

热力发电厂 环境、健康与安全指南

前言

《环境、健康与安全指南》（简称《EHS指南》）是技术参考文件，包含国际上一般实行的最佳做法以及具体行业的最佳做法（简称GIIP）¹。如果一个项目有世界银行集团的一个或多个成员国参与，则按照成员国政策和标准的要求，适用《EHS指南》。行业性EHS指南应与《通用EHS指南》共同使用，后者提供的指南针对所有行业都可能存在的EHS问题。如果遇到复杂的项目，可能需要使用针对多个行业的指南。在以下网站可以找到针对各行业的指南：

www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/EnvironmentalGuidelines

《EHS指南》所规定的指标和措施是通常认为在新设施中采用成本合理的现有技术就能实现的指标和措施。在对现有设施应用《EHS指南》时，可能需要按照环境评估和/或环境审计（视具体情况而定）制定具体针对该场所的指标，并需规定适当的达标时间表。在应用《EHS指南》时，应根据每个项目确定的危险和风险灵活处理，其依据应当是环境评估的结果，并应考虑到该场所的具体变量（例如东道国具体情况、环境的吸收能力）以及项目的其他因素。具体技术建议是否适用应根据有资格和经验的人员提出的专业意见来决定。如果东道国的规则不同于《EHS指南》所规定的指标和措

施，我们要求项目要达到两者中要求较高的指标和措施。如果根据项目的具体情况认为适于采用要求较低的指标和措施，则在针对该场所进行的环境评估中需要对提出的替代方案作出详尽的论证。该论证应表明修改后的指标能够保护人类健康和环境。

适用性

本文件所包含的信息涉及用于提供电能或机械能、蒸汽、热或其混合物的燃烧过程，所使用的燃料包括气体、液体和固体化石燃料及生物量（包括各种类型的燃料，但不包括固体废弃物燃料；该燃料的相关信息包含于另外的废弃物管理设施指南），额定热输入总量超过50兆瓦热输入量（MWth）（根据高热值HHV计算²）。本文件适用于新设施和原有设施中的锅炉、往复内燃机和燃气轮机。附件A详细描述了本部门的行业活动，附件B则包含关于热力发电项目的环境评估指南。关于热输入总量低于50 MWth的设施，其排放指南见《通用EHS指南》第1.1章。根据项目及其相关活动（即燃料的获取与电能产生后的疏散）的性质，读者还应查阅《采矿业EHS指南》和《电力输配业EHS指南》。

世界银行集团的一个或更多成员关于对此部门进行投资的决定是根据世界银行集团有关气候变化的战略作出的。

¹ 定义是：熟练而有经验的专业人员在全球相似情况下进行同类活动时，按常理可预期其采用的专业技能、努力程度、谨慎程度、预见性。熟练而有经验的专业人员在评估项目可采用的污染防控技术时可能遇到的情况包括（但不限于）：不同程度的环境退化、不同程度的环境吸收能力、不同程度的财务和技术可行性。

本文件包含下列章节：

- 第 1.0 章 — 具体行业的影响与管理
- 第 2.0 章 — 指标与监督
- 第 3.0 章 — 参考文献和其他资料来源
- 附件 A — 行业活动的一般说明
- 附件 B – 热力发电项目环境评估指南。

1.0 具体行业的影响与管理

这一章概述热力发电厂在操作阶段最严重的 EHS 问题，并提出如何对其进行管理的建议。

正如《通用 EHS 指南》的前言所指出的那样，为了对工业发展中（包括发电厂）的 EHS 问题进行管理，一般都应在项目周期中尽早审查潜在影响，包括在场地选择和工程设计流程中纳入 EHS 因素，以便有尽可能多的可选方式来预防和控制潜在的不利影响。

关于如何管理大多数大型工业设施和基础设施建造阶段和报废阶段各种常见 EHS 问题的建议包含于《通用 EHS 指南》。

1.1 环境

热力发电项目的主要环境问题包括：

- 大气排放物
- 能效和温室气体排放
- 水消耗量和水生动植物住区的改变
- 废水
- 固体废弃物
- 有害物质和油
- 噪音

大气排放物

燃烧化石燃料或生物量的主要排放物是二氧化硫

（SO₂）、氮氧化物（NO_x）、细微颗粒物（PM）、一氧化碳（CO）和温室气体，例如二氧化碳

（CO₂）。根据燃料种类和质量的不同（主要是废弃物燃料或固体燃料），还可能排放少量的其他物质，例如重金属（即汞、砷、镉、钒、镍等）、卤化物（包括氟化氢）、未充分燃烧的碳氢化合物、其他挥发性有机化合物（VOC），但由于其毒性大和/或持续时间长，可能对环境造成重大影响。二氧化硫和氧化氮还可能造成长期性的、跨国界的酸沉降。

大气排放物的数量和性质取决于各种因素，例如燃料（例如：煤炭、燃油、天然气或生物量）、燃机的种类和设计（例如：往复式内燃机、燃气轮机、锅炉）、操作方法、排放控制措施（例如：主要燃烧控制、次要烟道气体处理）以及整个系统的效率。例如，天然气火力发电厂一般产生可忽略不计的细微颗粒物和氧化硫，所排放的氧化氮数量大约为使用煤炭的发电厂的 60%。天然气火力发电厂所排放的二氧化碳（一种温室气体）数量也比较少。

某些措施可以减少多种大气污染物（包括二氧化碳）的平均每单位发电量排放量，例如选择燃料和采取措施提高能源转换效率。能否提高发电过程的能源使用效率取决于各种因素，包括燃料的性质和质量、燃机的种类、燃气轮机的操作温度、蒸汽轮机的操作压力和温度、当地气候条件、所使用的冷却系统类型等等。建议采用下列措施防止、减少和控制大气排放物：

- 采用在经济上可行的最清洁燃料（天然气比石油清洁，石油比煤清洁），前提是这种做法符合建厂所

² 适用于多机组发电厂的总量。

在国家或地区的总体能源和环境政策。对于大多数大型发电厂，燃料的选择往往是国家能源政策的一部分；此外，对于相互关联的燃料、燃烧技术和污染控制技术，应当在项目的上游给予十分认真的评估，从而尽可能提高项目的环境绩效；

- 如果采用燃煤技术，应当优先采用含热量高、灰渣量少、含硫量少的煤炭；
- 考虑采用选矿技术，减少灰渣量，尤其是针对含灰量高的煤炭；³
- 根据所选择的燃料选用最合适的发电技术，兼顾环境效益和经济效益。选择何种技术以及污染控制系统取决于对具体地点进行的环境评估（一些例子包括：采用能效较高的系统，例如针对天然气和燃油机组采用组合循环涡轮系统；针对燃煤机组采用超临界、超超临界或整体煤炭气化联合循环发电技术（IGCC））；
- 根据国际行业先进标准（GIIP）设计烟囱高度，防止过多的地面存积，减少影响，包括酸沉积；⁴
- 考虑采用热电联产（CHP，也称热电联供）设施。通过利用一般废弃的热，热电联产设施能够达到70%至90%的热效能，而常规热力发电厂只能达到32%至45%。
- 如《通用EHS指南》所述，一个项目的排放物不应超过相关环境大气质量标准允许度的25%，这样

就可为将来在相同的空气流域进行更多可持续性发展留出余地。⁵

以下针对具体污染物提出控制建议措施。

二氧化硫

控制氧化硫的可选方式有很大差异，因为不同燃料的含硫量也有很大的不同，另外各种控制方式的成本也有很大的不同（见表1的说明）。选择何种技术取决于对不同燃料的环境绩效所作的成本效益分析、控制措施的成本，还取决于硫控制的副产品是否有可出售的市场⁶。预防、减少和控制二氧化硫排放的建议措施包括：

- 采用含硫量较低、经济上可行的燃料；
- 在燃煤沸腾燃烧锅炉中采用石灰（CaO）或石灰石（CaCO₃），进行整体脱硫；这种方法可通过沸腾燃烧实现高达80-90%的脱硫效率^{7、8}；
- 根据发电厂的规模、燃料的质量、大量排放二氧化硫的可能性，对燃煤或燃油的大型锅炉以及大型往复内燃机采用烟气脱硫技术（FGD）。采用何种类型的烟气脱硫系统最佳（例如：使用石灰石的湿式烟气脱硫系统的脱硫效率可达85%至98%；使用石灰的干式烟气脱硫系统的脱硫效率可达70%至94%；海水烟气脱硫系统的脱硫效率可高达90%）取决于发电厂的容量、燃料的性质、发电厂所在地的状况、反应物的成本及供应情况，还取决于副产

³ 如果灰渣中无机包含的硫，这种措施可以减少含硫量。

⁴ 关于如何计算烟囱高度的具体说明，参见《通用EHS指南》附件1.1.3。不能因增加烟囱高度而允许产生更多排放物。但是，如果计划的排放量对周围空气质量有重大影响，无法达到有关的周围空气质量标准，则可在环境评估中考虑增加烟囱高度和/或采取其他方式进一步减少排放量。GIIP烟囱高度的典型例子是：大型煤炭火力发电厂的烟囱高度最高达200米左右；HFO柴油机发电厂的烟囱高度最高达80米左右；天然气组合循环气轮机发电厂的烟囱高度最高达到100米。最后决定的烟囱高度取决于周围地区的地形、附近的建筑物、气候条件、预计的影响增量、现有和未来接收地区的位置。

⁵ 例如，适用于非退化空气流域的美国环境规划署《严重恶化因素防止规则》规定如下：SO₂（第二高的24小时：91 µg/m³；年度平均：20 µg/m³）；NO₂（年度平均：20 µg/m³）；PM₁₀（第二高的24小时：30 µg/m³；年度平均：17 µg/m³）。

⁶ 在这些情况下可以考虑采用烟气脱硫方法（FGD）（湿式或半干式）。

⁷ EC（2006）。

⁸ FBC技术的SO₂清除效率取决于燃料的含硫量和石灰含量、吸附剂的数量、比率、质量。

品的弃置与利用情况。⁹

烟气脱硫系统的类型	特性	发电厂建设成本增加幅度
湿式烟气脱硫	<ul style="list-style-type: none"> 对烟气进行水饱和 用石灰石 (CaCO₃) 作为反应物 脱硫效率可高达98% 使用的电力占发电量的1-1.5% 使用范围最广 应考虑与石灰石来源和石灰石反应这是的距离 耗水量大 需要处理废水 产生的石膏是可销售的副产品, 也可能作为废弃物 	11-14%
半干式烟气脱硫	<ul style="list-style-type: none"> 也成为“干燥净化”——在可控潮湿处理条件下进行 用石灰 (CaO) 作为反应物 脱硫效率可高达94% 还可消除三氧化硫, 脱硫效率高于湿式烟气脱硫系统 使用的电力占发电量的0.5-1.0%, 少于湿式烟气脱硫 石灰的成本高于石灰石 不产生废水 废弃物——粉煤灰、未反应添加物、CaSO₃的混合物 	9-12%
海水烟气脱硫	<ul style="list-style-type: none"> 脱硫效率可高达90% 对含硫量高 (含硫量>1%) 的煤炭不实用 对海洋环境的影响需要认真研究 (例如: pH值降低; 向海洋注入残留的重金属; 粉煤灰; 温度; 硫铵; 溶解氧; 化学需氧量) 使用的电力占发电量的0.8-1.6% 流程简单, 没有废水和固体废弃物 	7-10%

资料来源: EC (2006) and World Bank Group.

