

发电工程设计项目经理（设总）培训课题

第三部分：综合设计技术

## 第五章：节能减排技术

华北电力设计院工程有限公司

2012 年 8 月 北京

编写：陆潘根

校审：任晓东 彭 方

# 目 录

|                                   |    |
|-----------------------------------|----|
| 前言.....                           | 1  |
| 1. 节能.....                        | 1  |
| 1.1 政策、标准、规范.....                 | 1  |
| 1.2 影响常规火电厂能耗的因素.....             | 1  |
| 1.3 常规火力发电厂节能要点.....              | 3  |
| 1.4 常规火力发电厂节能措施.....              | 3  |
| 1.5 工程实例.....                     | 12 |
| 2 常规火电厂排放量.....                   | 17 |
| 2.1 烟尘.....                       | 17 |
| 2.2 SO <sub>2</sub> .....         | 22 |
| 2.3 NO <sub>x</sub> .....         | 25 |
| 2.4 废水.....                       | 25 |
| 3 减排.....                         | 26 |
| 3.1 提高蒸汽参数节能减排.....               | 26 |
| 3.2 节能减排新工艺、新技术.....              | 26 |
| 附录 1：火电厂节能分析设计内容深度要求建议（电规总院）..... | 30 |
| 13 节约和合理利用能源.....                 | 30 |
| 附录 2 1000MW—300MW 机组煤耗表.....      | 33 |
| 一、机组煤耗计算说明：.....                  | 35 |
| 二 数据分析.....                       | 37 |
| 参考文献.....                         | 39 |



## 前言

根据《国家发改委关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知》（发改投资[2006]2787号），从07年1月1日起报送国家发展改革委审批、核准的项目可行性研究报告和项目申请报告必须按要求编制节能分析篇，否则，国家发展改革委将不予受理。

火力发电厂设计节能减排工作主要有三类：第一是在电厂规划阶段，选定适合当地建厂条件的电厂类型，如常规燃煤电厂、热电冷联供电厂、煤电一体化大型坑口电站、劣质煤（气）综合利用电厂、燃气电厂等；第二是在主机选型工作中选用高参数大容量机组、热电联产机组、IGCC机组、空冷机组等节能型机组；第三是在系统拟定、辅机设备选型、运行方式、节约用油、节约用水、节约用地等方面的设计优化。

本文以常规燃煤电厂节能减排方面的设计优化为重点，为设计人员在可行性研究阶段编制“节能分析篇”提供概念性的参考资料。

## 1. 节能

### 1.1 政策、标准、规范

- 1.1.1 《中华人民共和国节约能源法》（中华人民共和国主席令【第90号】）；
- 1.1.2 国家发展和改革委员会环境和资源综合利用司《发电节能手册》；
- 1.1.3 国家发展和改革委员会发改投资【2006】2787号《国家发展改革委关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知》；
- 1.1.4 国家发展和改革委员会发改能源【2004】864号《关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》；
- 1.1.5 《中国节能技术政策大纲》
- 1.1.6 国发【2006】28号文《国务院关于加强节能工作的决定》（2006年8月26日）；
- 1.1.7 《火力发电厂技术设计规程》（DL5000-2000）；
- 1.1.8 《公共建筑节能设计标准》（GB50189-2005）；
- 1.1.9 国家发改委《热电联产和煤矸石综合利用发电项目建设管理规定》。

### 1.2 影响常规火电厂能耗的因素

蒸汽参数、锅炉效率、汽机效率、凝汽器端差、加热器端差、循环冷却水温

度、锅炉进风温度、锅炉出口烟气含氧量、锅炉排烟温度、排烟中 CO 的含量、飞灰可燃物含量、主蒸汽压力变化、主蒸汽温度变化、再热蒸汽温度变化、给水温度变化、运行方式、凝汽器真空度变化、凝汽器补水率变化、管道阻力损失、散热损失、点火燃料品种及用量、设备匹配不当引起的节流损失等是影响火力发电厂能耗的主要因素。

下面列举各种因素对能耗的影响程度（以 200MW 机组为例）：

- 循环水温度、循环水温升、凝汽器端差、排汽温度每变化 1℃，影响汽轮机效率变化 0.115% 左右，影响发电标煤耗率变化 1g/kw. h 左右。约等于 8℃ 主蒸汽温度的经济效益。

