

# CM-006-V01 使用低碳技术的新建并网化石燃料电厂 (第一版)

## 一、 来源、定义和适用条件

### 1. 来源:

本方法学参照 UNFCCC-EB 的 CDM 项目方法学 ACM0013: Consolidated baseline and monitoring methodology for new grid connected fossil fuel fired power plants using a less GHG intensive technology (第 4.0 版), 可以在以下网址查询: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/7E9VKG4RTU85IJ6HYJ3JTNLDHFDT2R/view.html>

方法学主要修改说明:

- 1) 根据内容需要增加了方法学所使用的工具名称, 后续还需要根据国内自愿减排管理建立的工具体系来确定工具的名称和内容。
- 2) 由于前文已经列出所有引用的工具, 删除了对于后面更多相关信息的描述。
- 3) 原文对于基准线燃料类别的要求较笼统, 由于我国实际使用超过 50% 的基准燃料类别为煤炭, 所以此处修改为“煤炭及煤炭制品”。
- 4) 原方法学不包括对现有电厂的技改类项目, 本次修改方法学也适应电厂技改项目。
- 5) 关于要求进行测量的实验室具备 ISO17025 认证的内容, 本次修改添加使用“或者国家标准: CNAS-CL01《检测和校准实验室能力认可准则》。”
- 6) 将原文中投资分析的财务指标中的美元修改为人民币。
- 7) 在定义地理边界中由于原文涉及使用别国电厂的数据, 故本次修改做出删除。

### 2. 定义

以下定义适用于本方法学:

**发电厂:** 发电厂是通过燃料燃烧产生的热能进行发电的设施。如果在同一位置安装多台发电机组, 则每个发电机组都应当被视为一个发电厂。

**化石燃料类别:** 化石燃料类别指的是2006年IPCC指南中第2卷(能源)第1章表1.1中化石燃料的三种分类: (i) 液态燃料(原油和石油产品), (ii) 固态燃料(煤炭及煤炭制品) 以及(iii) 气态燃料(天然气)。

**化石燃料类型：**化石燃料类型指的是2006年IPCC指南中第2卷（能源）第1章表1.1中所定义的燃料类型。

**基准年 $v$ ：**基准年 $v$ 指的是项目活动的项目设计文件提交审定当天之前最近的一年。此时能够获得用于(根据下文中基准线排放部分的指南)计算排放基准的样本群中的发电厂所需的数据。无论如何，*基准年 $v$* 的开始不能早于项目活动的项目设计文件提交审定之前2年以上。

### 3. 适用条件

该方法学适用于以下情况：

- 项目活动是建设和运行新建的并网化石燃料电厂，该电厂在使用同类化石燃料时使用比通常做法更有效的发电技术；
- 在项目发电厂中，应当使用一种化石燃料类别作为主要的燃料。除了该主要的化石燃料类别之外，可以使用少量的其他燃料类别用于引燃或者助燃<sup>1</sup>，但是它们不能超过基于能量计算的燃料年总耗量的3%；
- 项目活动不包括建设和运行热电联产发电厂；
- 新建设的发电厂的燃料消耗量和发电量数据是可得的；
- 识别出的基准线燃料类别为煤炭及煤炭制品。

本方法学仅适用于新建发电厂。对于通过采用高效的技术对现有设施进行改造的项目活动，鼓励项目参与方提交新的方法学。对于涉及现有发电厂中低碳化石燃料转换的项目活动来说，项目参与方应当使用经批准的方法学CM-004-V01“现有电厂从煤和/或燃油到天然气的燃料转换”。对于建设和运行使用低碳化石燃料的新建发电厂的项目活动来说，项目参与方可以使用其他经批准的方法学。

## 二、 基准线方法学

### 4. 项目边界

项目边界的空间范围包括项目现场的发电厂和用于计算基准线排放因子( $EF_{BL,CO_2,y}$ )的所有发电厂。

在项目排放的计算中，只考虑项目活动中化石燃料燃烧所产生的CO<sub>2</sub>排放。

在基准线排放的计算中，只考虑基准线中发电厂所使用的化石燃料燃烧所产生的CO<sub>2</sub>排放。

---

<sup>1</sup> 审定与核证机构应当核实引燃或者助燃燃料仅用于：电厂的引燃阶段，或者由于技术或者操作问题而导致的主要燃料供应中断的较短时期内。这是为了确保电厂在正常运行的过程中，燃烧或者共燃多种燃料类型不是常规做法。

