

附件 2

1. BM 计算过程的说明

根据方法学 ACM0002, BM 可按 m 个样本电厂排放因子的发电量加权平均求得, 公式如下:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \times COEF_{i,m,y}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad (1)$$

其中:

$F_{i,m,y}$ 是第 m 个样本电厂在第 y 年的燃料 i 消耗量 (tce);

$COEF_{i,m,y}$ 是燃料 i 的排放因子 (tCO₂/tce), 并考虑第 m 个样本电厂在第 y 年消耗的燃料 i 的含碳量和燃料氧化率;

$GEN_{m,y}$ 是第 m 个样本电厂在第 y 年向电网提供的电量 (MWh) 也即上网电量。

方法学提供了计算 BM 的两种选择: 1) 基于 PDD 提交时最近三年的可得数据事前计算, 2) 在第一计入期内按实际发电量和减排量逐年事后更新 BM, 在其它计入期采用同选择 1 的事前计算方法。

本次公布的排放因子 BM 的结果是基于方法学提供的选择 1) 的事前计算, 不需要事后的监测和更新。

由于数据可得性的原因, 本计算采用了 CDM EB 同意的变通办法, 即首先计算新增装机容量及其中各种发电技术的组成, 然后计算各发电技术的新增装机权重, 最后利用各种技术商业化的最优效率水平计算排放因子。

由于现有统计数据中无法从火电中分离出燃煤、燃油和燃气的各种发电技术容量, 因此本计算结果中采用如下方法: 首先, 利用最近一年可得的能源平衡表数据, 计算出发电用固体、液体和气体燃料对应的 CO₂ 排放量在总排放量中的比重; 其次以此比重为权重, 以商业化最优效率技术水平对应的排放因子为基础, 计算出对应于各电网的火电排放因子; 最后, 用此火电排放因子再乘以火电在该电网新增的 20% 容量中的比重, 结果即为该电网的 BM 排放因子。

具体步骤和公式如下:

步骤 1, 计算发电用固体、液体和气体燃料对应的 CO₂ 排放量在总排放量中的比重。

$$\lambda_{Coal} = \frac{\sum_{i \in COAL,j} F_{i,j,y} \times COEF_{i,j}}{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \times COEF_{i,j}} \quad (2)$$

$$\lambda_{Oil} = \frac{\sum_{i \in OIL, j} F_{i,j,y} \times COEF_{i,j}}{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \times COEF_{i,j}} \quad (3)$$

$$\lambda_{Gas} = \frac{\sum_{i \in GAS, j} F_{i,j,y} \times COEF_{i,j}}{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \times COEF_{i,j}} \quad (4)$$

其中：

$F_{i,j,y}$ 是第 j 个省份在第 y 年的燃料 i 消耗量 (tce)；

$COEF_{i,j,y}$ 是燃料 i 的排放因子 (tCO₂/tce)，并考虑第 y 年消耗的燃料 i 的含碳量和燃料氧化率。

$COAL, OIL$ 和 GAS 分别为固体燃料、液体燃料和气体燃料的脚标集合。

步骤 2：计算对应的火电排放因子。

$$EF_{Thermal} = \lambda_{Coal} \times EF_{Coal, Adv} + \lambda_{Oil} \times EF_{Oil, Adv} + \lambda_{Gas} \times EF_{Gas, Adv} \quad (5)$$

其中 $EF_{Coal, Adv}$, $EF_{Oil, Adv}$ 和 $EF_{Gas, Adv}$ 分别对应于商业化最优效率的燃煤、燃油和燃气发电技术所对应的排放因子，具体参数及计算见附件 2。

步骤 3：计算电网的 BM

$$EF_{BM,y} = \frac{CAP_{Thermal}}{CAP_{Total}} \times EF_{Thermal} , \quad (6)$$