- 锅炉效率变化 0.18%—0.28% 影响发电标煤耗率相应变化 1g/kw. h。

- 锅炉入风温度提高 1℃，可提高锅炉效率 0.041% 左右，可降低发电标煤耗率 0.14g/kw. h 左右。

- 锅炉出口氧量变化 1%（百分点），约影响锅炉效率变化 0.46%（百分点），影响发电标煤耗率变化 1.6g/kw. h。

- 排烟温度升高 1℃，影响锅炉效率降低 0.041%（百分点）左右，影响发电标煤耗率升高 0.14g/kw. h。

- 锅炉运行中产生 0.1%（百分点）的一氧化碳约使锅炉效率降低 0.4%（百分点），约使发电标煤耗率升高 1.5g/kw. h。

- 飞灰可燃物升高 1%（百分点），影响锅炉效率降低 0.16% 左右，影响发电标煤耗率升高 0.6g/kw. h。

- 一般机组在 25% 负荷时采用滑压运行，可提高电厂运行经济性 2.5% 左右，可降低发电标煤耗率 8.5g/kw. h。

- 汽机在额定负荷下运行，主蒸汽压力降低 1MPa 使汽机效率降低 0.2%（百分点）左右，影响发电标煤耗率升高 1.4g/kw. h 左右。

- 主蒸汽温度降低 1℃，影响汽机效率降低 0.013%（百分点）左右，影响发电标煤耗率升高 0.11g/kw. h。

- 汽耗率变化 0.01kg/kw. h，发电标煤耗率变化 0.9g/kw. h。

- 再热蒸汽温度降低 1℃，汽机效率降低 0.011% 左右，发电标煤耗率升高 0.1g/kw. h 左右。

- 一般給水温度降低 1℃，汽机效率降低 0.011%（百分点）左右，发电标煤耗率升高 0.1g/kw.h 左右。

- 循环水温度变化 1℃影响煤耗变化 1g/kw.h 左右，影响汽机效率变化 0.115%左右，约等于 8—10℃主蒸汽温度变化对煤耗的影响值。

- 凝汽器真空度变化 1 个百分点，影响汽机效率变化 0.305%左右，发电标煤耗率变化 3g/kw.h。

- 凝汽器补水率升高 1%，发电标煤耗率升高 3g/kw.h 左右。

此外在厂房和设备布置方面的设计优化，对节省原材料、降低能耗也有重要的影响。

### 1.3 常规火力发电厂节能要点

1.3.1 采用先进的大容量高参数机组，提高主机效率

1.3.2 选用安全可靠、技术先进、高效的辅机

1.3.3 辅机裕量配置适当

1.3.4 选择优质、低损耗电气设备

1.3.5 工艺系统配置优化

1.3.6 选用保温性能良好的保温和建筑材料

1.3.7 合理设计疏水系统，减少工质和热量损失

1.3.8 采用定-滑-定变压运行及滑参数起动

1.3.9 采用双背压凝汽器

1.3.10 循环水系统冷端优化

1.3.11 锅炉采用节油点火技术

1.3.12 对连续运行，负荷变化较大的辅机考虑采用变频或液力偶合器调速控制，甚至采用汽轮机驱动

1.3.13 采用高效、节能照明灯具

1.3.14 回收余热提高机组效率

1.3.15 厂房和设备布置优化

### 1.4 常规火力发电厂节能措施

1.4.1 提高热力循环效率

(1) 提高主蒸汽参数

1) 提高蒸汽初温可以提高热经济性：提高循环效率；提高排汽干度，减少低压缸排汽湿汽损失，提高了汽轮机的绝对内效率。

提高初温受金属材料的制约。一般优质碳素钢允许蒸汽温度在 450℃ 以下；中合金钢为 510℃；高级合金钢如珠光体钢为 560-570℃；奥氏体钢可在 580-600℃ 高温下使用。

2) 提高主蒸汽初压：在工程实际应用的一定范围内可提高热效率。但当初温和背压一定时，随着初压的提高，排汽湿度加大，不仅侵蚀末级叶片，降低汽轮机低压缸内效率，而且影响安全运行。所以提高初压有与初温相匹配的问题，一味提高初压，并不一定都能提高热效率。

提高初温、初压将使电厂的金属消耗量和投资增加，只有在增加的投资能在允许的期限内得以补偿，在经济上才是合理的。

### 3) 增加再热次数

蒸汽参数在提高过程中，总是先提高再热温度，再提高主蒸汽温度和压力。采用二次再热，在同等参数下，热效率可提高 1.3 个百分点，投资增加 10-15%。

#### a. 主蒸汽压力对热效率的影响（580/600℃）

| 压力  | 主蒸汽温度 | 再热蒸汽温度 | 汽机热耗差    | 汽机热耗降低相对值 | 汽机循环热效率相对提高值 |
|-----|-------|--------|----------|-----------|--------------|
| MPa | ℃     | ℃      | Kj/kw. h | %         | %            |
| 25  | 580   | 600    | 0        | 0         | 0            |
| 28  | 580   | 600    | -41.2    | -0.56     | 0.56         |
| 31  | 580   | 600    | -77.7    | -1.05     | 1.05         |