⁹ 采用湿式除尘器外加灰尘控制设备 (例如ESP或织物过滤器) 的优点是还能减少HCl、HF、重金属的排放量以及ESP或织物过滤器处理后残存的灰尘。由于成本较高, 湿式除尘工艺一般不用于发电量少于100 MWth的发电厂 (EC 2006)。

氮氧化物

可以通过改变燃烧流程的操作参数和涉及参数来控制碳氧化物 (NO_x) 的形成 (主要措施)。在某些情况下, 根据维护周围空气质量的目標, 可能还需要对来自烟气 NO_x 进行进一步处理 (次要措施; 见表 2)。预防、减少和控制 NO_x 的建议措施包括:

- 采用低NO_x燃机以及其他燃烧方面的改进措施, 例如锅炉装置采用低过量空气 (LEA) 燃烧方式。为了达到排放物限制规定, 锅炉可能需要安装其他 NO_x控制装置; 燃煤、燃油、天然气锅炉可以采用选择性催化还原 (SCR) 系统, 循环流化床锅炉可以采用选择性非催化还原 (SNCR) 系统;
- 燃烧天然气的燃气轮机采用干式低NO_x燃烧装置;
- 燃烧液态燃料的燃气轮机和往复式内燃机采用喷水装置或SCR装置;¹⁰
- 对现有燃烧天然气的往复式内燃机进行操作参数优化, 减少NO_x的排放量;
- 新天然气燃机采用稀燃方法或SCR装置。

类型	特性	发电厂建设成本增加幅度
SCR	<ul style="list-style-type: none"> NO_x排放减少率: 80 – 95% 使用的电力占发电量的0.5% 用氨水或尿素作为反应物 NH₃/NO_x比率上升时造成氨逃逸率上升, 可能带来问题 (例如粉煤灰中氨含量过高)。为了避免这个问题, 可能需要增加催化剂数量 / 增进烟气中NH₃和NO_x的混合。 催化剂可能含有重金属。对用过的催化剂需要适当搬运和处理。 以往催化剂的寿命为6-10年 (燃 	4-9% (燃煤锅炉) 1-2% (天然气组合循环涡轮发电机) 20-30% (往复式内燃机)

¹⁰ 喷水法对于工业燃气轮机可能并不总是实用。即使有水的来源, 但水处理设施以及喷水装置的操作和维修成本都可能很高, 而且可能使小型燃气轮机的操作复杂化。

	煤)、8-12年(燃油)、超过10年(天然气)。	
SNCR	<ul style="list-style-type: none"> • NO_x排放减少率: 30 – 50% • 使用的电力占发电量的0.1-0.3% • 用氨水或尿素作为反应物 • 不能用于天然气轮机和天然气燃机。 • 无催化剂操作。 	1-2%
资料来源: EC (2006), World Bank Group		

颗粒物

燃烧过程(尤其是以重燃料油、煤炭和固体生物量作为燃料的燃烧过程)会排放颗粒物¹¹。经证明有效的发电厂颗粒物消除技术包括织物过滤器和静电沉淀器

(ESP)(见表3所示)。采用织物过滤器还是静电沉淀器取决于燃料的特性、烟气脱硫系统的类型(如果用于控制SO₂)以及周围空气质量目标。颗粒物的其他排放来源包括煤炭和添加物(例如石灰)的运输和储存过程。预防、减少和控制颗粒物的建议措施包括:

- 在燃煤发电厂安装除尘效率达到99%以上的灰尘控制装置,例如静电沉淀器和织物过滤器(袋式过滤器)。先进的颗粒物控制方法是采用湿式静电沉淀器,可进一步提高除尘效率,同时收集静电沉淀器和织物过滤器无法有效收集的可凝物质(例如硫酸雾);¹²
- 储运燃料时采用能降低燃料下降高度的装卸设备,减少飞尘,并安装旋风吸尘器;
- 在干燥环境的固体燃料存放区域采用喷水系统,减少飞尘的形成;

¹¹ 包括所有体积的颗粒(例如TSP、PM₁₀、PM_{2.5})

¹² 烟道气调节系统(FGC)是处理气体导电能力低和ESP收集性能下降问题的推荐方式(这种问题出现在用ESP收集含硫量很低的燃料的灰尘)。有一种型号的FGC是让三氧化硫(SO₃)气体进入ESP的烟道气调节上游,显著提高烟道气的导电性,从而极大提高ESP的除尘效率。通常这种方法没有增加SO_x排放量的危险,因为SO₃的反应性和灰尘附着性很高。

- 采用封闭式输送机,在输送带转接点采用设计合理的吸尘和滤尘设备,防止排放灰尘;
- 如果固体燃料的微小飞尘可能含有钒、镍和多环芳烃(PAH)(例如煤炭和石油焦),必要时可采用全封闭运输方式以及覆盖燃料堆;
- 设计和操作能减少现场产生和携带灰尘的运送系统;
- 将石灰和石灰石存放在筒仓中,并配备设计合理的吸尘和滤尘设备;
- 必要时在露天存放煤炭处采用挡风墙,以及采用封闭储存设施,减少飞尘排放;在封闭存放处采用特种通风系统,防止粉尘爆炸(例如在煤炭运输转接点采用旋风分离器)。

关于来源点排放预防和控制技术的更多说明材料,请参阅《通用EHS指南》的附件1.1.2。

表3 – 除尘系统的性能/特性

类型	性能/特性
静电沉淀器	<ul style="list-style-type: none"> • 清除效率>96.5% (<1 μm), >99.95% (>10 μm) • 使用的电力占发电量的0.1-1.8% • 可能对电阻率很高的颗粒物没有效果。对此类颗粒物,采用烟道气调节系统(FGC)可能提高静电沉淀器的性能。 • 能够处理大量的低压差气体
织物过滤器	<ul style="list-style-type: none"> • 清除效率>99.6% (<1 μm), >99.95% (>10 μm)。能比静电沉淀器清除更小的颗粒物 • 使用的电力最多占发电量的0.2-3% • 随着煤炭中含硫量的增加,过滤器的寿命会缩短 • 如果用于清除颗粒物的织物的密度上升,操作成本就会显著增加 • 如果灰的反应性很强,可能侵蚀织物,最终使其破损。
湿式除尘器	<ul style="list-style-type: none"> • 清除效率>98.5% (<1 μm), >99.9% (>10 μm) • 使用的电力最多占发电量的3% • 作为附加功能,还能清除和吸收气态重金属

- 有废水需要处理

资料来源：EC（2006）和世界银行集团。

其它污染物

根据燃料类型和质量的不同，可能还会产生其他在数量上对环境有影响的空气污染物，在评估对周围空气质量的潜在影响、制定和实施管理行动及环境控制措施时需要加以适当考虑。其它污染物的例子包括：煤炭中的水银、重燃料油中的钒、石油焦以及废机油等废弃物燃料中的其他重金属¹³。预防、减少和控制其他水银等空气污染物（尤其是来自热力发电厂的此类污染物）的建议措施包括：采用常规的次要控制措施（例如织物过滤器和静电沉淀器），同时采用烟气脱硫技术（例如石灰石烟气脱硫、干式石灰烟气脱硫、喷射吸附剂）¹⁴。采用高尘区选择性催化还原系统，同时采用粉末活性炭、溴强化粉末活性炭（PAC）和其他吸附物还能进一步清除水银等金属。鉴于热力发电厂排放的水银可能通过生物沉积而对本地和跨国界地区的生态环境和公共健康及安全造成巨大影响，因此在环境评估和工厂设计过程中应特别考虑如何减少之。¹⁵

排放抵消

在质量退化的空气流域的发电厂应达到表 6 所列的排放值，从而减少所带来的影响。达到这些排放值之后，如果根据当地监管标准判断（或者在当地没有监管标准

¹³ 在这种情况下，环境评估应分析水银、镍、钒、镉、铅等重金属对周围空气质量的潜在影响。

¹⁴ 如果采用织物过滤器或静电沉淀器，同时采用FGD技术，则平均清除率可到75%；如果另外使用SCR，则可达90%（EC，2006）。

¹⁵ 虽然主要工业化国家均未对热力发电厂排放的水银正式设定监管限制，但截至2008年美国 and 欧盟已经在审议此类限制规定。本《EHS指南》未来的修改版将反映有关防止和控制水银排放的国际规则的变化。

的情况下，根据包括世界卫生组织指南在内的国际公认标准或指南判断）项目仍然对周围空气造成过大影响，则项目应针对该地探索和实施抵消措施，从而保证不增加造成该空气流域退化的污染物（例如颗粒物、二氧化硫、二氧化碳）的总排放量。抵消规定应当在发电厂全面发电之前实施。适当的抵消措施包括用下列方式减少颗粒物、二氧化硫或二氧化碳（根据具体需要而定）的排放量：（a）在同一个发电厂的其他机组或在相同空气流域的其他发电厂安装新的或更有效的控制装置；

（b）在相同空气流域的其他较大的排放来源（例如地区供热厂或工厂）安装新的或更有效的控制装置；或

（c）投资建设天然气输送系统或地区供热系统，用于取代地区燃煤供热系统和其他小型锅炉。在可能的情况下，应当根据空气质量管理总体性战略来实施抵消规定，确保空气流域的空气质量符合周围空气标准。负责颁发和监督环境许可证的地方机构或国家机构应负责监督和执行空气流域周围空气质量规则，确保遵守抵消规定。项目主办方如果无法通过必要的谈判来达成抵消协议（例如因为当地或国家缺乏空气质量管理制），则应考虑采取适当的综合措施，包括：使用更清洁的燃料、提高污染控制成效、重新考虑项目的选址。总体目标是：不应由于新建热力发电厂而使已经退化的空气流域更加恶化。

能效和温室气体排放

二氧化碳是联合国气候变化框架公约规定的主要温室气体（GHG）之一，来源于化石燃料的燃烧。避免、减少和抵消新建和现有热力发电厂排放的二氧化碳的建议措施包括：

- 少用含碳量大的化石燃料（即：减少每单位热卡需要的含碳燃料——天然气含碳量少于石油，石油的

含碳量少于煤炭) 或者与碳中心燃料 (即生物量) 共同使用;

- 可行时采用热电联产设施 (CHP);
- 在燃料类型/发电厂规模不变的情况下采用能源转换效率高于国家/地区平均水平的技术。新发电厂应致力于超过所在国家/地区3/4的相同燃料类型/发电厂规模项目。对现有发电厂的改造必须使效率显著提高。各种不同燃料/技术的典型 CO₂排放情况见表 4;
- 考虑因采用各种不同技术提高效率而在建设成本和操作成本之间的比较情况。例如, 超临界发电厂可能建设成本高于相同发电量的次临界发电厂, 但操作成本较低。此外, 现有和未来电网的规模可能限制发电厂的规模以及可选择的技术。在环境评估中应当充分审查上述比较情况;
- 采用高效能的监督和流程控制技术, 对燃烧系统进行良好的设计和维护, 从而保证达到最初设计的效率指标;
- 在可能的情况下, 采取排放抵消措施 (例如采用京都议定书规定的灵活机制和自愿性碳市场), 包括: 重新造林、造林、采集和储存CO₂、其他目前处于试验阶段的方法¹⁶;
- 在可行的情况下, 采取传输和输送损失减少及需求方措施。例如, 通过投资于高峰负载管理措施, 可以减少发电厂的周期需求, 从而提高操作效率。此类抵消方式是否可行可能取决于发电厂是立体整合公用事业企业的一部分, 还是独立的电力生产企业;

- 考虑到燃料周期排放物及场外因素 (例如: 燃料供应、与装载中心的距离、场外使用废弃热力的潜力、使用附近的废气 (高炉气体或煤层气) 作为燃料等)。

表4 - 新热力发电厂的典型CO₂排放情况

燃料	效率	CO ₂ (gCO ₂ / kWh - 总量)
效率 (%净量, HHV)		
煤炭 (*1, *2)	超超临界 (*1): 37.6 - 42.7	676-795
	超临界: 35.9-38.3 (*1)	756-836
	39.1 (无CCS) (*2)	763
	24.9 (无CCS) (*2)	95
	次临界: 33.1-35.9 (*1)	807-907
	36.8 (无CCS) (*2)	808
	24.9 (无CCS) (*2)	102
	IGCC: 39.2-41.8 (*1)	654-719
	38.2-41.1 (无CCS) (*2)	640 - 662
	31.7-32.5 (无CCS) (*2)	68 - 86
天然气 (*2)	高级CCGT (*2): 50.8 (无CCS) 43.7 (无CCS)	355 39
效率 (%净量, LHV)		
煤炭 (*3)	42 (超超临界)	811
	40 (超临界)	851
	30 - 38 (次临界)	896-1,050
	46 (IGCC)	760
煤炭和褐煤 (*4, *7)	38 (IGCC+CCS)	134
	(*4) 43-47 (煤炭-PC) >41 (煤炭-FBC) 42-45 (褐煤-PC) >40 (褐煤-FBC)	(*6) 725-792 (净量) <831 (净) 808-866 (净) <909 (净)
	天然气 (*4, *7)	(*4) 36-40 (简单循环GT) 38-45 (天然气燃机) 40-42 (锅炉) 54-58 (CCGT)
石油 (*4, *7)	(*4) 40 - 45 (HFO/LFO 往复式内燃机)	(*6) 449-505 (净)

¹⁶ 热力发电项目的碳收集和储存方式 (CCS) 目前在全球各地仍然处于试验阶段, 但已经开始考虑进行配备CCS技术的设计方案。目前正在考虑几种可选择的方法, 包括将CO₂储存于煤层或深部含水层, 以及通过注入油藏来提高石油采收率。

效率 (%总量, LHV)		
煤炭 (*5, *7)	(*5) 47 (超超临界) 44 (超临界) 41-42 (次临界) 47-48 (IGCC)	(*6) 725 774 811-831 710-725
石油 (*5, *7)	(*5) 43 (往复式内燃机) 41 (锅炉)	(*6) 648 680
天然气 (*5)	(*5) 34 (简单循环GT) 51 (CCGT)	(*6) 594 396
资料来源: (*1) US EPA 2006, (*2) US DOE/NETL 2007, (*3) World Bank, April 2006, (*4) European Commission 2006, (*5) World Bank Group, Sep 2006, (*6) World Bank Group estimates		

水消耗量和水生动植物住区的改变

有锅炉的蒸汽轮机以及用于组合循环涡轮发电机组的回收热蒸汽发电机 (HRSG) 需要配备冷却系统, 以冷凝蒸汽后用以发电。热力发电厂通常使用的冷却系统包括: (i) 直流水冷却系统, 其中可收集足够的冷却水和接收面水; (ii) 封闭型湿式冷却系统; (iii) 封闭型干式冷却系统 (例如空冷凝汽器)。

采用直流水冷却系统的燃机使用大量的水, 使用后会将水送回接收面水 (高温)。其他需要用水的方面包括: 锅炉补给水、辅助电厂设备、灰渣处理系统、烟气脱硫系统。¹⁷ 由于要抽取如此大量的用水, 可能与其他重要的用水领域 (例如农业灌溉和饮用水来源) 发生冲突。抽取以及排放高温和含有灭菌剂或其他添加剂等化学污染物 (如果使用) 的水可能影响水生动植物, 包括: 浮游植物、浮游动物、鱼类动物、甲壳类动物、贝类动物, 以及多种其他形式的水生动植物。进入冷却水取水装置的水生动植物会撞击冷却水取水装置的部件, 或者吸入冷却水系统本身。不论是撞击还是吸入, 水生动植物都可能被杀死或受到严重伤害。某些水生动植物 (例