在项目边界内所包括的或者从项目边界中被排除的温室气体的种类如下表1所示。

**表 1：在项目边界内所包括的或者从项目边界中被排除的温室气体排放源概述**

	排放源	温室气体种类	是否包括?	说明理由/解释
基准线	基准线中的发电量	CO <sub>2</sub>	是	主要排放源
		CH <sub>4</sub>	否	为了简化起见，予以排除，这是一种保守的做法。
		N <sub>2</sub> O	否	为了简化起见，予以排除，这是一种保守的做法。
项目活动	项目发电厂中的现场燃料燃烧	CO <sub>2</sub>	是	主要排放源
		CH <sub>4</sub>	否	为了简化起见，予以排除
		N <sub>2</sub> O	否	为了简化起见，予以排除

## 5. 基准线情景识别

项目参与方应当采用以下步骤来识别基准线情景：

### **步骤 1：识别合理的基准线情景**

可替代基准线情景的识别应当包括所有可能真实可靠的<sup>1</sup>可替代方案，这些方案提供与拟议的温室气体自愿减排项目活动（包括无温室气体自愿减排收益时的拟议项目活动）可比的输出或者服务，即在项目边界内作为项目活动的可替代方案，可以建设的所有发电厂的类型，正如在“项目边界”部分和下面“基准线排放”部分步骤2中描述的内容。

需要分析的可替代方案应当包括但不限于下述情景：

- 项目活动不作为温室气体自愿减排项目实施；
- 建设一个或者多个其他电厂取代拟议项目活动，包括：
  - 与项目活动使用同样的化石燃料类别进行发电，但是所使用的技术却有别于项目活动中所使用的；
  - 使用与项目活动不同的化石燃料类别进行发电；
  - 其他发电技术，比如可再生能源发电技术。
- 从所并的电网进口电，包括新建互联的可能性。

在确定这些情景的过程中，项目参与方应当考虑到技术要求，清楚地确定并且能够用文件证明每个替代方案中可以使用的燃料类别和类型。

这些替代方案不需要仅仅包括具有相同容量、负荷因子以及运行特性的电厂（即

几个小电厂或者一个较大的电厂的一部分也可能是项目活动的合理的替代方案），但是，它们应当提供类似的服务（例如提供峰值负荷或者基础负荷电力）。还应当注意识别出的基准线情景备选方案对于项目参与方可能是不可得的，但是对于在电网边界内的其他利益相关方（例如投资于电力增容的其他公司）来说，则是可得的。确保替代方案中包括所有近期已经采用或者正在采用或者正在计划中的所有相关发电厂技术(例如在官方电力开发计划中有记录的)。应当在项目设计文件中清晰描述每个基准线情景的替代方案，包括关于其技术信息，比如效率和技术寿命。

项目参与方应当排除不符合适用的法律法规要求的基准线情景。

如果要排除某种情景，则需要提供合适的解释和文件来证明排除这些情景的原因。

## **步骤 2：识别最具经济吸引力的基准线情景替代方案**

采用投资分析来识别最具经济吸引力的基准线情景替代方案。应当使用平准化发电成本 $\text{¥/kWh}$ 作为投资分析的财务指标。步骤1之后，计算剩下的所有可替代方案合适的财务指标。包括所有相关的成本（例如包括投资成本、燃料成本以及运行和维护成本）、收入（包括适用的补贴/财政鼓励<sup>2</sup>、政府开发援助等等），如果是公众投资，则没有市场成本和收益。

应当以透明的方式进行投资分析，并且应当在项目设计文件中提供所有相关的假设，以便让读者可以再现该分析并且能够得到同样的结果。应当清楚地说明关键的技术经济参数和假设（比如投资费用、燃料价格预计、寿命、发电厂的载荷因子、贴现率或者资本成本），以审定与核证机构可以审核的方式来证明和引用假设。在计算财务指标的过程中，可以针对特定项目的期待和假设（例如在计算中可以使用保险费反映特定的风险当量）在现金流类型中考虑替代方案的风险。如果项目活动和替代方案中用于投资分析的假设、输入数据和数据来源不同，应当阐明其不同之处。

提交审定的项目设计文件中清晰地比较所有替代情景的财务指标。具备最佳指标(即最低的平准化发电成本)的基准线情景替代方案可以作为最合理的基准线情景的备选方案。

应当对所有的可替代方案进行敏感性分析，以确认与财务吸引力相关的结论在关键假设(例如燃料价格和负荷系数)中是在合理的变化范围内的。投资分析在基准线情景选择上提供了一个有效论证，只要它能够始终如一地支持（在假设的合理范围内）预选的基准线方案很可能依然最具经济和/或者财务吸引力这一结论。