#### b. 主蒸汽压力对热效率的影响（600/600℃）

| 压力  | 主蒸汽温度 | 再热蒸汽温度 | 汽机热耗差    | 汽机热耗降低相对值 | 汽机循环热效率相对提高值 |
|-----|-------|--------|----------|-----------|--------------|
| MPa | ℃     | ℃      | Kj/kw. h | %         | %            |
| 25  | 600   | 600    | 0        | 0         | 0            |
| 28  | 600   | 600    | -42      | -0.571    | 0.57         |
| 31  | 600   | 600    | -80      | -1.08     | 1.10         |



c. 主蒸汽温度对热效率的影响

| 压力  | 主蒸汽温度 | 再热蒸汽温度 | 汽机热耗差    | 汽机热耗降低相对值 | 汽机循环热效率相对提高值 |
|-----|-------|--------|----------|-----------|--------------|
| MPa | ℃     | ℃      | Kj/kw. h | %         | %            |
| 25  | 580   | 600    | 0        | 0         | 0            |
| 25  | 600   | 600    | -40.2    | -0.54     | 0.54         |
| 28  | 580   | 600    | 0        | 0         | 0            |
| 28  | 600   | 600    | -41      | -0.56     | 0.56         |
| 31  | 580   | 600    | 0        | 0         | 0            |
| 31  | 600   | 600    | -42.5    | -0.58     | 0.58         |

d. 蒸汽初参数与热经济性的关系

| 项目参数                        | 亚临界<br>16.67MPa 537/537℃ | 超临界<br>24.2 MPa 566/566℃ | 超超临界<br>25MPa<br>600/600℃ |
|-----------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|
| 发电热效率%                      | 40.0                     | 42.5                     | 45.7                      |
| 发电标煤耗率<br>g/kw. h           | 307.5                    | 289.41                   | 269.15                    |
| 计及管道效率修正后的发电标煤耗率<br>g/kw. h | 313.78                   | 292.33                   | 271.87                    |
| 厂用电率%                       | 5                        | 5                        | 5                         |
| 供电标煤耗率<br>g/kw. h           | 330.29                   | 307.72                   | 286.18                    |
| 节煤效益 g/kw. h                | 0 (基准)                   | -22.57                   | /                         |
|                             |                          | 0 (基准)                   | -21.54                    |

e. 亚临界、超临界、超超临界机组热经济指标比较表

| 项目参数                          | 亚临界    | 超临界     | 超超临界    |         |
|-------------------------------|--------|---------|---------|---------|
|                               |        |         | 平均水平    | 高水平     |
| 汽轮机热耗<br>Kj/kw. h             | 7800   | 7600    | 7320    |         |
| 锅炉效率%                         | 93     | 93      | 93      | 94      |
| 管道效率%                         | 98     | 99      | 99      | 99      |
| 发电煤耗率<br>g/kw. h              | 292. 4 | 282. 0  | 271. 64 | 268. 75 |
| 厂用电率%                         | 5      | 5       | 5       | 4. 5    |
| 供电煤耗率<br>g/kw. h              | 307. 8 | 296. 84 | 285. 94 | 281. 41 |
| 节煤效益<br>g/kw. h               | 0（基准）  | －10. 96 | /       | /       |
|                               | /      | 0（基准）   | －10. 9  | －15. 43 |
| 计算负荷率修正<br>后的供电煤耗率<br>g/kw. h | 320. 1 | 305. 75 | 291. 61 | 287. 04 |
| 节煤效益<br>g/kw. h               | 0（基准）  | －14. 35 | /       | /       |
|                               | /      | 0（基准）   | －14. 14 | －18. 71 |

#### f. 各类机组发电设计标煤耗水平

| 项目          | 标煤耗 g/kw. h | 参数             |
|-------------|-------------|----------------|
| 超超临界 1000MW | 272         | 25/600/600     |
| 超超临界空冷      | 284         | 25/600/600     |
| 超临界 900MW   | 281         | 24. 2/538/566  |
| 超超临界 600MW  | 274         | 25/600/600     |
| 超临界 600MW   | 281         | 24. 2/566/566  |
| 超临界空冷 600MW | 294         | 24. 2/566/566  |
| 亚临界 600MW   | 288         | 16. 67/538/538 |
| 亚临界空冷 600MW | 301         | 16. 67/538/538 |
| 亚临界 300MW   | 291         | 16. 67/538/538 |
| 亚临界空冷 300MW | 304         | 16. 67/538/538 |
| 超高压 200MW   | 315         | 12. 7/535/535  |
| 超高压 135MW   | 319         | 12. 7/535/535  |
| 高压 100MW    | 366         | 8. 83/535      |
| 高压 50MW     | 383         | 8. 83/535      |
| 高压 25MW     | 416         | 8. 83/535      |
| 中压 12MW     | 500         | 3. 43/435      |
| 中压 6MW      | 525         | 3. 43/435      |

#### (2) 降低热力循环终端参数

当蒸汽初温、初压一定时，通过增加循环水量、凝汽器面积或降低冷却水温度等方法降低背压可以提高循环热效率。但增加了运行费用和初投资，还要考虑设备结构、布置等因素，所以要做全面的技术经济比较（冷端优化）后才能确定合理值。

#### (3) 采用多压凝汽器

多压凝汽器适用于气温高的地区、缺水地区和循环水温升较高的机组。在不增加凝汽器面积和其它条件相同的情况下，多压凝汽器比单压凝汽器降低了排汽平均温度，提高热效率 0. 15-0. 25%。

#### (4) 减少表面式加热器的传热端差

减少传热端温差可以提高热效率，但要增加传热面积，增加初投资。因而需做全面的技术经济比较后才能确定合理值。

#### 1. 4. 2采用大容量超临界、超超临界参数机组

以1000MW超超临界机组为例，在BMCR 工况下，锅炉保证热效率高达94. 12%（优质烟煤）。汽轮机效率高，热耗率低，验收工况的热耗率7356kJ /（kW • h），

