOTHERMAL (kWh)
8. ถ่านหินนำเข้า (กก.)	6300	624.19	26.37	25.00	8. COAL IMPORT (kg.)
9. ถ่านโค้ก (กก.)	6600	653.92	27.63	26.19	9. COKE (kg.)
10. แอนทราไซต์ (กก.)	7500	743.09	31.40	29.76	10. ANTHRACITE (kg.)
11. อีเทน (กก.)	11203	1110.05	46.89	44.45	11. ETHANE (kg.)
12. โพรเพน (กก.)	11256	1115.34	47.11	44.67	12. PROPANE (kg.)
13. ลิกไนต์					13. LIGNITE
13.1 ลี้ (กก.)	4400	435.94	18.42	17.46	13.1 LI (kg.)
13.2 กระบี่ (กก.)	2600	257.60	10.88	10.32	13.2 KRABI (kg.)
13.3 แม่เมาะ (กก.)	2500	247.70	10.47	9.92	13.3 MAE MOH (kg.)
13.4 แจ้คอน(กก.)	3610	357.67	15.11	14.32	13.4 CHAE KHON (kg.)
พลังงานหมุนเวียน					RENEWABLE ENERGY
1. ฟืน (กก.)	3820	378.48	15.99	15.16	1. FUEL WOOD (kg.)
2. ถ่าน (กก.)	6900	683.64	28.88	27.38	2. CHARCOAL (kg.)
3. แกลบ (กก.)	3440	340.83	14.40	13.65	3. PADDY HUSK (kg.)
4. กากอ้อย (กก.)	1800	178.34	7.53	7.14	4. BAGASSE (kg.)
5. ขยะ (กก.)	1160	114.93	4.86	4.60	5. GARBAGE (kg.)
6. ไม้เลื่อย(กก.)	2600	257.60	10.88	10.32	6. SAW DUST (kg.)
7. วัสดุเหลือใช้ ทางการเกษตร (กก.)	3030	300.21	12.68	12.02	7. AGRICULTURAL WASTE (kg.)
8. ก๊าซชีวภาพ (ลูกบาศก์เมตร)	5000	495.39	20.93	19.84	8. BIOGAS (m ³)

TABLE 1.4
DEFAULT CO₂ EMISSION FACTORS FOR COMBUSTION¹

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		
				Lower	Upper	
	A	B	$C = \frac{A+B+44}{12+1000}$			
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

TABLE 1.4 (CONTINUED)
DEFAULT CO₂ EMISSION FACTORS FOR COMBUSTION¹

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 CO₂ emitted from the black liquor combustion unit and the biomass-derived CO₂ emitted from the kraft mill lime kiln.

ตารางแสดงค่าสัดส่วน LC/MR ในแต่ละปี

Generation type	Unit	Electricity Generation			
		EGAT	IPP	SPP	Total
2553					
Total	GWh	78,517.70	67,775.98	13,897.27	160,190.96
Non LC/MR	GWh	73,185.41	67,775.98	11,642.33	152,603.73
LC/MR	GWh	5,332.30	0.00	2,254.94	7,587.23
% of LC/MR	%				4.74
2552					
Total	GWh	66,488.10	64,840.72	13,971.37	145,300.19
Non LC/MR	GWh	59,541.66	64,840.72	11,811.42	136,193.80
LC/MR	GWh	6,946.44	0.00	2,159.95	9,106.39
% of LC/MR	%				6.27
2551					
Total	GWh	63,719.02	67,420.14	14,092.83	145,232.00
Non LC/MR	GWh	56,791.19	67,420.14	11,904.81	136,116.14
LC/MR	GWh	6,927.83	0.00	2,188.03	9,115.86
% of LC/MR	%				6.28
2550					
Total	GWh	67,704.95	62,233.44	14,426.00	144,364.39
Non LC/MR	GWh	59,765.33	62,233.44	11,982.99	133,981.76
LC/MR	GWh	7,939.62	0.00	2,443.02	10,382.64
% of LC/MR	%				7.19
2549					
Total	GWh	70,409.11	55,360.65	13,652.19	139,421.94
Non LC/MR	GWh	62,480.23	55,360.65	11,619.95	129,460.82
LC/MR	GWh	7,928.88	0.00	2,032.23	9,961.12
% of LC/MR	%				7.14