如果敏感性分析确认了这一结论，则选择最具经济吸引力的方案作为最可行的基

---

<sup>2</sup> 请注意关于国家和/或者行业政策和规范指南。

准线情景。如果敏感性分析不能完全确定，在最具财务或经济吸引力的方案中选择排放率最低的作为最可行的基准线情景。

如果被识别为基准线情景的发电厂的类型与已经采用或者正在采用或者正在计划中（例如在官方电力开发计划中有记录的）的发电厂技术不同，则项目参与方应当对这一观察到的明显的不同提供解释，并解释哪种技术应当作为合理的经济行为。

## 6. 额外性

应当利用最新版本的《额外性论证和评价工具》来评价拟议项目活动的额外性。确保按照上述程序确定最可能的基准线情景。如果在分步骤2b中使用了选项II（投资对比分析），则应当论证基准线替代方案对于项目参与方来说是可得的。

## 7. 项目排放

项目活动是在项目现场的机组中使用化石燃料燃烧进行发电。项目机组( $PE_y$ )发电量的 $CO_2$ 排放的计算如下：

$$PE_y = \left[ \sum_i FF_{i,y} \times NCV_{i,y} \right] \times EF_{FF,CO_2} \quad (1)$$

其中：

$PE_y$  = 在y年的项目排放( $tCO_2$ )

$FF_{i,y}$  = 项目机组在y年消耗的燃料类型i的量(质量或者体积单位每年)

$NCV_{i,y}$  = 燃料类型i在y年的净热值的加权平均值 (GJ每质量或者体积单位)

$i$  = 项目机组在y年使用的化石燃料类型

$EF_{FF,CO_2}$  = 在项目和基准线中使用的化石燃料类型的 $CO_2$ 排放因子( $tCO_2/GJ$ )

## 8. 基准线排放

基准线排放是通过项目机组使用主要化石燃料类别内的化石燃料类型所发的电量( $EG_{PJ,main\_FF,y}$ )<sup>3</sup>乘以基准线 $CO_2$ 排放因子( $EF_{BL,CO_2}$ )计算而得的。具体计算如下：

$$BE_y = EG_{PJ,main\_FF,y} \times EF_{BL,CO_2} \quad (2)$$

<sup>3</sup> 该方法学允许从更高效地使用化石燃料发电产生减排量，但是不计算使用低碳燃料产生的任何减排量。只要在项目和基准线中的  $CO_2$  排放因子和任何引燃/助燃的燃料量不同，那么减排量仅取决于主要化石燃料的发电量。

$$EG_{PJ,main\_FF,y} = EG_{PJ,y} \times \left[ \frac{\sum_p (FC_{p,y} \times NCV_{p,y})}{\sum_p (FC_{p,y} \times NCV_{p,y}) + \sum_q (FC_{q,y} \times NCV_{q,y})} \right] \quad (3)$$

其中：

$BE_y$  = 在y年的基准线排放 (tCO<sub>2</sub>)

$EG_{PJ,main\_FF,y}$  = 项目机组在y年使用主要的化石燃料类别中的化石燃料类型所产生的净发电量(MWh)

$EG_{PJ,y}$  = 项目机组在y年的总净发电量(MWh)

$EF_{BL,CO_2}$  = 基准线排放因子(tCO<sub>2</sub>/MWh)

$FC_{p,y}$  = 项目机组在y年所消耗的化石燃料类型p的量 (质量或者体积单位)

$NCV_{p,y}$  = 项目机组在y年所消耗的化石燃料类型p的净热值的平均值 (GJ/质量或者体积单位)

$FC_{q,y}$  = 项目机组在y年所消耗的化石燃料类型q的量 (质量或者体积单位)

$NCV_{q,y}$  = 项目机组在y年所消耗的化石燃料类型q的净热值的平均值 (GJ/质量或者体积单位)

$p$  = 项目机组使用的燃料类型，并且属于主要的化石燃料类别

$q$  = 项目机组使用的用于辅助和引燃的燃料类型

$EF_{BL,CO_2}$  取决于 (i)被识别为最可能的基准线情景的技术和燃料类型的排放因子；(ii) 基于与项目活动使用同种燃料类别，能效排在前15%的发电厂，以及根据以下步骤2所述，在地理边界内任何可得的技术而确定的基准排放因子。