其直接效果是可以节约发电用煤。国外超超临界火电机组的技术统计显示，九十年代以来投产的超超临界机组的机组效率高达43%~48%，供电标煤耗率260g/kW·h~290g/kW·h。

设计统计数据表明，国内1000MW级超超临界机组的发电设计标煤耗率为270~285 g/ kW·h，供电设计标煤耗率为284~295 g/ kW·h，全厂热效率44.15%~45.18%。超临界机组与亚临界机组相比其发电标煤耗率低10~13g/kW·h，全厂热效率高1.13%~1.16%。超超临界机组与超临界相比其发电标煤耗率低10~15g/ kW·h，全厂热效率高1.13%~2%。以我国600MW湿冷机组且有代表性的电厂TRL工况为例，超超临界机组供电标煤耗率在301g/kW·h左右，超临界机组供电标煤耗率在315g/ kW·h左右，亚临界机组供电标煤耗率在325g/kW1h左右，与2011年全国火电机组平均供电标煤耗率330g/ kW·h相比，超临界机组、超超临界机组、亚临界机组平均每度电可降低标煤耗率分别为29g/kW·h、15 g/ kW·h、5 g/ kW·h。高参数、大容量机组在有效降低能耗的同时也明显的减少了污染物的排放量。有关资料显示，超超临界机组与亚临界机组相比其烟尘、SO<sub>2</sub>的排放量能减少约10%，还可以减少CO<sub>2</sub>的排放，通常电站效率每提高1%，CO<sub>2</sub>的排放就能减少2%。因此高参数(超临界、超超临界)、大容量(600MW级、1000MW级)机组应作为区域性大型煤电一体化项目的首选机型。

#### 1.4.3 提高锅炉燃烧效率

选用与燃用煤质相匹配的锅炉炉型和制粉、燃烧系统，使用先进的燃烧技术，提高锅炉的燃烧效率。

#### 1.4.4 给水泵配置

300MW、600MW机组的给水泵配置方式，涉及多方面的的技术经济比较，仅从节约厂用电和燃煤角度看，比较如下：

电泵与汽泵方案的比较主要在能量的转化和传递环节上，600MW超临界机组，其给水泵轴功率为12000kW，在相同锅炉蒸发量的前提下，在考虑汽泵少发电约2×15MW及能量转换效率等因素后，汽泵比电泵少消耗的能量折合成供电标煤耗约2g/ kW·h，取计算年利用小时为5500h，年供电量为33亿度，则汽泵比电泵少耗标煤约6600t/年。因此从节能角度，300MW及以上容量机组的锅炉给水泵应优先采用汽动泵。

#### 1.4.5 辅机系统及其设备选择

设备裕量的选取是值得研究的课题。以电站的引风机为例，在设备选择时，锅炉厂提给设计院的锅炉本体接口参数：风量、风压已考虑了裕量，但设计院在选择风机时往往忽略了锅炉厂的裕量，造成裕量的重复计算。以600MW引风机为例，锅炉厂提供的本体阻力约2700Pa(其中已包括裕量约500Pa)，几乎占引风机总压头的50%，如果设计院在选风机时不扣除锅炉厂的裕量，并且再考虑1.2的裕量，则风机的实际裕量达到1.3以上。

有关资料表明，如300MW机组制粉系统的一次离心风机其驱动方式采用定速驱动，即使机组在满出力的情况下，耗电率也增加14.15%（富裕容量过大造成），某电厂实施风机改造后，厂用电率下降1个百分点以上；对于循环水泵等设备一机配三泵（3×33%容量）运行中的节电效果要优于一机两泵（2×50%容量）配置方式。

大型单元机组在循环水系统设计上采用单元制方式，影响了机组运行方式的经济调度。如果两台机为一个扩大单元系统，则适于宜夏季、冬季的不同运行调度方式，耗电率比单元制少12.5%。以上辅机设备和工艺系统设计对总的厂用电率的影响达0.75~1.0个百分点。若对电厂的辅助系统采取诸如上述的优化措施，一个1000MW装机容量的电站若年发电量不变，则一年可多销售 $4 \times 10^8$  kW·h电量，折合标煤约1.28万吨。

在设计方案优化过程中，通过对规范及条文的理解，有些非强制性规范及条文，通过详细的技术方案论证是可以突破的。

#### 1.4.6 锅炉启动方式

小汽轮机启动调试时，一般采用辅汽（启动锅炉或邻炉蒸汽）作为调试用汽，由于调试期间不带负荷，因此用汽量较小。在机组启动过程中，如果将调试汽源管路加大，可在启动时，用辅助蒸汽冲转给水泵汽轮机，直接由汽动给水泵实现锅炉启动。北仑港电厂（5×600MW）的3、5号机通过增设辅助蒸汽至给水泵汽轮机的回路，成功地实现了机组在无电泵情况下的机组启动；沁北电厂（600MW超临界机组）在投运初期已经完全采用汽泵直接启动机组；外高桥三期采用100%汽动给水泵，不设电泵，机组启动时通过老厂供汽直接利用汽泵启动机组。日本的碧南电厂#4机组1000MW超超临界机组也不设电动给水泵。不设专