如海龟) 会卡在进水道中。如果冷却水进水装置位于或接近受威胁、濒危或其他受保护物种的住区, 或者当地有养鱼场, 就可能引起对潜在影响的特别关注。

常规取水装置包括移动水筛, 通过水筛的流速较高, 而且没有鱼类处理或送返系统。¹⁸ 应当根据项目环境评估的结果采取措施防止、减少和控制与抽水相关的环境影响, 同时考虑到当地水资源的供应和使用情况, 并考虑到项目作影响地区的生态特征。为了防止和控制对水资源和水生动植物住区的影响, 建议采取以下管理措施¹⁹:

- 节约水资源, 尤其是在缺少水资源的地区, 具体做法是:
 - 采用封闭循环式冷却水系统 (例如自然风或强制通风冷却塔), 或者在必要时采用封闭型干式冷却系统 (例如空冷凝汽器), 防止过大的不良影响。循环冷却水系统采用的主要技术是冷却池或者冷却塔。直流水冷却系统如果符合水源和排水处的水文特征和生态特征, 则可使用; 而且这种方法是比某些污染控制技术 (例如海水清洗装置) 更为合适或可行的替代方式
 - 在需要采取此类控制措施时使用干式处理设备, 或者用于燃煤发电厂废水处理 (处理后用作烟气脱硫补给水)
 - 使用空气冷却系统
- 将通过水筛的设计最大流速降低到15厘米/秒 (0.5英尺/秒);
- 将取水量减少到以下程度:
 - 如果是淡水河流或小河, 则减少到在年度平均

¹⁷ 水的供应情况和用水造成的影响对于选择哪一种FGD系统也会产生影响 (即: 选择湿式系统还是半干式系统)。

¹⁸ 如果采用宽间距网, 则公认适于控制杂质的流速是1 fps [0.30 m/s]; 发电厂的标准网格间距是3/8英寸 (9.5毫米)。

枯水流量状况下可以维持资源用途（例如灌溉和渔业）以及生物多样性的程度²⁰

- 如果是湖泊或水库，取水量决不能扰乱来源水的热层化和更新规律
- 如果是河口或潮汐河口，应该将取水量减少到潮程量的1%
- 取水的水文影响区域内如果存在受威胁、濒危或其他受保护的物种，或者有养鱼场，须采取技术手段，例如设置拦截网（季节性或常年设置）、鱼类处理和送返系统、细拦截栅、楔形丝筛网和水生生物过滤屏障系统，以减少对鱼类和贝壳类的撞击和吸入。减少撞击和吸入的操作方法包括实行必要的季节性关闭，或者减少流量或只需使用水筛。改变取水装置的方向以及使取水装置更深入到水体之中，也可能减少撞击和吸入。

废水

热力发电厂的废水包括排出热水、污染废水、非污染废水。

排出热水

如上所述，使用蒸汽发电机和直流水冷却系统的热力发电厂使用大量的水来冷却和凝结蒸汽，然后送返锅炉。被加热的水一般都被排出到来源水域（即：河流、湖泊、河口或海洋）或距离最近的地表水体。一般而言，在设计上应当保证排出热水的温度不会造成根据科学方法设定的混合区域之外的水温超过周围水质量温度标准。混合区域的通常定义是：排出水最初被稀释的区

域，在此区域内允许超过水质量温度标准，并考虑到季节变化累积影响、周围水质量、接收水的用途、潜在的接收者以及吸收同化能力等因素。建立这种混合区域的方法取决于具体的项目，可以由当地监管机构建立，并通过项目的环境评估过程加以确认或修改。如果当地没有监管标准，则通过环境评估过程设定可接受的周围水温变化。根据设计，应避免排出的热水对接收水体产生不良影响，具体应考虑到以下标准：

- 由于项目排出热水而温度升高的区域不应破坏水体的整体性，也不应危及敏感区域（例如娱乐区域、繁殖区域、有敏感生物区的地区）；
- 排出的热水不应杀死通过水温升高区域的生物体，也不应严重影响此类生物体的繁殖和进食习惯；
- 不应因水温提高或水处理化学剂残留程度过高而严重危及人身健康或环境。

如果大型项目（即蒸汽发电能力> 1,200MWth的发电厂）使用直流水冷却系统，环境评估中应采用数学或物理水力学体积模型评估排出热水的影响；这种方法是一种比较有效的评估排出热水的方法，能确定排出水的最高温度和流速是否符合接收水体的环境标准。²¹ 防止、减少和控制排出热水的建议措施包括：

- 采用多口散布器；
- 调整排水温度、流量、出口位置、出口设计，将影响降低到可接受的程度（即：延长排水管道到达地表水体之间的长度，以便进行预冷却；或者更改排出点的位置，尽量减少水温升高区域）；
- 采用以上所述的封闭循环冷却水系统（例如自然风

¹⁹ 更多信息见Schimmoller（2004）和USEPA（2001）。

²⁰ 河流流量要求可以根据年平均流量，也可以根据平均枯水流量确定。监管规定可以是：年平均流量的5%或更高，平均枯水流量的10%至25%。规定的执行情况应该按地点加以核查（考虑到资源使用和生物多样性需求）。

²¹ 一个范例模型是CORMIX（康耐尔混合区专家系统）水动力混合区电脑模拟，由美国环境规划署开发。该模型重点预测具体地点和

或强制通风冷却塔)，或者在必要时采用封闭型干式冷却系统（例如空冷凝汽器），防止过大的不良影响。循环冷却水系统采用的主要技术是冷却池或者冷却塔。

液态废弃物

热力发电厂的废水流包括：冷却塔排污水；灰渣处理废水；湿式烟气脱硫系统废水；储料堆径流；金属清洗废水；其他数量较小的废水流（例如空气加热器和沉淀器清洗废水、锅炉排水、锅炉化学清洗废水、地板和庭院下水道以及污水坑废水、实验室废弃物、交换锅炉水净化器的反冲洗水）。用煤炭或生物量作为燃料的发电厂一般都存在上述这些废水流；其中有些废水流（例如灰渣处理废水）在燃油发电厂或者天然气火力发电厂可能数量较少，或者完全没有。产生的废水具有何种性质取决于水的用法。产生污染的来源包括：矿物质消除剂；润滑油和辅助性燃油；燃料中的微量污染物质（来自灰渣处理废水和湿式烟气脱硫系统排水）；以及用于控制冷却系统水质量的氯、灭菌剂等化学剂。冷却塔污水的溶解固体总量一般很高，但通常划归为非接触性冷却水，因此一般会限制 pH 值、残留氯以及冷却塔添加剂中的有毒化学成分（包括应禁止使用的含铬和含锌防锈化学剂）。

《通用 EHS 指南》第 1.3 和第 1.4 部分分别介绍了水处理和废水减少方法。除此之外，其他预防、减少和控制热力发电厂污染废水产生的建议措施包括：

- 燃煤发电厂回收处理废水后用作烟气脱硫补给水。
这种方法可以节约用水，减少需要处理和排放的废

水流²²；

- 燃煤发电厂如果没有烟气脱硫系统，则采用常规的物理化学处理系统对流程废水进行处理，最低限度的处理目标是调整 pH 值，消除总悬浮固体（TSS）以及油料/油脂。根据当地法规的情况，还可采用这些处理系统通过化学沉淀将大多数重金属降低到规定的十亿分率（ppb）（转化为金属氢氧化物或金属有机硫化物）；
- 在新建的燃煤发电厂用链板输送机收集干粉煤灰和底灰；
- 考虑使用吹灰器和其他干式方法清除热交换表面的火边废弃物，从而减少火边清洗的次数和用水量；
- 对煤堆的径流采用渗滤液和径流控制措施，例如压实土、保护衬里、沉淀控制措施；
- 向煤堆喷洒阴离子洗涤剂，防止细菌生长，降低渗滤液的酸度；²³
- 如果可行，采用能减少废水量的 SO_x 清除系统；但是，应该根据具体情况评估原料和废弃物的环境特征与成本特征；
- 用常规的水油分离器对锅炉房和涡轮机房污水坑中通常积累的少量废水流进行处理，然后排放；
- 用原位化学中和方法对补给水矿物质消除剂再生和采用袋式冷凝液纯化系统产生的少量酸性废水流进行处理，然后排放；
- 对冷却塔补给水进行预处理，安装自动渗入/注入控制器，采用惰性建筑材料，减少冷却塔所需的化学处理；

²² 适合重新使用的废水流包括石膏洗涤水（该废水流不同于 FGD 废水）。如果发电厂产生可出售的石膏，就需要通过洗涤石膏来去除氯等不良微量元素。

²³ 如果煤堆径流用作 FGD 系统的补给水，则阴离子洗涤剂可能在清除系统中增加或生成泡沫。因此，应当根据具体情况评估是否可以对煤堆使用阴离子表面活性剂。

具体排放的几何特征和稀释特征，用以评估项目水排放的环境影响。

- 对于用来控制冷却塔剥蚀和锈蚀的化学添加剂，应消除其中的铬和锌等金属；
- 使用最低规定数量的氯化杀菌剂取代溴化杀菌剂，或者间歇采用冲击投量的氯，而不是连续采用数量较少的氯。

非污染废水

下水道和厕所等处产生的废水类似于住宅废水。非污染废水的影响和管理方法见《通用 EHS 指南》第 1.3 部分。

固体废弃物

由于燃料的灰分含量相对较高²⁴，燃煤热电厂和生物质热电厂的固体废弃物产生量在热电厂中是最大的。煤燃烧废弃物（CCM）主要是飞灰、底灰、炉渣、和烟道气脱硫（FGD）产生的污泥。生物质的硫含量较低，可能无须进行烟道气脱硫。流化床燃烧（FBC）锅炉会产生飞灰和底灰，底灰也称床渣。煤粉锅炉从废气中脱除的飞灰占煤灰的 60-85%，炉排锅炉的这个比例只有 20%。底灰包括炉渣和粒度及比重均比飞灰大的颗粒物。流化床燃烧工艺要使用吸附材料，因此与传统的煤燃烧工艺相比，所产生废弃物中钙和硫酸盐的含量比较高，硅酸盐和氧化铝的含量比较低。燃煤热电厂和其他类型热电厂产生的固体废弃物中，量比较小的包括煤磨吐渣/黄铁矿、冷却塔污泥、废水处理污泥和水处理污泥。

燃油发电工艺产生的固体废弃物包括飞灰和底灰，而且一般是在通过燃油蒸汽发电锅炉燃烧残留燃料油时才会大量产生。使用其他工艺（例如燃烧轮机和柴油机）和

燃料（例如馏分油），固体废弃物的产生量很少或不会产生。总体而言，燃油工艺的固体废弃物量远远小于上述煤燃烧废弃物产生量很大的工艺。燃气热电厂无论采用什么燃烧工艺，由于燃气的灰分含量极低，因此基本不产生固体废弃物。

无论是煤燃烧废弃物还是产生量很小的固体废弃物，金属都是废弃物中需要加以重视的成分。例如，灰渣以及从废气中脱除的灰分，其成分除了惰性物质外，重金属和有些有机化合物的含量可能会很高。

灰渣是惰性的²⁵，因此通常不作为有害废弃物加以处理。但是，如果灰渣的重金属含量可能很高，放射性可能很强，或者可能包含大量的有害物质，则在电厂开车运行时进行检验，根据当地的监管规定或国际公认的标准，确定灰渣是否有害。关于有害和无害废弃物的分类和管理，详见《通用EHS指南》的第 1.6 部分。

对于大量产生的煤燃烧废弃物，一般的处理方法是地下填埋或地面储存，目前正越来越多地对此类废弃物进行各种利用。对于少量产生的固体废弃物，处理方法也是地下填埋或地面储存，比较多的是地面储存。许多燃煤电厂要同时处理产生量大和产生量小的固体废弃物。

关于预防、减少和控制热电厂的固体废弃物产生量，建议的措施包括：

- 对煤燃烧废弃物，特别是飞灰，要进行干式处理。干式处理中，不会对废弃物进行地表储存，因此不存在地表储存物导致的生态风险（例如野生动植物摄入废弃物中的金属）；

²⁴ 例如，500 MWe的机组，如果使用含硫2.5%（S）、灰分16%、热值30,000千焦/千克（kJ/kg）的煤，每天大约产生500吨固体废弃物。

²⁵ 有些国家可能会将飞灰作为有害物质处理，原因是飞灰包含砷或放射性物质，无法作为建筑材料使用。

- 回收再利用煤燃烧废弃物，例如用于生产水泥和其他混凝土制品、建筑填充料（包括结构填充料、流动填充料和路基填充料）、钙肥等农业用途（前提是微量金属或其他可能有害物质的含量不超标）、废弃物管理用途、采矿用途、建筑材料（例如制造石膏板使用的合成石膏）以及生产其他产品（前提是微量金属和放射性物质等残留物未达到有害的程度）。燃料和添加物的质量要保持稳定，这有利于煤燃烧废弃物的回收再利用。如果无法进行再利用，建议在经批准的填埋场对煤燃烧废弃物作地下填埋处理，须采取环境控制措施，例如来水/径流控制措施、防渗层、渗出液收集系统、地下水监控、日常覆盖（或其他操作性覆盖）和逃逸性粉尘控制措施；
- 对重质燃料油发电厂，如果燃料油中钒等有经济价值的金属含量很高，则对底灰和飞灰进行干法收集，回收钒（如果有经济回收价值），否则可在采取环境控制措施的前提下，作地下填埋处理；
- 灰渣的处置和回收原则是尽量减小对环境的影响，特别是尽量减少进入地表水和地下水的有害金属，以及尽量减少因季节性降雨和洪水而导致固体悬浮物经地表径流发生的运移。特别地，地面储存场的建设、运行和维护均应遵守国际公认标准。^{26, 27}
- 烟道气脱硫装置废水处理产生的污泥要回收利用。这种污泥含有钙成分，可回收再用于烟道气脱硫装置。此外，还可作为燃煤发电装置的燃烧添加物，以改善灰渣的熔融性