因此，项目参与方应当使用下列两个选项中的最低值来计算 $EF_{BL,CO_2}$ 。

**选项 1：** 在上述“基准线情景识别”部分中识别为最可能的基准线情景的技术和燃料类型的排放因子，按照以下公式进行计算：

$$EF_{BL,CO_2} = 3.6 \times \frac{MIN(EF_{FF,BL,CO_2}; EF_{FF,CO_2})}{\eta_{BL}} \quad (4)$$

其中：

$EF_{BL,CO_2}$  = 基准线排放因子 (tCO<sub>2</sub>/MWh)

$EF_{FF,BL,CO_2}$  = 被确定为最可能的基准线情景的化石燃料类型的CO<sub>2</sub> 排放因子 (tCO<sub>2</sub>/GJ)

$EF_{FF,CO_2}$  = 项目和基准线中使用的化石燃料类型的CO<sub>2</sub>排放因子(tCO<sub>2</sub>/GJ)

$\eta_{BL}$  = 被确定为最可能的基准线情景的发电技术的能源效率

3.6 = 从GJ到MWh的单位转换因子

**选项 2:** 符合能效排在同类前15%的所有电厂j的平均排放强度，采用来自基准年v的数据进行如下计算：

$$EF_{BL,CO_2} = \frac{\sum_j FC_j \cdot NCV_j \cdot EF_{FF,CO_2}}{\sum_j EG_j} \quad (5)$$

其中：

$EF_{BL,CO_2}$  = 基准线排放因子(tCO<sub>2</sub>/MWh)

$FC_j$  = 电厂j在基准年v所消耗的燃料量 (质量或者体积单位)

$NCV_j$  = 电厂j在基准年v所消耗的燃料类型的平均净热值(GJ/质量或者体积单位)

$EF_{FF,CO_2}$  = 项目和基准线中所使用的化石燃料类型的CO<sub>2</sub>排放因子(tCO<sub>2</sub>/GJ)

$EG_j$  = 电厂j在基准年v所发以及提供给电网的净电量(MWh)

$j$  = 如下所述，在确定的地理边界内，与拟建项目具有类似规模和负荷，并使用同种燃料类别中的燃料类型的所有电厂中，效率排在前15%的电厂（不包括热电厂，但是包括已经注册为温室气体自愿减排项目活动的电厂）

根据以下步骤确定效率为前15%的电厂j：

### **步骤 1： 确定与项目活动类似的电厂**

类似电厂的样本群应当包括所有电厂（不包括热电联产<sup>4</sup>）：

- 与项目活动使用相同的化石燃料类别的电厂。应当包括使用少量非主要燃料的化石燃料类别中的其他燃料用于引燃或者助燃的电厂，但是这些其他燃料不应当超过样本电厂的基于能源计算的年燃料消耗量的3% ；
- 过去5年中已经建设的电厂，这5年中的最后一年应当为基准年v；

<sup>4</sup> 从样本群中被排除的热电厂通过燃料燃烧在特定的装置内应当既发热又发电，所产生的热应当被提供给终端用户，他们使用热能不适用于发电，而是用于其他目的（举例来说，工业用户，区域供暖等等）。因为用热来生产额外电量的发电厂与天然气联合循环发电厂的情况类似，因此，这样的电厂不应当被视为热电厂，所以应当被包括在样本群中。

- 与项目活动具有可比的装机规模，即项目装机规模为本项目的50%到150%之间；
- 与项目活动的负荷类型一致，即峰值负荷（即载荷因子每年少于3000小时）或者基准负荷（即载荷因子每年多于3000小时）；
- 在基准年v就已经投入运行的电厂（向电网供电）。

### 步骤 2：定义地理边界

类似电厂的地理边界的识别方式为：即样本群中电厂N的总数至少包括10个电厂。作为默认设置，使用与项目并网的电网<sup>5</sup>。如步骤1所述，如果该电网边界内类似电厂的数量少于10个，则地理边界应当扩大至国家。

### 步骤 3：识别样本群

识别样本群中包括的所有电厂n。根据以上步骤2，确定边界范围内与项目活动使用同种燃料以及任何可得技术的经确定的电厂总数N。

样本群也应当包括地理边界内所有符合以上步骤1中标准的已经作为温室气体自愿减排项目活动注册的所有电厂。

### 步骤 4：确定机组效率

应当采用最近一年的可得数据，计算在上一步骤中识别的每个电厂n的运行效率。样本群中每个电厂n的运行效率按照以下公式计算：

$$\eta_{n,v} = 3.6 \times \frac{EG_{n,v}}{FC_{n,v} \times NCV_{n,v}} \quad (6)$$

其中：

$\eta_{n,v}$  = 电厂n在基准年v的运行效率

$EG_{n,v}$  = 电厂n在基准年v所产生的和提供给电网的净电量(MWh)