用电动启动泵，节能效果是显著的。

#### 1.4.7 设备调节方式

(1) 热电联产机组热网循环水泵采用调速泵，在水泵和电动机之间增加液力耦合器，可实现热网水的质调加量调相结合的方式，从而节约厂用电，节约燃煤。

(2) 我国火力发电厂中，各类泵和风机的用电量占火力发电厂自用电量的85%左右，日负荷变化较大的主要辅机设备有引风机、送风机、一次风机、循环水泵、凝结水泵、给水泵、灰渣(浆)泵、排粉机等。

由于风机水泵在阀门开度不变的条件下，轴功率与转速大致成立方关系，所以当风机水泵转速下降时，消耗的功率大大下降。目前电动机调节方式有变频调速、内反馈调速、液力耦合器调速、串级调速、风机叶片调速等。从节能角度看，变频调速、内反馈调速优于其它方式。

风机、水泵等辅机如果采用定速驱动方式，则在调节过程中会产生节流损失。为此需根据其运行特点，选用适当的驱动方式，如变频调速等。

#### 1.4.8 电控系统

变压器自身要产生有功功率损失和无功功率消耗，当负荷率低于30%或超过80%均不利于经济运行，选择变压器容量时要重视；变压器的三相负载不平衡运行不仅降低出力，而且增加损耗，变压器的负载的三相不平衡度要低于5%；选用节能型变压器，合理选择变压器阻抗，均能有效降低变压器本身的铜耗、铁耗，节约厂用电。

1只20W电子节能灯的光通量相当于1只100W白炽灯的光通量，厂内要采用高效节电光源，在条件具备的场所可采用太阳能灯(如航空标志灯、路灯灯)，采用太阳能路灯和航空障碍灯。

#### 1.4.9 节约用油

由于电厂燃油与燃煤其热值比低于其价格比，因此火电厂节约用油得到普遍的重视。目前电站锅炉的点火形式大至有少油、等离子、常规油枪点火和煤层气点火等几种方式。少油、等离子比常规油枪点火有显著的节油效果。

##### (1) 等离子点火

现在600MW 机组大部分锅炉都采用等离子点火技术。等离子点火适用于烟

煤、褐煤等中高挥发份的煤种，试运期间的节油率比常规油枪点火高达90%，2×600MW 机组，其设备投资约600 万元，仅相当于1000 t 燃油的价格。

## （2）少油点火

少油点火技术即微油气化油枪(小油枪)技术，适用于贫煤等低挥发份煤种，目前在贵州、云南宣威、河北龙山等多个300MW及以上机组已有应用。对300MW 机组而言，锅炉维持单支额定出力50kg/h的微油气化油枪运行，一层四支油枪总出力为200kg/h 左右，每天用油4.8吨；试运期间燃油消耗按两月计算 $4.8 \text{ t/天} \times 60 \text{ 天} = 288 \text{ t}$ ，试运期间可节约燃油消耗的标准定量的91%，节油效益十分显著。

（3）工程设计和设计审查中，等离子和少油点火的节油率一般按照8%计算。

## 1.4.10 节约用水

水是宝贵的资源，火电厂既是用水大户，也产生大量污水。在火电厂设计中节约用水和污水零排放同样重要。在设计中应遵循如下原则：

### （1）供水水源

电厂用水要充分利用社会上的再生水，如城市污水、矿井疏干水等。一般禁止使用地下水。

### （2）厂内节水方案

1) 循环使用：排水经简单降温后仍用于原工艺流程，如辅机冷却水采用带机力通风冷却塔的循环水系统。

2) 梯级使用：简化上一级排水处理工艺，做到一水多用。

3) 全厂污废水分别处理后综合利用：经过处理后的工业废水、生活污水用于脱硫用水、厂区绿化、煤场喷洒等。石灰石-石膏湿法脱硫废水单独处理后用于干灰渣的搅拌和灰场的喷洒。

4) 主汽轮机及汽动给水泵的小汽轮机的排汽冷却采用空冷系统，节水率可达75%~80%。

5) 电厂辅机冷却水采用闭式水系统，比采用开式水系统节水25%~30%。

6) 以2台600MW机组为例，除灰、渣采用干式系统，比采用湿式系统节约水量约 $300 \sim 400 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

7) 以2台600MW机组为例，空压机、冷干机、组合式干燥机冷却水利用辅机

循环水冷却，节约水量 $300\text{m}^3/\text{h}$ 左右。

8) 通过对电厂的不同性质污水的处理和回用，空冷机组在正常运行工况下电厂的废水排放量为零，湿冷机组只向外排放部分循环冷却水的排污水。

#### 1.4.11 建筑节能

按建筑节能设计标准进行设计、建设，降低其在使用过程中采暖、空调等方面的能源消耗。通过采用联合建筑，通过使用节能材料和产品，使建筑围护结构的热工性能和气密性得到提高，达到节能规范的要求。