²⁶ 例如，请参考美国劳工部矿业安全及健康管理局颁布的有关法规（30 CFR § 77.214 - 77.216）。

²⁷ 关于无害及有害固体废弃物处置中如何预防和控制对土壤和水资源的影响，详细的指导意见参见世界银行集团的《废弃物管理设施EHS指南》。

有害物质和油

燃烧设施储存和使用的有害物质包括：固态、液态和气态的废弃物再生燃料；处理空气、水和废水所使用的化学品；以及设备和设施维护所使用的化学品（例如油漆、某些类型的润滑剂以及清洁剂）。防溢漏及溢漏事故处理方面的指导意见，参见《通用 EHS 指南》的第 1.5 和 3.7 部分。

另外，为了预防、减少和控制与热电厂储运有害物质有关的危害，建议措施包括：如果纯液氨的量超过 100 立方米，使用双壁高压地下储罐进行储存（例如，用作选择性催化还原脱硝工艺的纯液氨）；小于 100 立方米的储罐制造应采用退火工艺（EC 2006）。

噪音

热电厂的主要噪音源包括：透平发电机及辅助设备；锅炉及辅助设备，例如煤粉碎机；往复式动力装置；风机和风管；泵；压缩机；冷凝装置；除尘器（包括振打器/振动板）；管道及阀门；电机；变压器；断路器；以及冷却塔。用于带基本负荷的热电厂，可能会连续运行。规模较小电厂可能是间歇运行，但是如果位于城市区域，也会成为严重的噪音源。

关于噪音的影响、控制措施和建议的环境噪音级，参见《通用 EHS 指南》的第 1.7 部分。其他预防、减少和控制热电厂噪音的建议措施包括：

- 新机组选址时，尽量增加噪音源与受体之间的距离（例如居民区、学校、医院、宗教场所）。如果当地没有通过区域规划的方式控制土地用途，或区域规划执行不力，则要研究居民区是否会突破电厂的征地边界。有些情况下，如果有可能，成本最低的

方法可能还是额外征地作为隔离带，而不是依靠技术措施来控制噪音；

- 采用噪音控制手段，例如：机械设备使用隔音罩；根据隔噪效果来选择建筑的围护结构物；使用进气和排气通道使用消音器或静音器；墙壁和天花板使用吸音材料；采用隔振装置和柔性连接（例如螺旋钢制弹簧和橡胶件）；精心设计管道，以防管道开孔处的噪音泄漏，或最大限度减少管道内的压力变化；
- 修改机组的布局或使用噪音屏障（例如护坡和植被），以限制厂区边界线的环境噪音，特别是在可能存在敏感噪音受体的情况下。

噪声传播模型是非常有效的工具，可协助对噪音管理选择进行评价（例如替代选址方案、机组和辅助设备的总体布局、建筑的围护设计方案），并结合基线噪音评价的结果，确定是否能达到相关的社区噪音规定。

1.2 职业健康与安全

热电厂在建设、运行和废弃阶段对职业健康与安全的风险和风险减小措施，与其他大型工业设施相似，参见《通用 EHS 指南》的第 2.0 部分。另外，热电厂在运行阶段，特别要注意下列对健康和安全的影響：

- 非电离辐射
- 热
- 噪音
- 封闭空间
- 电力危险
- 火灾和爆炸危害
- 化学危险
- 粉尘

非电离辐射

电厂工人由于在工作时靠近发电机、输变电设备和高压输电线路，因此电磁场接触量要高于普通人。应制定和实施包括下列内容的电磁场安全制度，以预防或最大限度减少职业性的电磁场接触量：

- 确定工作场所的潜在接触量，包括测定新项目的接触射量，以及在作业活动中使用个人监测设备；
- 对工人进行鉴别职业性电磁场接触和危险的培训；
- 划定安全区，区分电磁场辐射接触量预计会超过公众接触标准的区域和不超标的区域，仅允许受过适当培训的人员进入超标区域；
- 如果接触值可能或已确定超过国际非电离辐射保护委员会（ICNIRP）和国际电气电子工程师协会（IEEE）等国际组织制定的职业性接触标准，则实施相应的整改计划。²⁸个人电磁接触监测设备所设的报警值应低于职业性接触参考限值（例如设定为参考限值的50%）。针对职业性接触的整改计划可能包括：通过轮换作业，限制接触时间；尽可能增加电磁辐射源与作业人员之间的距离；或使用电磁屏蔽材料。

热

操作和维护燃烧装置、管道和相关高温设备时，可能因为职业原因而接触高温。热电厂高温风险的建议防控措施包括：

- 定期检查和维护压力容器和高压管道；
- 工作区域采取足够的通风措施，降低温度和湿度；
- 缩短高温环境中的作业时间，确保饮用水供应；

²⁸ ICNIRP的职业性接触量指导限值见本《指南》的第2.2部分。

- 对于工人与高温操作设备密切接触的表面，采取防护措施，包括发电设备、管道等；
- 在高温表面附近设置警告标志，使用适当的个人防护设备（PPE），包括隔热的手套和鞋；

噪音

火电厂的噪音源包括：透平发电机及辅助设备；锅炉及辅助设备，例如粉碎机；柴油机；风机和风管；泵；压缩机；冷凝装置；除尘器（包括振打器/振动板）；管道及阀门；电机；变压器；断路器；以及冷却塔。减少噪音和振动的建议措施见上文第 1.1 部分。另外，预防、减少和控制热电厂噪音接触量的建议措施还包括：

- 提供噪音级低于60 dBA的隔音控制室²⁹；
- 发电机的设计要遵守相关的职业性噪音级规定；
- 鉴别和划分高噪音区，要求在高噪音区作业时必须佩戴个人噪音防护设备（一般是指噪音级超过85 dBA的区域）。

封闭空间

需要遵守封闭空间进入规定的具体区域可能包括煤灰色储存容器、透平机、冷凝器和冷却水塔（维护时）。建议的封闭空间进入程序参见《通用 EHS 指南》的第 2.8 部分。

²⁹ 根据热电厂的类型和规模，控制室与噪声发射源之间的距离也有不同。根据 CSA Z107.58 的规定，控制室的设计指导值为 60 dBA。使用蒸汽锅炉或燃机的大型热电厂，噪音往往低于 60 dBA。往复式内燃机制造厂家的建议值为 65 至 70 dBA，不是 60 dBA（Euromot Position，截至 2008 年 5 月 9 日）。本指南建议使用 60 dBA 作为 GIIP 值，往复式内燃机发电机组的噪音如果要达到 60 dBA 的水平，经济上的难度很大，则可放宽至 65 dBA。

电力危险

带电的设备和输电线路可能对热电厂的工人构成电力危险。预防、减少和控制热电厂电力危险的建议措施包括：

- 考虑在电力设备的围护场地内设置危险警告灯；
- 工人进入包含电力设备的围护场地之前和过程中，使用电压传感器；
- 对带电的设备和输电线路进行作业或在附近进行作业之前，尽量先根据相关法律和操作制度，进行断电和正确接地；
- 对外露的电力回路进行作业或在附近进行作业的工人，提供专门的电力安全培训。培训应包括但不限于：基本电力理论培训；安全作业规程；危险意识和鉴别；正确使用个人防护设备；正确执行上锁/挂牌规程；急救（包括心肺复苏）；以及正确的救援程序。必要时，安排定期的再培训。

火灾和爆炸危险

热电厂储存、转运和使用大量的燃料，需要小心谨慎，减少火灾和爆炸危险。特别地，煤颗粒的粒径越小，火灾和爆炸危险越大。煤颗粒的粒径小到一定程度，在热干燥器、旋风分离器、袋式除尘器、粉煤燃料系统、磨煤机和其他工艺或输送设备中，可能发生连锁式爆炸。有关预防火灾和爆炸的指导意见，参见《通用 EHS 指南》的第 2.1 和第 2.4 部分。为了预防、减少和控制热电厂的物理危险，建议措施包括：

- 使用自动化燃烧及安全控制措施；
- 正确维护锅炉的安全控制装置；
- 执行开停车规程，最大限度减少开车过程中悬浮高温煤颗粒发生爆炸的风险（例如在煤粉碎机、磨煤

机和旋风分离器内)；

- 定期清洗车间场地，防止煤尘的累积（例如地面、栏板、大梁和设备的表面）；
- 清除煤堆的高温区（因自燃所导致），摊开冷却，不得将高温煤送入煤粉燃料系统；
- 使用测温仪或一氧化碳传感器等自动化系统来监测固体燃料储存区，及时发现自燃引起的火灾，识别高风险点。

化学危险

热电厂会使用有害物质，包括 NO_x 控制系统使用的氨和冷却塔及锅炉水处理使用的氯气。有关化学危险管理的指导意见，参见《通用 EHS 指南》的第 2.4 部分。另外，为了预防、减少和控制热电厂的物理危险，建议措施还包括：

- 考虑使用尿素或氨水进行现场制氨，代替纯液氨；
- 考虑使用次氯酸钠来代替氯气。

粉尘

固体燃料、添加物和固体废弃物（例如灰渣）的储运操作会产生粉尘。粉尘中可能包含硅溶胶（可导致矽肺）、砷（导致皮肤癌和肺癌）、煤尘（导致黑肺）和其他可能有害的物质。有关粉尘管理的指导意见，参见《通用 EHS 指南》的第 2.1 和第 2.4 部分。为了预防、减少和控制热电厂的职业性粉尘接触，建议措施包括：

- 采用粉尘控制措施（例如通风），将粉尘控制在标准以下（参见第 2 部分），将可吸入粉尘中的游离硅溶胶含量控制在不超过 1%；
- 定期检查和维修包含石棉成分的材料（例如老装置的绝缘材料中可能有石棉成分），以防产生可吸入

的石棉颗粒粉尘。

1.3 社区健康与安全

热电厂项目建设、运行和废弃阶段对社区健康与安全的影响与大多数基础设施和工业设施相同，参见《通用 EHS 指南》的第 3.0 部分。除第 1.1 部分所述内容外，热电厂项目可能要特别注意下列对社区健康与安全的影响：

- 水消耗；
- 交通安全。

水消耗

为了进行蒸汽冷凝操作和高效的热操作，锅炉装置要消耗大量的冷凝水。冷凝器是热电装置中冷却水消耗量最大的工艺设备，冷却水消耗量通常占整套装置工艺用水量的 98% 左右。在直流冷却水系统中，装置的冷却水一般是来自地表水，有时候也使用地下水或市政供水。对于用水可能带来的影响，应根据《通用 EHS 指南》第 3.1 部分的规定进行评估，确保项目不会对个人卫生、农业、休闲和其他社区用途的用水造成影响。

交通安全

热电厂的运行会导致交通流量的增加，特别是通过陆地和海洋来运输燃料的热电厂，其中包括运输燃料、添加物等材料的重型卡车。热电厂如果选建在人口稀疏地区，交通流量的增加会特别明显。有关交通伤亡的预防和控制，参见《通用 EHS 指南》的第 3.4 部分。水路运输的安全注意事项参见《海运 EHS 指南》。

2.0 指标与监督

2.1 环境

废气与废水管理指南

废水排放指标见表 5。废气排放指标见表 6。废水排放指导值适用于处理后的废水直接排放进入一般用途的地表水域。确定现场的具体排放标准时，可根据是否可以使用公共污水收集和处理系统及使用条件；如果是直接向地表水域排放，则根据《通用 EHS 指南》所述的承受水域使用分类来确定。本行业工艺废气和废水排放指导值反映的是本行业的国际推荐值，监管框架获认可的国家在相关标准中采用该等推荐值。按照占每年运行小时数的百分比计算，在工厂或装置至少 95% 的运行时间内，废水排放在没有稀释的情况下应达到这些标准。如因项目的具体情况而造成偏离这些标准，应在环境评估中加以论证说明。