$FC_{n,v}$  = 电厂n在基准年v所消耗的燃料量(质量或者体积单位)

$NCV_{n,v}$  = 电厂n在基准年v所消耗的燃料类型的平均净热值(GJ/质量或者体积单位)

3.6 = 从GJ到MWh的单位转换因子

V = 基准年 v

N = 在特定地理边界内与项目活动有类似规模、在类似的负荷下运行、

<sup>5</sup> 电网边界的定义需根据最新批准版本的 CDM 方法学《电力系统排放因子的计算工具》。



使用同种燃料类别中燃料类型的所有电厂

### 步骤 5：识别效率排前15%的电厂

将包括N个电厂的样本群的运行效率从高到低排序。用运行效率将电厂从第1到第j排列。J（是电厂j的总数）是通过N（在步骤3中识别的电厂n的总数）与15%相乘计算而得的，如果有小数，需要向下取整数<sup>6</sup>。如果识别的所有电厂j（效率排在前面的电厂）的发电量小于所有电厂n（整个样本群）的总发电量的15%，则效率排在前面的电厂j的数量应当扩大，直到样本群至少代表所有电厂n的总发电量的15%。

所有的步骤都应当以透明的方式进行记录，包括在步骤3和5中识别的电厂清单，以及所有识别的电厂的燃料消耗量和发电量的相关数据。

## 9. 泄露排放

不需要考虑泄露排放。

## 10. 减排量

项目参与方应当使用下列公式来计算减排量：

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (7)$$

其中：

$ER_y$  = 在y年的减排量(tCO<sub>2</sub>)

$BE_y$  = 在y年的基准线排放量(tCO<sub>2</sub>)

$PE_y$  = 在y年的项目排放量 (tCO<sub>2</sub>)

## 11. 不需监测的数据和参数

数据/参数	EF <sub>FF,BL,CO2</sub>
数据单位:	tCO <sub>2</sub> /GJ
数据描述:	被识别为最可能的基准线情景的化石燃料类型的CO <sub>2</sub> 排放因子
数据来源:	根据2006年IPCC关于国家温室气体清单指南的第2卷（能源）第1章中的表1.4，处于95%的置信区间的不确定性的下限的每

<sup>6</sup>这样做是保守的，因为限制了排在前 15%的电厂的数量，本来就会排除低效率的电厂。

	种燃料类型的IPCC默认值
测量程序（如果有的话）：	-
评价意见：	-

数据/参数	$\eta_{BL}$
数据单位：	-
数据描述：	被识别为最可能的基准线情景的发电技术的能源效率
数据来源：	该参数是作为基准线情景选择程序的一部分而确定的
测量程序（如果有的话）：	-
评价意见：	作为一种保守的方法，效率应当是最佳负荷时的效率，例如根据制造商所提供的效率

数据/参数	$FC_{j,x}$ 和 $FC_{n,v}$
数据单位：	质量或者体积单位
数据描述：	<p>发电厂j或者n在基准年所消耗的燃料量，其中：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• j是在确定的地理边界内，与拟建项目具有类似规模和负荷，并使用同种燃料类别中的燃料类型，以及采用地理边界内任何可得技术的所有电厂中，效率排在前15%的电厂，正如步骤2中“基准线排放”部分的描述；</li> <li>• n是在确定的地理边界内，与拟建项目具有类似规模和负荷，并使用同种燃料类别中的燃料类型，以及采用地理边界内任何可得技术的所有电厂（包括已经注册为温室气体</li> </ul>

	自愿减排项目活动的电厂），正如步骤2中“基准线排放”部分的描述；
<b>数据来源：</b>	测量每个发电厂j或者n的燃料消耗量，例如中央/地区管理机构统计中所提供的
<b>测量程序（如果有的话）：</b>	-
<b>评价意见：</b>	审定与核证机构应当核实消耗的燃料数据是基于每个发电厂实际消耗的燃料量的第一手的测量值，而不是基于二手的计算或者估算