#### 1.4.12 回收余热提高机组效率

对湿法脱硫并通过冷却塔排放脱硫后烟气的燃煤电厂，有可能通过回收余热进一步提高电厂效率。排烟余热在洗涤塔前的烟气冷却器中抽出，回收的余热通过直接或间接的传热用于加热燃烧用空气或加热汽轮机凝结水。根据不同的回收余热工艺系统结构，净机组效率的改善对燃用烟煤为 0.25—0.7 百分点，褐煤为 0.7—1.6 百分点。

#### 1.4.13 汽机房运转层标高优化

汽机房运转层标高与主厂房投资、运行条件和循环水泵运行费用有关。

华能海门电厂（ $2\times 1000\text{MW}$ ）在学习国外先进的主厂房布置理念，突破常规，通过模块化和三维设计手段，采用凝汽器半地下布置方式，在不增加主厂房长度的前提下，将  $1000\text{MW}$  国产超超临界机组汽机房运转层由常规的  $17\text{m}$  优化至  $15.5\text{m}$ ，有效地节约了初投资，降低了运行费用。

### 1.5 工程实例

某工程为扩建  $2\times 1000\text{MW}$  机组燃煤发电厂工程，燃用神华烟煤，已于 2009 年投产。

#### 1.5.1 选用先进的主辅机设备

1) 采用引进型超超临界参数锅炉和汽轮发电机组，热效率达 45.32%，发电标煤耗率为  $271\text{ g/kw.h}$ ，供电标煤耗率为  $283.5\text{ g/kw.h}$ ，与常规超临界机组比较：机组效率提高 4%、发电标煤耗率（较  $600\text{ MW}$ ）降低  $15\text{ g/kw.h}$ ，与亚临界机组（ $600\text{ MW}$ ）比较：机组效率提高 6 %、发电标煤耗率降低  $24\text{ g/kw.h}$ ，2 台机每年可节省标煤 1650—2640 万 t（年利用小时 5500h）。

2) 送风机和一次风机均采用动叶可调轴流风机。引风机采用静叶可调轴流风



机（采用动叶可调轴流风机更有利），可调峰运行，运行效率高，较离心风机节约厂用电达 25 %以上。

3)采用高性能的中速磨.较钢球磨单位制粉电耗节省 30%— 40%，经济性能好；

4)采用内置式除氧器，与常规除氧器及水箱相比，减少了排汽损失，2 台机每年蒸汽消耗量降低约 10 万吨，提高了机组的热效率，节省了运行费用。

5) 选用节能型低损耗的辅机，合理选择辅机备用系数和电动机容量，降低厂用电，节约能源。

6)在水质适宜的情况下，采用效率更高的板式换热器，如汽机润滑及电动给水泵液力耦合器冷油器。与管式冷油器比较节省约 350t/h 冷却水，2 台机组每年节省厂用电约 125 万 kW.h。

7)汽机房采用低运转层，标高下降了 1.5m,从而有效降低了循环水泵扬程，每年节省运行费约 150 万元/2 台。

8) 运行工况变化大，电功率<1200kW 的设备.均可采用变频控制，例如供油泵、生活水泵及化学水升压泵等，节省设备运行电耗约 20%-30%。；

9) 照明专用变压器低压侧加装电压自动分级补偿装置，厂区照明具有时控（光控）等功能。选用新型的节能型光源及附件，例如高光效的金属卤化物灯、高压钠灯、细管荧光灯、紧凑型节能灯和电子整流器。在相同的照度下细管荧光灯比粗管荧光灯一节电 35.9%，紧凑型节能灯-比白炽灯节电 75 %;电子镇流器较普通型镇流器可节省 30%。

### 1.5.2 选择合理的工艺系统

1) 制粉系统采用中速磨煤机正压冷一次风机直吹式系统系统简单，运行可靠，设备故障率低，制粉电耗低，可提高整个机组的可用率和电厂的运行经济性；

2) 锅炉装设等离子点火装置代替部分油枪，减少了机组启动试运行期间及投产后的燃油消耗量，仅启动及调试期间可节省燃油> 4000t;减小点火助燃油系统设计容量、供油泵容量以及燃油储罐容量，油罐从 2x 2000 m<sup>3</sup> 优化为 2 x 500m<sup>3</sup>，达到了节能、省材、节地的目的；

3) 锅炉静电除尘器除尘效率结合烟气脱硫系统综合考虑，合理减少静电除尘器的电场数，降低除尘器电耗。

4)采用气力除灰、粗细灰分送、分存系统，为灰渣综合利用创造条件；

5)主厂房布置采用侧煤仓方案，压缩锅炉房与汽机房之间距离，节约四大管道造价约 2000 万元；

6)运煤系统采用非常规布置，较常规布置减少 4 个转运站，栈桥长度缩短近 700m，皮带机减少 5 台，单路长度缩短约 800m，节省投资约 5000 万元，节省幅度近 25%；还节省电耗，节省土地；

7)厂区雨水管道采用重力自流方式排放，不设雨水泵房，可节省能耗；

8)采用厂用电监控系统(FECS)，以现场总线技术为基础，减少 DCS 的 I/O 卡件，减少控制电缆，降低工程造价，同时提高了电气自动化水平和运行管理水平，减少维护工作量。