表5、废水排放指标 (适用于相关来源的废水，例如：烟道气脱硫系统；湿法灰渣输运；锅炉/空气预热器洗涤操作、除尘器洗涤操作、锅炉酸洗、脱盐装置再生、凝结水精处理器再生、油分水、现场排污、煤堆径流和冷却水)	
参数	mg/L (pH值和温度除外)
pH值	6-9
固体悬浮物总量	50
油脂	10
总余氯	0.2
总铬 (Cr)	0.5
铜 (Cu)	0.5
铁 (Fe)	1.0
锌 (Zn)	1.0
铅 (Pb)	0.5
镉 (Cd)	0.1
汞 (Hg)	0.005
砷 (As)	0.5
冷却系统排热造成的温度升高	<ul style="list-style-type: none"> 通过环境评价确定针对项目现场的具体要求。 如果因直流式冷却水的排放造成水体局部温度升高（例如温升区域的温度比环境水温度高1摄氏度、2摄氏度、3摄氏度），则应通过具体针对项目的环境评价对取水口和排水口的设计方案进行调整，尽量减小温升区域的面积，具体取决于排水口周围的敏感水生生态系统。
注释：重金属指标是否适用，应在环境评价中确定。表内的指导限值系引自各种热电厂废水排放标准。	

应根据相关国家的法律规定和本指南文件的建议，结合当地的实际情况进行环境评价，在此基础上确定每个项目废气排放的设计和运行指标。环境评价中应提出废气排放指标的选择依据。³⁰ 如果污染控制系统设计得当、操作得当和维护得当，此处给出的废气排放上限指标是可以稳定达到的。与此同时，如果操作或维护不当，对污染物脱除效率会造成影响，可能会使污染物排放远远不能达到设计指标。禁止通过稀释手段来达到上述大气

³⁰ 例如，如果环境评价指出酸沉降是一个严重的潜在问题，则机组的设计和运行应确保有效减少排放的质量负荷，以防止或减小此类影响。

排放指标。应该根据国际工业良好规范（GIIP）的建议，评价对环境大气质量指标的遵守情况。

如《通用EHS指南》所述，应执行国家的法定标准（如没有国家的法定标准，则执行最新版的《世界卫生组织大气质量指南》³¹或其他公认的国际标准³²），保证不会因为废气排放而致使污染物的浓度达到或超过相关的环境质量指南和标准³³。另外，单一项目的废气排放对相关环境大气质量标准指标的贡献率不应超过25%，为空气流域未来的可持续发展留下空间。³⁴

如《通用EHS指南》所述，机组或项目如果选建于质量不佳的空气流域内³⁵、规划确定的生态敏感区域（例如国家公园）的内部或附近，则应尽量减小污染水平的增加，减额执行项目环境评价中确定的相关短期及年均大气质量控制指标或标准。

环境监测

热电业的环境监测指标见表7。监测数据应定期加以分析和审查，并与操作标准加以比较，以便采取必要的纠正行动。表7给出了大气排放物、烟道检测、环境大气质量和噪音监测的取样建议。其他关于废气和废水取样分析方法的指导意见，参见《通用EHS指南》。

³¹ 见世界卫生组织（WHO）的网站：<http://www.who.int/en>

³² 例如，美国国家环境大气质量标准（NAAQS）（<http://www.epa.gov/air/criteria.html>）和相关的欧洲委员会指令（Council Directive 1999/30/EC of 22 April 1999 / Council Directive 2002/3/EC of February 12 2002）。

³³ 环境大气质量标准是指通过国家立法和监管程序制订和颁布的环境大气质量指标，环境大气质量指南是指主要根据临床、毒理和流行病学证据而提出的环境质量指标（例如世界卫生组织发布的环境大气质量指标）。

³⁴ US EPA Prevention of Significant Deterioration Increments Limits 适用于未退化的空气流域。

³⁵ 空气流域的空气质量很差，是指严重不符合国家立法通过的大气质量标准或《世界卫生组织大气质量指南》。

注释：

- 适用于新建机组。
- 根据环境影响评价的结果，根据大气环境、技术和经济考虑因素，在符合相关环境大气质量标准并尽量减小增量影响的前提下，可收紧或放宽有关的限值。
- 对于老机组改造项目，应考虑下列因素，通过环境影响评价确定大气排放要求：(i) 现有排放水平以及对环境与社区健康的影响；以及 (ii) 老机组改造达到新机组排放标准的时间和成本和技术可行性。
- 环境影响评价的结论应该是排放不会大量占用相关环境大气质量指标或标准的额度，可能要求设置更严格的限值。

表6 (A)、往复式内燃机大气排放指标 (如无特别说明, 单位为mg/Nm³)

燃烧工艺/燃料	颗粒物 (PM)		二氧化硫 (SO ₂)		氮氧化物 (NO _x)			干气, 过剩氧量 (%)
	NDA	DA	NDA	DA	NDA	DA	DA	
天然气	不适用	不适用	不适用	不适用	200 (火花点火) 400 (双燃料) (a)	200 (火花点火) 400 (双燃料/压燃)	15%	
液态燃料 (装机容量超过50 MWth, 低于300 MWth)	50	30	1,170 (或使用硫含量不超过2%的低硫燃料为)	0.5% S	1,460 (压燃, 气缸内径 [mm] < 400) 1,850 (压燃, 气缸内径 [mm] ≥ 400) 2,000 (双燃料)	400	15%	
液态燃料 (装机容量大于或等于300 MWth)	50	30	585 (或使用硫含量不超过1%的低硫燃料为)	0.2% S	740 (具体取决于喷射用水的供应情况)	400	15%	
生物燃料/天然气以外的气态燃料	50	30	不适用	不适用	比上述天然气和液态燃料的限值高30%。	200 (火花点火, 天然气), 400 (其他)	15%	

一般注释：

- MWth = 兆瓦, 按HHV法计算的热输入功率; 不适用 = 不适用; NDA = 未退化空气流域 (空气质量不佳); 空气流域退化是指不符合国家法律法规规定的大气质量标准, 如无国家法律法规规定的大气质量标准, 则为严重不符合《世界卫生组织大气质量指南》的要求; S = 硫含量 (质量百分比); Nm³ 为一标准大气压和0摄氏度下的体积; MWth分类原适用于由可合理认为共用排气管道的多台机组构成的整个电厂。指标限值适用于年运行时间超过500小时的电厂。评估排放指标时, 应评估一小时均值, 达标率应达到年运行小时数的95%。
- (a) 压燃式 (CI) 内燃机的大气排放指标可能有差异, 应通过环境影响评价来逐案评估确定。

指标限值与部分国家/地区标准的比较 (截至2008年8月)：

- 使用天然气作为燃料的往复式内燃机—氮氧化物 (NO_x)
 - o 指标限值: 200 (火花点火)、400 (双燃料)
 - o 英国: 100 (压燃); 美国: 低90%或更多 (1.6 克/kWh)
- 使用液态燃料的往复式内燃机—氮氧化物 (NO_x) (装机容量超过50 MWth, 低于300 MWth)
 - o 指标限值: 1,460 (压燃, 气缸内径 < 400 mm), 1,850 (压燃, 气缸内径 ≥ 400 mm), 2,000 (双燃料)
 - o 英国: 300 (> 25 MWth); 印度: 1,460 (城市区域 ≤ 75 MWe (≈ 190 MWth), 农村地区 ≤ 150 MWth), 农村地区 ≤ 150 MWth (≈ 380 MWth)
- 使用液态燃料的往复式内燃机—氮氧化物 (NO_x) (装机容量超过大于或等于300 MWth)
 - o 指标限值: 740 (具体取决于喷射用水的供应情况)
 - o 英国: 300 (> 25 MWth); 印度: 740 (城市区域 > 75 MWe (≈ 190 MWth), 农村地区 > 150 MWe (≈ 380 MWth))
- 使用液态燃料的往复式内燃机—二氧化硫
 - o 指标限值: 1,170或使用硫含量 ≤ 2%的燃料 (装机容量超过50 MWth, 小于300 MWth); 585或使用硫含量 ≤ 1%的燃料 (装机容量大于或等于300 MWth)
 - o 欧盟: 使用低硫燃油或二次烟道脱硫工艺 (IPCC LCP BREF), 硫含量 ≤ 1%的重质燃料油 (液态燃料质量指令); 美国: 使用硫含量不超过500 ppm (0.05%) 的柴油; 欧盟: 在硫化物排放控制区域, 使用硫含量 ≤ 1.5%的船用重质燃料油 (液态燃料质量指令); 印度: 城市 (< 2% S), 农村 (< 4% S), 城市仅可使用柴油 (高速柴油、轻柴油)

资料来源: UK (S2.1.03 Combustion Processes: Compression Ignition Engines, 50 MWth and over), India (SOx/NOx Emission Standards for Diesel Engines ≥ 0.8 MW), EU (IPCC LCP BREF July 2006), EU (Liquid Fuel Quality Directive 1999/32/EC amended by

表6 (B)、燃烧轮机大气排放指标 (如无特别说明, 单位为mg/Nm³)

注释:	颗粒物 (PM)		二氧化硫 (SO ₂)		氮氧化物 (NO _x)		干气, 过剩氧量 (%)
	燃烧工艺/燃料	燃烧轮机	NDA/DA	NDA/DA	NDA/DA	NDA/DA	
天然气 (装机容量超过50MWh的各类轮机)	不适用	不适用	不适用	不适用	51 (25 ppm)		15%
使用天然气以外的其他燃料 (装机容量远远超过50MWh)	50	30	使用含硫1%或更低的燃料	使用含硫0.5%或更低的燃料	152 (74 ppm) ^a		15%

一般注释:

- MWh = 兆瓦, 按HHV法计算的热输入功率; 不适用 = 不适用; NDA = 未退化空气流域 (空气质量不佳); DA = 已退化空气流域 (空气质量不佳); 空气流域退化是指不符合国家法律规定的大气质量标准, 如无国家法律规定的大气质量标准, 则为严重不符合《世界卫生组织大气质量指南》的要求; S = 硫含量 (质量百分比); Nm³ 为一标准大气压和0摄氏度下的体积; MWh 分类标准适用于单台机组。指标限值适用于年运行时间超过500小时的电厂。评估排放指标时, 应评估一小时均值, 达标率应达到年运行小时数的95%。
- 如果在联合循环燃气轮机中采用补燃工艺, 则燃烧轮机的相关指标限值应包括补燃装置 (例如补燃燃烧器) 的排放。
- (a) 由于存在技术差别 (例如使用航改燃机), 排放限值可能存在差异, 应通过环境影响评价来逐案评估确定, 但不应超过200毫克/Nm³。
- 指标限值与部分国家和地区标准的比较 (截至2008年8月):
 - 使用天然气作为燃料的燃烧轮机—氮氧化物 (NO_x)
 - o 指标限值: 51 (25 ppm)
 - o 欧盟: 50 (24 ppm), 75 (37 ppm) (如联合循环的效率> 55%), 50^η/35 (η = 简单循环效率)
 - o 美国: 25 ppm (> 50 MMBtu/h ≈ 14.6 MWh), ≤ 850 MMBtu/h (≈ 249MWh), 15 ppm (> 850 MMBtu/h (≈ 249 MWh))
 - o (注释: 通常情况下, 领取排放许可证时, 还会要求将氮氧化物的浓度进一步降低2至9 ppm)
 - 使用液态燃料的燃烧轮机—氮氧化物 (NO_x)
 - o 指标限值: 152 (74 ppm) — 重型燃机, 轻质/重质燃料油; 300 (146 ppm) — 航改燃机, 重质燃料油; 200 (97 ppm) — 航改燃机, 轻质燃料油
 - o 欧盟: 120 (58 ppm); 美国: 74 ppm (> 50 MMBtu/h (≈ 14.6 MWh), ≤ 850 MMBtu/h (≈ 249MWh)), 42 ppm (> 850 MMBtu/h (≈ 249 MWh))
 - 使用液态燃料的燃烧轮机—硫氧化物 (SO_x)
 - o 指标限值: 使用含硫1%或更低的燃料
 - o 欧盟: 燃气轮机使用的轻质燃料油硫含量低于0.1% / 美国: 硫含量约0.05% (大陆区), 0.4% (非大陆区)

资料来源: EU (LCP Directive 2001/80/EC October 23 2001), EU (Liquid Fuel Quality Directive 1999/32/EC, 2005/33/EC), US (NSPS for Stationary Combustion Turbines, Final Rule – July 6, 2006)

表6 (C)、锅炉大气排放指标 (如无特别说明, 单位为mg/Nm³)

	颗粒物 (PM)		二氧化硫 (SO ₂)		氮氧化物 (NOx)		干气, 过剩氧量 (%)
	NDA	DA	NDA	DA	NDA	DA	
天然气	不适用	不适用	不适用	不适用	240	240	3%
其他气态燃料	50	30	400	400	240	240	3%
液态燃料 (装机容量超过50 MWth, 低于600 MWth)	50	30	900 - 1,500 ^a	400	400	200	3%
液态燃料 (装机容量大于或等于600 MWth)	50	30	200 - 850 ^b	200	400	200	3%
固态燃料 (装机容量超过50 MWth, 低于600 MWth)	50	30	900 - 1,500 ^a	400	510 ^c	200	6%
固态燃料 (装机容量大于或等于600 MWth)	50	30	200 - 850 ^b	200	如果燃料的挥发性物质含量 < 10%, 最高可为1,100	200	6%

一般注释:

- MWh = 兆瓦, 按HHV计算的热输入功率; 不适用 = 不适用; NDA = 未退化空气流域; DA = 已退化空气流域 (空气质量不佳); 空气流域退化是指不符合国家法律规定的空气质量标准, 如无国家法律规定的空气质量标准, 则为严重不符合《世界卫生组织大气质量指南》的要求; CFB = 循环流化床燃煤锅炉; PC = 粉煤锅炉; Nm³ 为一标准大气压和0摄氏度下的体积; MWth分类标准适用于由可合理认为共用非气烟道的多台机组构成的整个电厂。指标限值适用于年运行时间超过500小时的电厂。评估排放指标时, 应评估一小时均值, 达标率应达到年运行小时数的95%。
- a. 以指标值的低限为目标, 查找现有燃料的质量问题, 分析小型机组控制措施的成本效益, 以及分析确定能量转化效率的提高潜力 (烟气脱硫工艺可能消耗机组发电量的0.5%到1.6%)。b. 以指标值的低限为目标, 分析SO₂排放管理方法的变化性 (燃料质量和使用二次控制措施), 分析确定能量转化效率的提高潜力 (烟气脱硫工艺可能消耗机组发电量的0.5%到1.6%)。大型机组一般要采取额外的排放控制措施。排放水平的具体选择, 根据环境影响评价结果而定, 考虑项目的可持续性、发展影响力和污染控制的成本效益关系。c. 炉排式锅炉的排放指标值可能有差异, 应通过环境影响评价来逐案评估确定。
- 指标限值与部分国家和地区标准的比较 (截至2008年8月):
 - 使用天然气作为燃料的锅炉—氮氧化物 (NOx)
 - 指标限值: 240
 - 欧盟: 150 (50至300 MWth), 200 (> 300 MWth)
 - 使用固态燃料的锅炉—颗粒物
 - 指标限值: 50
 - 欧盟: 50 (50至100 MWth), 30 (> 100 MWth); 中国: 50; 印度: 100 - 150
 - 使用固态燃料的锅炉—二氧化硫
 - 指标限值: 900 - 1,500 (装机容量大于50 MWth, 小于600 MWth), 200 - 850 (装机容量大于或等于600 MWth)
 - 欧盟: 850 (50至100 MWth), 200 (> 100 MWth)
 - 美国: 180 mg/焦耳总能量输出, 或减少95% (≈ 200 mg/Nm³, 假设HHV效率为38%, 氧含量6%)
 - 中国: 400 (一般), 800 (耗煤量 < 12,550 kJ/kg), 1,200 (坑口机组位于西部非双控区, 燃烧低硫煤 (< 0.5%))

资料来源: EU (LCP Directive 2001/180/EC October 23 2001), US (NPS for Electric Utility Steam Generating Units (Subpart Da), Final Rule - June 13, 2007), China (GB 13223-2003)

表7、热电厂的常用大气排放监测参数/频率
(注意: 详细的监测方案应在环境评价的基础上制定)

燃烧工艺/燃料	排放监测			烟道排放检测				大气环境质量	噪音
	颗粒物 (PM)	二氧化硫 (SO ₂)	氮氧化物 (NOx)	颗粒物	SO ₂	NOx	重金属		
往复内燃机									
天然气 (装机容量超过50 MWh, 低于300 MWh)	不适用	不适用	连续或指示性	不适用	不适用	每年	不适用	<p>如果根据环境影响评价, 预测的增量影响到相关的短期环境大气质量标准值的25%; 或装机容量达到1200 MWh:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 使用连续环境大气质量监测系统 (一般至少有两套系统, 分别监测地面/敏感受体背景点的预测浓度上限进行参数监测 (参数例如PM₁₀/PM_{2.5}/SO₂/NOx, 依据相关的环境大气质量标准而定)。 <p>如果根据环境影响评价, 预测的增量影响到相关短期环境大气质量标准值的25%, 并且装机容量小于1,200 MWh, 大于或等于100 MWh</p> <ul style="list-style-type: none"> - 通过被动取样仪监测参数 (月均值), 或使用季节性的人工取样 (例如1周/季节), 监测参数是否符合相关的大气质量标准。 <p>如果通过综合性的勘测, 表明项目不对任何受体产生影响, 或噪音级远低于相关的环境噪音标准指南, 可考虑停止噪音监测。</p>	
天然气 (装机容量大于或等于300 MWh)	不适用	不适用	连续	不适用	不适用	每年	不适用		
液态燃料 (装机容量超过50 MWh, 低于300 MWh)	连续或指示性	如果使用烟道气脱硫工艺或监测硫含量, 则为连续监测	连续或指示性	不适用	不适用	每年	不适用		
液态燃料 (装机容量大于或等于300 MWh)	连续或指示性	不适用	连续或指示性	不适用	不适用	每年	不适用		
生物质	连续或指示性	不适用	连续或指示性	不适用	不适用	每年	不适用		
燃烧轮机									
天然气 (装机容量超过50 MWh的各类轮机)	不适用	不适用	连续或指示性	不适用	不适用	每年	不适用	<p>如果根据环境影响评价, 预测的增量影响到相关短期环境大气质量标准值的25%, 并且装机容量小于1,200 MWh, 大于或等于100 MWh</p> <ul style="list-style-type: none"> - 通过被动取样仪监测参数 (月均值), 或使用季节性的人工取样 (例如1周/季节), 监测参数是否符合相关的大气质量标准。 <p>如果通过综合性的勘测, 表明项目不对任何受体产生影响, 或噪音级远低于相关的环境噪音标准指南, 可考虑停止噪音监测。</p>	
使用天然气以外的其他燃料 (装机容量远远超过50 MWh)	连续或指示性	如果使用烟道气脱硫工艺或监测硫含量, 则为连续监测	连续或指示性	不适用	不适用	每年	不适用		
锅炉									
天然气	不适用	不适用	连续或指示性	不适用	不适用	每年	不适用	<p>应定期总结环境空气质量监测方案的效果。如果有替代的监测方案 (例如地方政府的监测网), 可简化或缩减监测方案。如果有敏感受体或监测值不是远低于相关的环境空气质量标准, 建议在项目的生命周期内要持续执行监测方案。</p>	
其他气态燃料	指示性	指示性	连续或指示性	不适用	不适用	每年	不适用		
液态燃料 (装机容量超过50 MWh, 低于600 MWh)	指示性	如果使用烟道气脱硫工艺或监测硫含量, 则为连续监测	连续或指示性	不适用	不适用	每年	不适用		
液态燃料 (装机容量大于或等于600 MWh)	连续或指示性	连续	连续	不适用	不适用	每年	不适用		
固态燃料 (装机容量超过50 MWh, 低于600 MWh)	连续或指示性	如果使用烟道气脱硫工艺或监测硫含量, 则为连续监测	连续或指示性	不适用	不适用	每年	不适用		
固态燃料 (装机容量大于或等于600 MWh)	连续或指示性	连续	连续	不适用	不适用	每年	不适用		

注释: “连续或指示性”的意思是“连续监测排放情况或连续监测指示性参数”。烟道排放检测是直接测量排放水平, 以校验排放监测系统的准确性。

2.2 职业健康与安全

职业健康与安全指南

应根据国际公布的风险暴露标准评估职业健康与安全状况。此类标准的例子有：美国政府工业卫生学家会议（简称ACGIH）公布的门槛限度值（TLV®）职业风险暴露指南和生物风险暴露指标（BEIs®）³⁶、美国全国职业健康与安全协会（NIOSH）发布的《化学品危险手册》³⁷、美国职业安全与健康署（简称OSHA）公布的可允许暴露限度（简称PELs）³⁸、欧洲联盟成员国公布的指示性职业暴露限度值³⁹、以及其他类似的来源。

具体针对电力行业作业活动的指标还包括表 8 给出的 ICNIRP 职业性电磁场接触限值。其他噪音、电力危险、大气质量等相关领域的指标见《通用 EHS 指南》的第 2.0 部分。

表 8、ICNIRP 职业性电磁场接触限值

频率	电场（伏/米）	磁场（μT）
50 Hz	10,000	500
60 Hz	8300	415

资料来源：ICNIRP (1998)：“Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic, and electromagnetic fields (up to 300 GHz)”

事故和死亡率

项目应努力将项目工人（无论是正式雇员还是分包合同工）发生事故的次数减少到零点（尤其是可能导致失去工作时间、各种程度的伤残、甚至死亡的事故）。事故率和死亡率标准可参照发达国家本行业的死亡率数据（资料来源是公开发表的出版物，例如美国劳工统计局和英国健康与安全事务局发布的出版物）。⁴⁰

职业健康与安全监测

应当针对具体的项目监测工作环境的职业危险。监测工作应当由获得认证的专业人员进行设计和执行，并作为职业健康与安全监测制度的组成部分。监测工作应当由获得认证的专业人员⁴¹进行设计和执行，并作为职业健康与安全监测制度的组成部分。工作场所还应保持职业事故与职业疾病、危险事件和其他事故的记录。有关职业健康与安全监测制度的更多指南包含于《通用EHS指南》。

³⁶ <http://www.acgih.org/TLV/>³⁶ 网址：<http://www.acgih.org/TLV/> 和<http://www.acgih.org/store/>

³⁷ 刊载于：<http://www.cdc.gov/niosh/ngp/>

³⁸ 刊载于：http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992

³⁹ 刊载于：http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/

⁴⁰ 刊载于：<http://www.bls.gov/iif/> 和 <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>

⁴¹ 有资格的专业人员可包括：持有证书的工业卫生专家、注册职业卫生专家、持有证书的安全专家，或与此类专家具有同等资格的人。

3.0 参考文献和其他资料来源

American Society for Testing and Materials (ASTM) E 1686-02, Standard Guide for Selection of Environmental Noise Measurements and Criteria, January 2003.

ANZECC (Australian and New Zealand Environment and Conservation Council). 1992. National water quality management strategy: Australian water quality guidelines for fresh and marine waters. ISBN 0-642-18297-3. Australian and New Zealand Environment and Conservation Council. Canberra Act 2600. New Zealand.

Commission of European Communities (CEC). 1988. European community environmental legislation: 1967-1987. Document Number XI/989/87. Directorate-General for Environment, Consumer Protection and Nuclear Safety. Brussels, Belgium. 229 pp.

Euromot. 2006. World Bank – International Finance Corporation General Environmental, Health and Safety Guidelines. Position Paper. November 2006.

European Commission (EC), 2001. Integrated Pollution Prevention and Control (IPCC) Reference Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems, December 2001

European Commission (EC). 2006. Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques (BREF) for Large Combustion Plants. July 2006.

G. G. Oliver and L. E. Fidler, Aspen Applied Sciences Ltd., Towards a Water Quality Guideline for Temperature in the Province of British Columbia, March 2001.

International Energy Agency. 2007. Fossil Fuel-Fired power Generation. Case Studies of Recently Constructed Coal- and Gas-Fired Power Plants.

International Organization for Standardization, ISO/DIS 1996-2.2, Acoustics – Description, assessment and measurement of environmental noise – Part 2: Determination of environmental noise levels.

Jamaica. 2006. The Natural Resources Conservation Authority Act. The Natural Resources Conservation Authority (Air Quality) Regulations, 2006.

NRC. 2002. Coal Waste Impoundments: Risks, Responses, and Alternatives. Committee on Coal Waste Impoundments, Committee on Earth Resources, Board on Earth Sciences and Resources, National Research Council. ISBN: 0-309-08251-X.

Official Journal of the European Communities. 2001. Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants.

People's Republic of China. 2003. National Standards of the People's Republic of China. GB 13223-2003. Emission Standard of Air Pollutants for Thermal Power Plants. December 23, 2003.

Republic of the Philippines. 1999. DENR Administrative Order No. 2000-81. RA 8749: The Philippine Clean Air Act of 1999 and its Implementing Rules and Regulations. December 2001.

Schimmoller, Brian K. 2004. "Section 316(b) Regulations: The Yin and Yang of Fish Survival and Power Plant Operation" Power Engineering/July 2004 p. 28.

Tavoulares, E. Stratos, and Jean-Pierre Charpentier. 1995. Clean Coal Technologies for Developing Countries. World Bank Technical Paper 286, Energy Series. Washington, D.C.

The Gazette of India. 2002. Ministry of Environment and Forest Notification, New Delhi, the 9th of July, 2002. Emission Standards for Diesel Engines (Engine Rating More Than 0.8 MW (800kW) for Power Plant, Generator Set Applications and Other Requirements.

The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE), IEEE Guide for Power-Station Noise Control, IEEE Std. 640-1985, 1985

UNPEDE / EURELECTRIC. 1997. Wastewater effluents Technology, Thermal Generation Study Committee. 20.04 THERCHIM 20.05 THERRES. April 1997.

UNPEDE. 1998. Wastewater and water residue management – Regulations. Thermal Generation Study Committee. 20.05 THERRES. February 1998

U.S. Department of Energy (DOE) / National Energy Technology Laboratory (NETL), 2007. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 1994. Water Quality Standards Handbook: Second Edition (EPA-823-B94-005a) August 1994.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 1988d. State water quality standards summary: District of Columbia. EPA 440/5-88-041. Criteria and Standards Division (WH-585). Office of Water Regulations and Standards. Washington, District of Columbia. 7 pp.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 1997. EPA Office of Compliance Sector Notebook Project Profile of the Fossil Fuel Electric Power Generation Industry. EPA/310-R-97-007. September 1997.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2001. Federal Register / Vol. 66, No. 243, National Pollutant Discharge Elimination System: Regulations Addressing Cooling Water Intake Structures for New Facilities, December 18, 2001 pp. 65256 – 65345.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2005. Control of Mercury Emissions from Coal Fired Electric Utility Boilers: An Update. Air Pollution Prevention and Control Division National Risk Management Research Laboratory Office of Research and Development.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2006. Federal Register / Vol. 71, No. 129, Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines; Final Rule, July 6, 2006 pp. 38482-38506.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2006. Federal Register / Vol. 71, No. 132, Standards of Performance for Stationary Compression Ignition Internal Combustion Engines; Final Rule, July 11, 2006 pp. 39154-39184.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2006. Final Report. Environmental Footprints and Costs of Coal-Based Integrated Gasification Combined Cycle and Pulverized Coal technologies. July 2006.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2007. Federal Register / Vol. 72, No. 113, Amendments to New Source Performance Standards (NSPS) for Electric Utility Steam Generating Units and Industrial-commercial-Institutional Steam Generating Units; Final Rule, June 13, 2007 pp. 32710-32768

U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2008. Federal Register / Vol. 73, No. 13, Standards of Performance for Stationary Spark Ignition Internal Combustion Engines and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Reciprocating Internal Combustion Engines; Final Rule. pp3568-3614

West Virginia Water Research Institute. 2005. Guidance Document for Coal Waste Impoundment Facilities & Coal Waste Impoundment Inspection Form. Morgantown, WV. December 2005.