其中， CAP_{Total} 为总的新增容量， $CAP_{Thermal}$ 为新增火电容量。

2. BM 计算用关键参数说明：

BM 计算过程中用到的各关键参数说明如下，主要包括：各燃料的低位发热值、氧化率、潜在排放系数和各种发电技术的供电效率。

表 2-1 各燃料的低位发热值、氧化率及潜在排放系数参数表

燃料品种	低位发热值	排放因子 t _c /TJ	氧化率
原煤	20908 kJ/kg	25.80	0.98
洗精煤	26344 kJ/kg	25.80	0.98
其它洗煤 ¹	8363 kJ/kg	25.80	0.98
焦炭	28435 kJ/kg	29.50	0.98
原油	41816 kJ/kg	20.00	0.99
汽油	43070 kJ/kg	18.90	0.99
煤油	43070 kJ/kg	19.60	0.99
柴油	42652 kJ/kg	20.20	0.99
燃料油	41816 kJ/kg	21.10	0.99
其它石油制品 ²	38369 kJ/kg	20.00	0.99
天然气	38931 kJ/m ³	15.30	0.995
焦炉煤气 ³	16726 kJ/m ³	13.00	0.995
其它煤气 ⁴	5227 kJ/m ³	13.00	0.995
液化石油气	50179 kJ/kg	17.20	0.995
炼厂干气	46055 kJ/kg	18.20	0.995

数据来源：：各燃料的热值来自于《中国能源统计年鉴 2005》p365 页。各燃料的潜在排放因子来源于“Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Workbook”，第一章, 1.6 页,表 1-2。各燃料的氧化率数据来源于“Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Workbook”，第一章, 1.8 页,表 1-4。

根据国家电力监督委员会对十五期间我国新建火电项目的统计，2000-2005 年新建的火电项目中，单机在 600 MW 及以上的机组占 21%，单机在 300 MW 的机组占 60%，其余为单机在 300 MW 以下的机组。2004 年全国新建的大中型火电项目共计 34 GW，其中 600 MW 机组共计 11 套，占当年大中型火电项目新增发电能力的 20%弱，综合以上分析，本计算结果中确定煤电的商业化最优效率的技术确定为 600 MW 国产亚临界机组。本计算结果利用 2004 年新建的 11 套 600 MW 机组供电煤耗的加权平均值作为商业化最优效率的技术的近似

¹ 按《中国能源统计年鉴 2005》p365 页提供的洗中煤低位发热值计算，由于煤泥的平均低位发热值高于洗中煤，这样的处理是保守的。

² 各年《中国能源统计年鉴》均未提供其它石油制品的低位发热值，本附件中利用按各年能源平衡表实物量和标准量折算出的低位发热值为 38369 kJ/kg，相当于 1.3108 tce/t。

³ 按《中国能源统计年鉴 2005》p365 页提供的焦炉煤气热值范围 16726-17981 kJ/m³ 的较低值计算。

⁴ 按《中国能源统计年鉴 2005》p365 页提供的发生炉煤气、重油催化裂解煤气、重油热裂解煤气、压力气化煤气和水煤气低位发热值的最低值计算。

For the 600MW sub-critical coal-fired power plant:
the coal consumption is about 336gce/kWh



估计, 估计的 600 MW 国产亚临界电厂的供电煤耗为 336.66 gce/kWh, 相当于供电效率为 36.53%。

燃机电厂（包括燃油与燃气）的商业化最优效率技术确定为 200 MW 级联合循环（技术水平相当于 GE 的 9E 型机组），按 2004 年燃机电厂的相关统计，并取实际供电效率最高的燃机电厂作为商业化最优效率的技术的近似估计，燃机电厂的供电煤耗（按热值折算）估计为 268.13 gce/kWh，相当于供电效率为 45.87%。

	变量	供电效率	燃料排放因子 (tc/TJ)	氧化率	排放因子 (tCO ₂ /MWh)
		A	B	C	D=3.6/A/1000*B*C*44/12
燃煤电厂	$EF_{Coal,Adv}$	36.53%	25.8	0.98	0.9136
燃气电厂	$EF_{Gas,Adv}$	45.87%	15.3	0.995	0.4381
燃油电厂	$EF_{Oil,Adv}$	45.87%	21.1	0.99	0.6011