### 1.5.3 采用合理的运行方式

1)为了保证机组在变动工况或较低负荷运行时有较好效率，机组采用滑压运行及滑参数起动，这样还可以加快机组投运时间，减少启动汽水损失；

2)采用先进的 DCS 分散控制系统，并将发电机，变压器组及厂用电源系统纳入 DCS;实规单元机组控制系统软硬件真正的一体化;设置了厂级监控信息系统(SIS)和全厂管理信息系统(MIS)，进一步提高了全厂自动化水平，使全厂整体管理实现网络化，为降低全厂燃料消耗、热耗及电耗，实现经济运行优化创造了条件。

### 1.5.4 节约用水的措施

#### 1.5.4.1 选择合理的工艺系统，提高水的重复使用率

1)采用循序供水方式，以提高水的重复利用率。根据各用水点对水质的要求，将用水水质要求高的用水系统的排水作为对水质要求低的用水系统的给水，做到一水多用、综合利用和重复使用。如:工业废水集中处理达标后回用于输煤系统及码头冲洗、除灰系统冲洗、干灰调湿、灰场喷洒、煤场喷淋等。生活污水经处理后回用于厂区绿化。仅此一项全年可节水近 65 万  $\text{m}^3$ ，全年节省开支 221 万元(约 3.4 元/ $\text{m}^3$ )。

2)设置疏水扩容器，将机组启、停及运行时的管道疏水收集进疏水扩容器，然后进入凝汽器，以便回收工质。

3)设置汽机旁路，回收工质。

- 4) 锅炉设启动再循环泵，在锅炉启动和低负荷时回收工质和热量。
- 5) 锅炉冷态开式清洗时的冲洗水回收处理后循环利用，节约用水。
- 6) 将加热器事故疏水疏至疏水扩容器或除氧器以回收工质。
- 7) 设置一台辅汽疏水箱，将机组启、停及运行时的辅助蒸汽系统的疏水收集起来，重复利用。
- 8) 中央空调系统采用风冷机组节约用水。
- 9) 循环冷却水系统采用海水直流供水系统；
- 10) 采用海水脱硫工艺，较湿法脱硫节省投资约 8000 万元，节约淡水量 $>200\text{m}^3/\text{h}$  . 2 台，全年节水 $>110\text{万 m}^3$ ，全年节省开支 374 万元。

#### 1.5.4.2 加强水务管理

- 1) 电厂各用水系统均装设计量表计和阀门，以避免常流水。加强各用水点的用水和排水水量、水质的监控、监测，按水质、水量要求控制调度全厂用水。
- 2) 所有的厕所冲洗阀全部采用节水阀，淋浴采用感应式节水龙头，绿化用水全部采用喷灌技术。主要建筑物设置生活用水计量装置，限制超标用水。
- 3) 厂区工业水供水采用变频无负压管网自动增压给水设备。
- 4) 电厂设立水务管理机构，统一管理全厂用水，设立奖罚制度，以制度形式把用水指标控制在较先进的水平上。

#### 1.5.5 节约用地和原材料的措施

##### 1.5.5.1 节约用地

###### 1) 主厂房优化布置

主厂房采用钢筋混凝土结构侧煤仓、低运转层，闭式水热交换器等室外露天布置，空压机等除尘前烟道下方布置，送、一次风机空预器下方布置，引风机前后烟道叠式布置等优化方案；与同样采用东方机型限额设计案例 B 比较，主厂房区用地面积仅为  $3.67\text{万 m}^2$ ，下降幅度达 32%；

###### 2) 厂区优化布置

通过建筑物联合布置充分利用空间，采用综合管架，严格控制道路、广场占地面积，运煤系统布置简捷等设计优化， $2 \times 1000\text{MW}$  机组工程厂区围墙内用地仅  $32.3\text{hm}^2$ ，一期工程 ( $4 \times 1000\text{MW}$ ) 厂区围墙内用地仅  $47.1\text{hm}^2$ ，单位容量用地仅为  $0.118\text{m}^2/\text{kW}$ ，在采用海水脱硫方案的前提下，与国内已建、在建的同

类型电厂相比，仍节省用地近 30%。

#### 1.5.5.2 节约土方量

厂区地坪标高为 4.8 m，充分考虑了生产需要、交通运输的便利和地下设施布置的合理，在满足工艺要求的前提下，合理利用了地形，避免高挖深填，减少了土方量。

通过优化竖向布置，考虑填方压实系数，全厂土方基本填挖平衡。厂区和施工区挖方量为： $310.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、填方量为： $334.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

#### 1.5.5.3 节约原材料

1) 采用模块化设计思路、先进的三维设计手段，充分优化系统与布置，与在建的 1000MW 等级超临界机组相比，设备布置紧凑、工艺管道短捷，建筑体积小，施工周期短，工程造价低。

2) 热力系统中的主蒸汽和热再热蒸汽管道材料采用 P92、给水管道材料采用 15NiCuMoNb5。采用一级大旁路，减轻了管道及支吊荷重，减少了钢材耗量，降低主厂房框架投资。