<b>数据/参数</b>	NCV <sub>j</sub> 和 NCV <sub>n,v</sub>
<b>数据单位：</b>	GJ/质量或者体积单位
<b>数据描述：</b>	<p>发电厂j或者n在基准年所消耗的燃料类型的平均净热值，其中：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• j是在确定的地理边界内，与拟建项目具有类似规模和负荷，并使用同种燃料类别中的燃料类型，以及采用地理边界内任何可得技术的所有电厂中，效率排在前15%的电厂，正如步骤2中“基准线排放”部分的描述；</li> <li>• n是在确定的地理边界内，与拟建项目具有类似规模和负荷，并使用同种燃料类别中的燃料类型，以及采用地理边界内任何可得技术的所有电厂（包括已经注册为温室气体自愿减排项目活动的电厂），正如步骤2中“基准线排放”部分的描述；</li> </ul>
<b>数据来源：</b>	如果可得，请使用发电厂自身的数据（例如如果发电厂的燃料消耗是以能源为基础而提供的，则就可以参考国家能源平衡）。否则，需要使用证据充分并且可靠的区域或者国家平均值。如果这些数据都不可得，可以使用IPCC默认值
<b>测量程序（如果有的话）：</b>	-

评价意见:	-
-------	---

数据/参数	$E_{FF,CO_2}$
数据单位:	tCO <sub>2</sub> /GJ
数据描述:	在项目活动和基准线中使用的化石燃料类型的CO <sub>2</sub> 排放因子 (tCO <sub>2</sub> /GJ)
数据来源:	根据2006年IPCC关于国家温室气体清单指南的第2卷（能源）第1章中的表1.4，处于95%的置信区间的 uncertainty 下限项目机组中所使用的每种燃料的IPCC默认值。根据技术供应商的设计，如果在项目活动中可能使用多种燃料类型，则使用IPCC uncertainty 下限的默认值最低的燃料类型
测量程序（如果有的话）:	-
评价意见:	-

数据/参数	$EG_j$ 和 $EG_{n,v}$
数据单位:	MWh
数据描述:	<p>由发电厂j或者n在基准年v所产生的净发电量以及上网电量，其中</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• j是在确定的地理边界内，与拟建项目具有类似规模和负荷，并使用同种燃料类别中的燃料类型，以及采用地理边界内任何可得技术的所有电厂中，效率排在前15%的电厂，正如步骤2中“基准线排放”部分的描述；</li> <li>• n是在确定的地理边界内，与拟建项目具有类似规模和负荷，并使用同种燃料类别中的燃料类型，以及采用地理边界内任何可得技术的所有电厂（包括已经注册为温室气体自愿减排项目活动的电厂），正如步骤2中“基准线排放”</li> </ul>

	部分的描述；
数据来源：	发电量统计，例如来自中央/地区的管理机构
测量程序（如果有的话）：	-
评价意见：	-

### 三、 监测方法学

#### 12. 一般监测规则

应当对监测计划中需要收集的所有数据进行电子存档并且至少保存至最后一个计入期结束之后两年的时间。否则，如果没有在下表中说明，应当对所有数据进行百分之百的监测。所有的测量都需要根据相关的行业标准，使用经过校准的测量设备。

#### 13. 监测的数据和参数

数据/参数：	$EG_{P,y}$
数据单位：	MWh
数据描述：	项目机组在y年所产生的总净发电量以及总净上网电量
数据来源：	由项目参与方进行测量
测量程序（如果有的话）	电表
监测频率：	连续监测
QA/QC程序：	应当用销售发票对所测量的净发电量进行交叉校验
评价意见：	确保 $EG_{P,y}$ 是净发电量（项目活动的总发电量减去发电厂所有自用的电量消耗）

数据/参数：	$FC_{p,y}$
数据单位：	质量或者体积单位每年（例如ton/yr 或者 $m^3/yr$ ）
数据描述：	项目机组在y年所消耗的化石燃料类型p的量
数据来源：	现场测量
测量程序（如果有的话）	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 可以使用质量或者容量计。如果燃料来自小型日用罐，则可以用标尺确定所消耗的燃料的质量或者体积，需要满足下列条件：标尺计量器必须是日用罐的一部分，至少每年校验一次，并且具备记录测量值的控制手册（以每天或者每班为基础）；</li> <li>• 对标尺计量器的配件，比如传感器、声纳和压电设备等</li> </ul>

	进行了适当的校验及合理的维护，则这些配件也是可以接受的； <ul style="list-style-type: none"> <li>如果日用罐配有对重油的预热设备，则就应当在系统处于标准的运行状况时进行校验。</li> </ul>
<b>监测频率：</b>	连续监测
<b>QA/QC程序：</b>	应当用基于采购量和库存变化的年度能量平衡对所测量的燃料消耗量的连续性进行交叉校验。对于温室气体自愿减排项目来说，如果可以明确地识别燃料采购发票，则也应当用可得的财务报告中的采购发票对测量的燃料消耗量进行交叉校验
<b>评价意见：</b>	化石燃料类型p是用于项目机组中，并且属于主要化石燃料类别的化石燃料类型