WHO (World Health Organization). 2006. Air Quality Guidelines Global Update 2005, Particulate matter, ozone, nitrogen dioxide and sulphur dioxide.

World Health Organization Regional Office for Europe Copenhagen. 2000. Air quality guidelines for Europe, 2nd edition, 2000.

World Bank Group. Pollution Prevention and Abatement Handbook 1998.

World Bank April 2006. Clean Energy and Development: Towards an Investment Framework.

World Bank Group. Sep 2006. Technical and Economic Assessment of Off-Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies Summary Report.

附件 A：行业活动的一般说明

热电厂通过燃烧化石燃料或生物质来产生电能和热。使用热机将化石燃料燃烧产生的热能转化为转动能，从而产生机械能。发电机则通过磁场与导体间的相对运行，将机械能转化为电能。图 A-1 为锅炉式发电机组的概括性工艺和操作流程图。

根据热力学第二定律，热能是无法全部转化为机械能的。因此，热电厂也副产低温余热。如果低温余热无法加以利用，则散失到环境中。如果对废热加以利用（例如用于工业过程或居民取暖），则电厂称为热电联产电厂或 CHP（热电联供）电厂。

热电行的分类

热电厂可根据燃烧或气化操作的类型进行分类：锅炉、往复式内燃机和燃烧式涡轮机。另外，联合循环发电和热电联产系统可将传统燃烧系统的热损利用起来，从而提高效率。系统的选型依据是发电机组的负荷、燃料供应和能源要求。进行发电时，还必须采用其他辅助工艺，例如煤处理和污染控制。以下各部分介绍每种系统，然后讨论辅助工艺（USEPA 1997）。

锅炉（蒸汽涡轮机）

传统的蒸汽循环热电厂是通过一系列的能量转化步骤来实现发电的：在锅炉内燃烧燃料，将水转化为高压蒸汽，然后用高压蒸汽来推动蒸汽涡轮机发电。系统的热源一般是煤、天然气、油、生物质、其他废弃物或再生燃料的燃烧。高温高压蒸汽在锅炉内产生后，进入蒸汽涡轮机。蒸汽涡轮机的另一侧是冷凝器，冷凝器内保持低温低压。蒸汽从高压锅炉进入低压冷凝

器，在这个过程中推动涡轮机的叶片，从而带动发电机。

涡轮机排出的低压蒸汽进入冷凝器壳体，在冷凝管上冷凝下来。冷凝管内通冷凝水，以保持低温。蒸汽冷却冷凝后，冷凝水通过锅炉给水系统返回锅炉循环使用。为了使冷凝器壳体（蒸汽侧）保持正常的压力，确保发电效率，冷凝管内要有恒定的低温冷凝水流动。冷凝水在冷凝过程中被加热。如果冷却系统是开放式或直流式的，则加热后的冷却水是排入来源水体。⁴²如果是封闭式冷却系统，则将加热后的冷却水送入冷却塔、冷却池或冷却塘，通过蒸发和（或）显热交换，将热释放进入大气内。如果使用循环式冷却系统，则仅须少量的补水，以抵消蒸发损失和冷却塔排污造成的水损失。冷却塔必须定期排污，以控制塔内固体物质的累积。循环式冷却系统的耗水量大约是直流式冷却系统的二十分之一。

蒸汽涡轮机的热效率一般为 35% 左右，也就是说燃烧产生的热能有 35% 左右被转化为电能。剩余的 65% 热能或者经过烟道排放（一般 10%），或随冷凝器的冷却水排放掉（一般 55%）。

烟煤和褐煤是最常用的发电机组燃料，重质燃料油也是燃料的一种。燃煤蒸汽发电系统使用粉煤或碎煤作为燃料。目前使用的燃煤蒸汽锅炉有几种，一般是根据燃烧器的进煤特点和煤的燃烧模式来进行分类。流化床燃烧器中，强制通气使燃料进入浮升状态。固体之间形成气垫，使用颗粒物可以自由移动，象液体一

⁴² 使用地下水作为冷却用水时，冷却水通常是排入地表水体。

样流动。通过使用流化燃烧技术，可高效率使用石灰石等 SO₂ 吸收剂，从而减少 SO₂ 和 NO_x 的排放。另外，流化燃烧的操作温度低，NO_x 的生成量少于传统燃烧技术。

天然气和液态燃料一般是通过管道送往热电厂。煤和生物质燃料可通过铁路、驳船或卡车进行运输。有时候，将煤与水混合形成煤浆，用泵通过管道送往热电厂。煤送至电厂后，卸入储煤场或直接送至炉排或料斗。如果气温比较高，气候干燥，煤在运输过程中可能有必要采取抑尘措施。

进行破碎或粉碎操作之前，可进行洗煤和选煤。煤中的灰分、金属、二氧化硅和硫等杂质可能导致锅炉结垢和结焦。洗煤操作可降低煤的硫含量，以达到二氧化硫 (SO₂) 的排放规定，并减少灰分和重金属的含量。洗煤的成本很高，但是通过提高燃料效率、降低排放控制要求和降低废弃物管理成本，至少可抵消一些洗煤成本。洗煤一般是在煤矿进行，具体方法有重力洗煤、浮选或脱水。

煤是从煤仓运出，粉碎、研磨、进一步干燥后，在燃烧器或燃烧系统内进行燃烧。煤燃烧前的研磨和选煤有许多方法。粉碎机、旋风分离器和炉排都可用于煤的研磨和干燥。通过提高煤的颗粒比表面积，降低水分含量，可极大地提高煤的加热能力。选煤结束后，在厂内运输至燃烧系统。锅炉底部有收集灰渣和（或）炉渣的装置。

往复式内燃机

内燃机可将燃料（一般是柴油或重质燃料油）的化学能转化为机械能，原理与卡车发动机类似，然后用

机械能来带动发电机。发电用的内燃机一般分两种：中速四冲程筒状活塞内燃机；以及低速两冲程十字头型内燃机。两种内燃机均可完成空气—标准柴油的热力学循环。活塞将空气吸入或压入气缸，并压缩空气。然后，将燃料喷入气缸，依靠空气压缩产生的热量将燃料点燃。燃料与空气的混合物燃烧后体积膨胀，推动活塞。然后，燃烧产物从气缸中排出，完成循环。

内燃机废气排放的影响因素有：原动机的负荷特性；空气湿度和温度等环境条件；燃油质量，例如硫含量、氮含量、粘度、点燃能力、密度和灰分；以及现场的情况和原动机的辅助设备，例如冷却性能和废气回压。对 NO_x 排放有影响的内燃机参数有：燃料喷射的正时、持续时间和雾化；助燃空气的状况（受气门正时、增压空气系统和气缸前置增压空气冷却效果的影响）；以及燃烧过程（受空气与燃料混合、燃烧室设计和压缩比的影响⁴³）。颗粒物排放取决于内燃机的总体状况，特别是燃料喷射系统及其维护情况，以及燃料的灰分含量（一般为 0.05–0.2%）。SO_x 排放直接取决于燃料的硫含量。燃油的硫含量最低可达到 0.3%，有些情况下也可能高达 5%。

柴油机对燃料的要求很灵活，可使用柴油、重质燃料油、天然气、原油、生物柴油（例如棕榈油等）和乳化燃料（例如奥里油）。

单机运行的发电效率，中速机在 40% 左右，大型机 50% 左右，联合循环发电的效率更高。CHP（热电联供）的总效率，如果使用液态燃料，效率一般为 60–

⁴³ 如果燃料喷射过早，气缸压力会增加，形成更多的氮氧化物。如果喷射过迟，燃料消耗和涡轮增压器转速会增加。延迟喷射可减少氮氧化物的排放，但颗粒物和未燃烧物的含量会增加。

80%，使用气态燃料的效率更高，具体取决于用途。热电联供时，热功比一般在 0.5 至 1.3 之间，取决于具体的用途。

稀薄燃烧燃气轮机

大型静态中速燃气轮机，单机运行的电效率一般为 40–47%，联合循环运行时最高可接近 50%。热电联供装置的总效率一般接近 90%，具体取决于应用。热电联供时，热功比一般在 0.5 至 1.3 之间，取决于具体的用途。

火花点火 (SG)

火花点火的燃气型奥托发动机，采用的是稀薄燃烧概念，即气缸内使用的是助燃空气与燃料的稀薄混合物（空气含量远超过助燃所需）。为了稳定稀薄混合物的点火和燃烧过程，大型内燃机都有一个使用浓空气/燃料混合物的预燃室。点火是使用火花塞或预燃室内的其他装置，为气缸内的主燃料供给流提供高能点火源。对内燃机中 NO_x 形成量最重要的影响参数是燃烧温度，燃烧温度越高，废气中的 NO_x 含量越高。为减少氮氧化物的生成，可降低燃料/空气比。这样，单位燃料的燃烧放热量不变，加热的废气量增加，从而降低最高燃烧温度。降低燃料/空气比的方法称为稀薄燃烧，可有效减少 NO_x 的排放。因此，火花点火的稀薄燃烧发动机的 NO_x 排放量很低。此类发动机仅限纯燃气发动机，只能使用气态燃料。

双燃料发动机 (DF)

有些双燃料发动机可使用多种燃料，既可使用低压天然气，也可使用柴油（备用燃料）、重质燃料油等液态燃料。无论使用哪种燃料，此类发动机均可满负荷

运行。双燃料 (DF) 发动机还可以气态燃料作为主燃料，仅使用液态燃料作为引火物，对气态燃料进行点火。

燃烧轮机

燃气轮机系统的运行方式与蒸汽轮机类似，只是用燃烧气代替蒸汽来推动涡轮机的叶片。除了发电机外，涡轮机还可推动旋转式压缩机进行空气压缩，然后将压缩空气与气态或液态燃料在燃烧室中进行混合。压缩比越大，温度越高，燃气轮机的效率越高。但是，温度越高，NO_x 的排放量也越高。废气从燃气轮机直接向大气排放。燃气轮机与蒸汽轮机系统不一样之处在于，没有锅炉或蒸汽供应、冷凝器和废热处理系统。因此，燃气轮机系统的固定资产投资要远远低于蒸汽轮机系统。

燃气轮机用于发电，往往是作调峰之用，调峰机组需要具备快速启动能力，每个运行的时间都不长。大多数已装机的简单燃气轮机都没有控制装置，效率仅有 20% 至 30%。

联合循环发电

联合循环发电是燃气轮机与蒸汽发电组合使用。在联合循环燃气轮机 (CCGT) 中，燃气轮机的废气用于提供锅炉的全部或部分热源，锅炉产生蒸汽来推动蒸汽透平发电机。两者的组合使用可将热效率提高至大约 50–60%。联合循环系统可使用多台燃气轮机来推动一台蒸汽轮机。有时也使用柴油机与蒸汽发电机组成联合循环系统。