<b>数据/参数：</b>	$FC_{q,y}$
<b>数据单位：</b>	质量或者体积单位每年 (例如, ton/yr 或者 $m^3/yr$ )
<b>数据描述：</b>	项目机组在y年所消耗的化石燃料类型q的量
<b>数据来源：</b>	现场测量
<b>测量程序 (如果有的话)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可以使用质量或者容量计。如果燃料来自小型日用罐，则可以用标尺确定所消耗的燃料的质量或者体积，需要满足下列条件：标尺计量器必须是日用罐的一部分，至少每年校验一次，并且具备记录测量值的控制手册（以每天或者每班为基础）；</li> <li>对标尺计量器的配件，比如传感器、声纳和压电设备等进行了适当的校验及合理的维护，则这些配件也是可以接受的；</li> <li>如果日用罐配有对重油的预热设备，则就应当在系统处于标准的运行状况时进行校验。</li> </ul>
<b>监测频率：</b>	连续监测
<b>QA/QC程序：</b>	应当用基于采购量和库存变化的年度能量平衡对所测量的燃料消耗量的连续性进行交叉校验。对于温室气体自愿减排项目来说，如果可以明确地识别燃料采购发票，则也应当用可得的财务报告中的采购发票对测量的燃料消耗量进行交叉校验
<b>评价意见：</b>	化石燃料类型q是用于项目活动中，并且属于其他化石燃料类别而不是主要化石燃料类别的化石燃料类型(即助燃和引燃燃料)

<b>数据/参数：</b>	$FF_{i,y}$
<b>数据单位：</b>	质量或者体积单位每年 (例如ton/yr 或者 $m^3/yr$ )
<b>数据描述：</b>	项目机组在y年所消耗的燃料类型i的量
<b>数据来源：</b>	现场测量
<b>测量程序 (如果有的话)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>可以使用质量或者容量计。如果燃料来自小型日用罐，则可以用标尺确定所消耗的燃料的质量或者体积，需要满足</li> </ul>

	<p>下列条件：标尺计量器必须是日用罐的一部分，至少每年校验一次，并且具备记录测量值的控制手册（以每天或者每班为基础）；</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>对标尺计量器的配件，比如传感器、声纳和压电设备等进行了适当的校验及合理的维护，则这些配件也是可以接受的；</li> <li>如果日用罐配有对重油的预热设备，则就应当在系统处于标准的运行状况时进行校验。</li> </ul>
<b>监测频率：</b>	连续监测
<b>QA/QC程序：</b>	应当用基于采购量和库存变化的年度能量平衡对所测量的燃料消耗量的连续性进行交叉校验。对于温室气体自愿减排项目来说，如果可以明确地识别燃料采购发票，则也应当用可得的财务报告中的采购发票对测量的燃料消耗量进行交叉校验
<b>评价意见：</b>	-

<b>数据/参数：</b>	NCV <sub>i,y</sub>	
<b>数据单位：</b>	GJ每质量或者体积单位（例如GJ/ton或者GJ/m <sup>3</sup> ）	
<b>数据描述：</b>	燃料类型i在y年的加权平均净热值	
<b>数据来源：</b>	如果相关条件适用的话，可以使用下列数据来源：	
	<b>数据来源</b>	<b>使用该数据来源的条件</b>
	(a) 燃料供应商在发票上提供的数值	如果(选项A)没有提供燃料的碳比例，则(a)是首选的数据来源
	(b) 项目参与方的测量值	如果(a)不可得
	(c) 地区或者国家默认值	如果(a)不可得
	(d) 正如2006年IPCC国家温室气体清单指南的第2卷(能源)第1章中的表1.2所提供的，处在95%置信区间的不确定性的下限的IPCC默认值	如果(a)不可得
<b>测量程序(如果有的话)</b>	对于(a)和(b)来说：应当根据国家或者国际燃料标准进行测量	
<b>监测频率：</b>	<p>对于(a)和(b)来说：获得每个燃料供应批次的净热值，从而计算年度加权平均值</p> <p>对于(c)来说：每年复审数值的合适性</p> <p>对于(d)来说：应当根据IPCC指南的修订进行修改</p>	