另外，整体式煤气化联合循环 (IGCC) 装置是正在崛起的新技术。IGCC 系统使用“气化炉”在高压下进行

煤气的制气和洗气，从而减少废气和颗粒物的排放。

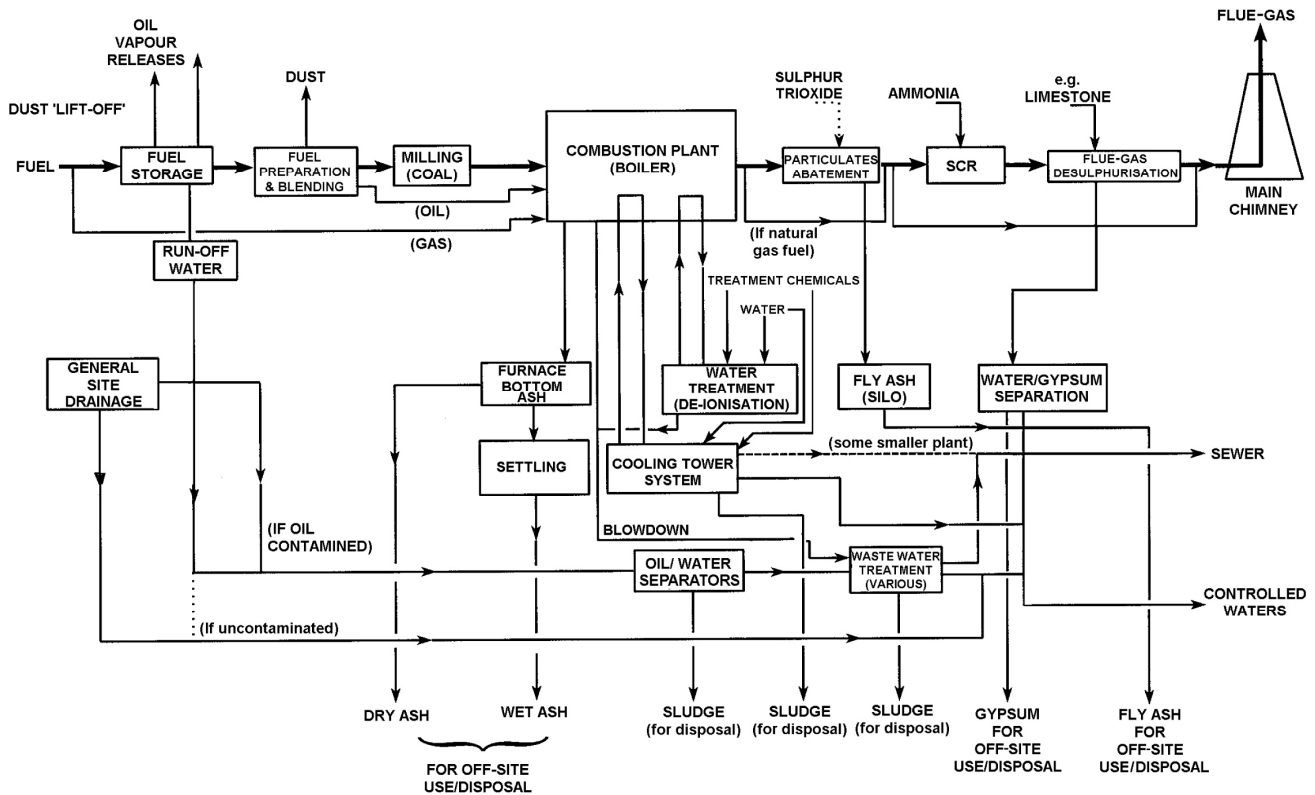
⁴⁴ 然后，在CCGT发电系统内燃烧煤气。

热电联产

热电联产是将发电系统与工业供热和蒸汽供应和（或）市政供热系统合并在一起。热电联产系统的能源利用率最高，可回收废热用于工业用途。热电联产技术分为“顶循环”和“底循环”两种系统，具体取决于先取出的是电能（顶循环）还是热能（底循环）。热电联产系统大都采用顶循环。

⁴⁴ 气化工艺是指在氧气（或空气）和蒸汽形成的还原性气氛中，将煤转化为气体。

图A-1
热电厂⁴⁵及相关操作的概括性流程图



资料来源：EC 2006

⁴⁵ 仅适用于带冷却塔的锅炉发电机组。此流程图不适用于配置完全不同的内燃机和透平机。

附件 B：热电项目环境影响评价指南

热电项目的环境评价（EA）应考虑政府的能源和（或）环境政策或战略，包括现有发电、输电和配电系统的能效改进、需求方管理、项目选址、燃料选择、技术选择和环境效益等战略性因素。

新建设施和现有设施的扩建

为了确定项目现场具体的废气排放要求和新建或扩建热电厂的其他控制指标，新建设施须进行环境评价，现有设施须进行环境评价和环境审计。表B-1为环境评价的主要内容建议。环境评价的范围取决于项目的具体情况。

表B-1、新建热电厂环境评价的主要EHS内容建议

表B-1、新建热电厂环境评价的主要EHS内容建议	
方案分析	<ul style="list-style-type: none"> ● 燃料选择（包括非化石燃料—煤、油、气、生物质、其他可再生能源，例如风能、太阳能、地热、水电）、燃料供应来源 ● 发电技术 <ul style="list-style-type: none"> ○ 热发电效率（总HHV、总LHV、净HHV、净LHV） ○ 成本 ○ CO₂排放量（克CO₂/kWh） ● 温室气体减排/排放抵消选择 <ul style="list-style-type: none"> ○ 能源转化效率 ○ 抵消安排 ○ 使用可再生能源来源等 ● 承受水体的基线水质 ● 供水 <ul style="list-style-type: none"> ○ 地表水、地下水、淡化水 ● 冷却系统 <ul style="list-style-type: none"> ○ 直流式冷却系统、湿式封闭冷却系统、干式封闭冷却系统 ● 灰渣处理系统—湿法处理与干法处理 ● 污染控制 <ul style="list-style-type: none"> ○ 大气排放物—烟道气的一次及二次处理（成本、效能）

	<ul style="list-style-type: none"> ○ 废水处理（成本、效能） ● 废水排放 <ul style="list-style-type: none"> ○ 地表水 ○ 蒸发 ○ 循环利用—零排放 ● 选址 <ul style="list-style-type: none"> ○ 征地因素 ○ 燃料供应/电网接入 ○ 当前和未来的土地用途区域规划 ○ 当前和预测的环境基线（大气、水、噪音）
影响评价	<ul style="list-style-type: none"> ● 温室气体排放测算（吨CO₂/年，克CO₂/kWh） ● 大气质量影响 <ul style="list-style-type: none"> ○ SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、重金属（适用者）、酸沉降（如有） ○ 对达到相关大气质量标准的能力的增量影响 ○ 浓度等值线图（短期、年均，以适用者为准）与土地利用规划及地形图的叠加图 ○ 现有来源/未来项目（已知项目）的累积影响 ○ 确定烟道高度 ○ 健康影响因素 ● 对水质/取水的影响 <ul style="list-style-type: none"> ○ 直流式冷却系统的热排放 ○ 其他重要的污染物（视具体项目而定） ○ 对取水的影响 ● 噪音影响 <ul style="list-style-type: none"> ○ 等噪线与土地利用规划图和受体分布图的叠加图 ● 确定污染防治措施

减缓措施/管理计划	<ul style="list-style-type: none"> • 废气（烟道高度、污染控制措施、成本） • 废水（废水处理措施、成本） • 噪音（噪音控制措施、成本） • 废弃物利用/处置（例如灰渣、烟道气脱硫副产品、废油） <ul style="list-style-type: none"> ◦ 灰渣管理方案（灰渣产生、处置、利用、灰渣处置地点规模、灰渣运输安排的定量衡算） • 燃料供应安排 • 应急准备及响应预案 • 工业风险评价（如有必要）
监测方案	<ul style="list-style-type: none"> • 参数 • 采样频率 • 评估标准 • 采样点分布图与相关现场布局图/周边地形图的叠加图 • 成本

环境评价的定性影响分析任务包括：

- 针对包含拟建项目的确定空气流域，收集基线数据，范围从简单的定性信息（小型项目）到比较全面的定量数据（大型项目），具体是环境浓度指标，计算平均值的时间跨度要符合东道国的大气质量标准（例如PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂（燃油和燃煤电厂）、NO_x和地表臭氧；计算平均值的时间跨度可以是1小时最大值、24小时最大值、年均值）；⁴⁶
- 评估基线空气流域质量（例如退化或未退化）；
- 评估基线水质（如必要）；
- 使用适当的数学或物理大气质量扩散模型，估算项目对这些污染物环境浓度的影响；

⁴⁶ “空气流域”是指机组附近大气环境质量直接受机组排放物影响的局部空域。相关局部空气流域的大小取决于机组的特点，例如烟道高度、当地的气象条件和地形。有些情况下，立法机构或相关的环境机关会定义空气流域。如果没有此类定义，则在环境评价过程中，要与负责当地环境管理的机关磋商界定空气流域。

- 如果酸沉降可能造成显著的影响，则使用适当的大气质量模型来评估远距离及跨国界的酸沉降；
- 基线数据收集和大气质量影响评价的范围根据项目的具体情况而定（例如项目规模、大气排放量和对空气流域的潜在影响）。表B-2举例给出了建议做法。

表B-2、大气质量影响评价方法建议	
基线大气质量数据收集	<ul style="list-style-type: none"> • 定性信息（小型项目，例如小于100MWth） • 季节性人工采样（中型项目，例如1,200MWth） • 连续自动采样（大型项目，例如≥ 1,200MWth） • 根据现有数据进行模拟
基线气象数据收据	<ul style="list-style-type: none"> • 对中型和大型项目，从项目现场附近的现有气象台站或项目当地气象台站（如有）收集一年的连续数据（例如机场、气象台），用于建立扩散模型
空气流域质量评估	<ul style="list-style-type: none"> • 确定空气流域已退化（即不符合环境大气质量标准），还是未退化（即符合环境大气质量标准）
大气质量影响评价	<ul style="list-style-type: none"> • 通过模型筛选，评价增量影响大小和最终的参数值（小型项目） • 使用精细模型，评价增量影响大小和最终的参数值（中型项目和大型项目；如果使用筛选模型后确定有必要，小型项目也可使用精细模型）⁴⁷ • 必要时，修改大气排放指标，以确保控制增量影响（例如不超过相关环境大气质量标准指标的25%），不导致空气流域的退化。

⁴⁷ 有关精细/筛选模型的进一步指导意见，参见Appendix W to Part 51 – Guidelines on Air Quality Models by US EPA (Final Rule, November 9, 2005)

如果有合理的把握可以确定，中长期内电厂会进行扩建，或其他污染源会显著扩大，则分析中应考虑拟建电厂设计方案的即期影响，以及装机容量或其他污染源按计划正式扩大后的远期影响。如果根据预测的大气质量影响和（或）大气排放标准的调整预测（例如即将加入欧盟），需要增设污染控制设备，则电厂设计方案应为此预留空间。环境评价还应考虑其他与项目具体相关的环境问题，例如燃料和燃料杂质造成的排放。如果燃料的杂质确定会产生有害的大气排放，则环境评价应估算排放量，评价对环境的影响，并提出减排建议措施。⁴⁸ 某些煤、重质燃料油、石油焦等燃料中可能包含的杂质有铬、汞和其他重金属。

现有电厂的改造

在项目筹备的初期，应对改造方案进行环境评价，以便在最终的关键设计决策之前，有机会评估各种改造选择。评价应包括环境审计，内容是现有电厂的运行对附近人口和生态系统的影响，并辅以环境评价，内容是根据各种改造指标，对这些影响会有多大的改变，并测算每种改造选择的资本投入和运行成本。根据改造的规模和性质，环境审计/评价的范围可以相对窄一些，主要集中于少数会受项目影响的具体问题，如果是在相同地点新建发电机组，则范围可广泛一些，根据需要而定。一般情况下，应包括下列内容：

- 受电厂影响的空气流域或水流域的环境质量，并测算电厂对主要相关污染物总排放量的贡献大小
- 在现行运行条件下和各种改造方案下，电厂对涉

及周边人口和敏感生态系统的环境大气和水质量的影响

- 电厂整体或电厂的具体部位达到各种替代排放标准或其他环境目标所需付出的成本测算
- 提出各种具有成本效益的建议措施，在改造项目的框架内，根据任何相关的排放标准或因采取其他具体措施而带来的要求，改善电厂的环境效益。

这些问题的论述详细程度应与拟建项目的性质和规模相适应。如果电厂所在的空气流域或水流域已经被多种污染源所污染（包括电厂本身），则比较电厂减排或通过其他污染源减排来改善环境大气或水质量的相对成本。

⁴⁸ 美国有几个州通过了法规，允许燃煤发电厂按发电量来控制汞的绝对排放量，或控制汞的相对排放量。例如，伊利诺州规定，装机容量达到25 MW的燃煤发电厂必须执行0.0080磅/千兆瓦时（GWh）总电能输出的汞排放标准，或汞排放量不超过电厂汞输入量10%的排放标准。

Dust "Lift-off"	粉尘“脱离”
Oil Vapor Releases	油气挥发
Fuel	燃料
Fuel Storage	燃油储存
Fuel Preparation & Blending	燃油准备及混合
Dust	粉尘
Milling (Coal)	碾磨（煤炭）
(Oil)	（油）
Combustion Plant (Boiler)	内燃机（锅炉）
Particulates Abatement	细微颗粒物消除
Sulphur Trioxide	二氧化硫
SCR	SCR
Ammonia	氨水
Flue-Gas Desulphurisation	烟气脱硫
e.g. Limestone	例如石灰石
Main Chimney	主烟囱
Flue-Gas	烟气
Run-off Water	径流
(Gas)	（天然气）
(If natural gas fuel)	（如果是天然气燃料）
Treatment Chemicals	化学处理剂
Water	水
General site drainage	现场普通排水系统
Furnace bottom ash	炉底灰渣
Water treatment (de-ionisation)	水处理（去离子）
Fly ash (silo)	飞灰储槽
Water/gypsum separation	水/石膏分离
Settling	沉淀
Cooling tower system	冷却塔系统
(some smaller plant)	（一些小规模发电厂）
Sewer	下水道
(If oil contaminated)	（如果油料被污染）
Blowdown	排污水
Oil/water separators	油/水分离器
Waste water treatment (various)	废水处理（各种）
Controlled waters	受控水域
Dry ash	干灰渣
Wet ash	湿灰渣
For off-site use/disposal	场外使用/处理
Sludge (for disposal)	软泥（处理）
Sludge (for disposal)	软泥（处理）
Sludge (for disposal)	软泥（处理）
Gypsum for off-site use/disposal	石膏场外使用/处理
Fly ash for off-site use/disposal	飞灰场外使用/处理