<b>QA/QC程序:</b>	根据2006年IPCC的指南第2卷中的表1.2, 核实 (a), (b)和(c)中的数值是否在IPCC默认值的不确定性范围内。如果这些数值低于这个范围, 则需要从测试实验室收集更多的信息证明结果或者进行额外的测量。在(a), (b)和(c)中的实验室应当具备ISO17025认证或者证明他们符合类似的质量标准, 或国家标准: CNAS-CL01《检测和校准实验室能力认可准则》。
<b>评价意见:</b>	-

<b>数据/参数:</b>	NCV <sub>p,y</sub>	
<b>数据单位:</b>	GJ每质量或者体积单位 (例如GJ/ton或者GJ/m <sup>3</sup> )	
<b>数据描述:</b>	项目活动在y年所消耗的燃料类型p的平均净热值	
<b>数据来源:</b>	如果相关条件适用的话, 可以使用下列数据来源:	
	<b>数据来源</b>	<b>可以使用该数据来源的条件</b>
	(e) 燃料供应商在发票上提供的数值	如果(选项A)没有提供燃料的碳比例, 则 (a) 是首选的数据来源
	(f) 项目参与方的测量值	如果 (a) 不可得
	(g) 地区或者国家默认值	如果 (a) 不可得  这些数据来源仅仅用于液态燃料并且应当基于证据充分和可靠的来源 (比如国家能量平衡)
	(h) 正如2006年IPCC国家温室气体清单指南的第2卷(能源) 第1章中的表1.2所提供的, 处在95%置信区间的下限的IPCC默认值	如果 (a) 不可得
<b>测量程序 (如果有的话)</b>	对于 a) 和 b)来说: 应当根据国家或者国际燃料标准进行测量	
<b>监测频率:</b>	对于(a)和(b)来说: 计算每种燃料的供应量, 需要获得净热值, 从燃料的供应量可以计算出加权年平均值 对于(c)来说: 每年复审数值的合适性 对于(d)来说: 应当考虑IPCC指南的任何进一步修订	
<b>QA/QC程序:</b>	根据2006年IPCC的指南第2卷中的表1.2, 核实 (a), (b)和(c)中的数值是否在IPCC默认值的不确定性范围内。如果这些数值在这个范围之内, 则需要从测试实验室收集更多的信息证明结果或者进行额外的测量。在(a), (b)和(c)中的实验室应当具备ISO17025认证或者证明他们可以遵守类似的质量标准, 或国家标准: CNAS-CL01《检测和校准实验室能力认可准则》。	



评价意见:	化石燃料类型p是用于项目活动中，并且属于主要化石燃料类别的化石燃料类型
-------	-------------------------------------

数据/参数:	NCV <sub>q,y</sub>	
数据单位:	GJ每质量或者体积单位 (例如, GJ/ton或者GJ/m <sup>3</sup> )	
数据描述:	项目活动在y年所消耗的燃料类型q的平均净热值	
数据来源:	如果相关条件适用的话, 可以使用下列数据来源:	
	<b>数据来源</b>	<b>可以使用该数据来源的条件</b>
	(i) 燃料供应商在发票上提供的数值	如果(选项A)没有提供燃料的碳分数, 则这是首选的数据来源
	(j) 项目参与方的测量值	如果 (a) 不可得
	(k) 地区或者国家默认值	如果a) 不可得  这些数据来源仅仅用于液态燃料并且应当基于证据充分和可靠的来源 (比如国家能量平衡)
	(l) 正如2006年IPCC国家温室气体清单指南的第2卷(能源) 第1章中的表1.2所提供的, 处在95%置信区间的下不确定性的下限处的IPCC默认值	如果 a) 不可得
测量程序 (如果有的话)	对于 a) 和 b)来说: 应当根据国家或者国际燃料标准进行测量	
监测频率:	对于(a)和(b)来说: 计算每种燃料的供应量, 需要获得净热值, 从燃料的供应量可以计算出加权年平均值 对于(c)来说: 每年复审数值的合适性 对于(d)来说: 应当考虑IPCC指南的任何进一步修订	
QA/QC程序:	根据2006年IPCC的指南第2卷中的表1.2, 核实 (a), (b)和(c)中的数值是否在IPCC默认值的不确定性范围内。如果这些数值在这个范围之内, 则需要从测试实验室收集更多的信息证明结果或者进行额外的测量。在(a), (b)和(c)中的实验室应当具备ISO17025认证或者证明他们可以遵守类似的质量标准, 或国家标准: CNAS-CL01《检测和校准实验室能力认可准则》。	
评价意见:	化石燃料类型q是用于项目活动中, 并且属于其他化石燃料类别而不是主要化石燃料类别的化石燃料类型(即助燃和引燃燃料)	