3) 烟风道布置及形状优化，大尺寸的烟、风道尽可能采用圆形截面，较常规节约钢板与型钢量约 2000t，节省投资约 1200 万元。

4) 热控、电气设备实行高度物理分散布置，与 600MW 定额比较节省了大量动力电缆和控制电缆。其中动力电缆节省投资 1000 万元以上，降幅达 35%。

5) 在混凝土构件中尽量采用预制件及多用模板，以减少木材的消耗量。

6) 汽动给水泵采用弹簧隔震基础，减少了钢筋混凝土用量。

7) 主广房屋面结构采用变截面实腹钢梁，相比钢屋架节省钢材耗量 15t，方便施工、降低造价。

8) 主厂房及主要生产建筑物采用合理的结构形式和轻型墙体材料，减少了建筑物的荷重，以节约钢材、水泥用量。

9) 主厂房结构采用 SATWE 及 ASP2000 三维空间结构分析程序进行联合结构分析计算，较准确地计算出各构件的受力，减少了主厂房材料耗量。

10) 尽量采用 HRB400 热轧钢筋，减少混凝土结构钢筋用量，节约费用。

## 2 常规火电厂排放量

### 2.1 烟尘

通过采用高蒸汽参数、高燃烧效率等技术，提高机组效率等措施，减少燃料消耗量，达到减排目的。

锅炉烟尘排放量与锅炉炉型、燃料品种、运行工况、除尘器类别和除尘效率，以及管理水平等诸多因素有关。一般机组烟尘排放量可按下式计算：

$$M_a = B_g \left[ 1 - \frac{\eta_c}{100} \right] \cdot \left[ \frac{A_{ar}}{100} + \frac{q_4}{100} \cdot \frac{Q_{DW}}{8100 \times 4.1816} \right] \cdot \alpha_{fh} \quad \text{t/h}$$

式中， $B_g$  为锅炉的燃煤量，t/h；

$\eta_c$  为除尘效率

$A_{ar}$  为燃料的收到基灰分，%；

$q_4$  为锅炉的机械不完全燃烧热损失，%；

$Q_{DW}$  为燃料的低位发热量，kJ/kg；

$\alpha_{fh}$  为飞灰份额，%。

(1) 燃用褐煤的不同装机容量电厂烟尘排放量表

| 序号 | 电厂装机<br>MW   | 发电设备<br>年利用小时 h | 褐煤发热量                     |           |                     |                           |           |                     |                            |           |                     | 备 注   |
|----|--------------|-----------------|---------------------------|-----------|---------------------|---------------------------|-----------|---------------------|----------------------------|-----------|---------------------|---|
|    |              |                 | 10467. 5kJ (2500kcal) /kg |           |                     | 12561 kJ (3000kcal) /kg   |           |                     | 14654. 5 kJ (3500kcal) /kg |           |                     |   |
|    |              |                 | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t        | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t        | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t  | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t        |   |
| 1  | 2x6          | 4000            | 7. 4                      | 19-27     | 64. 3-<br>90. 9     | 6. 16                     | 19-27     | 53. 7-<br>75. 9     | 5. 48                      | 19-27     | 47. 9-<br>67. 6     | 静电除尘器<br>η 99. 5%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>fh</sub> 0. 9 |
| 2  | 2x50         | 5500            | 58. 4                     | 19-27     | 507. 4-<br>717. 7   | 48. 8                     | 19-27     | 425. 4-<br>601. 1   | 41. 8                      | 19-27     | 365. 5-<br>516. 0   | 静电除尘器<br>η 99. 5%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>fh</sub> 0. 9 |
| 3  | 2x100        | 5500            | 110. 8                    | 19-27     | 962. 7-<br>1361. 6  | 92. 4                     | 19-27     | 805. 4-<br>1138. 1  | 79. 2                      | 19-27     | 692. 6-<br>977. 7   | 静电除尘器<br>η 99. 5%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>fh</sub> 0. 9 |
| 4  | 2x125        | 5500            | 127                       | 19-27     | 1103. 5-<br>1560. 7 | 106                       | 19-27     | 924. 0-<br>1305. 6  | 90. 8                      | 19-27     | 794. 0-<br>1120. 9  | 静电除尘器<br>η 99. 5%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>fh</sub> 0. 9 |
| 5  | 2x200        | 5500            | 204. 60                   | 19-27     | 711. 1-<br>1005. 7  | 170. 6                    | 19-27     | 594. 8-<br>840. 5   | 146. 00                    | 19-27     | 510. 7-<br>720. 9   | 静电除尘器<br>η 99. 8%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>fh</sub> 0. 9 |
| 6  | 2x300        | 5500            | 300. 40                   | 19-27     | 1044. 1-<br>1476. 7 | 250. 20                   | 19-27     | 872. 4-<br>1232. 7  | 214. 40                    | 19-27     | 749. 9-<br>1058. 7  | 静电除尘器<br>η 99. 8%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>fh</sub> 0. 9 |
| 7  | 2x600<br>亚临界 | 5500            | 594. 00                   | 19-27     | 2064. 5-<br>2919. 9 | 498. 00                   | 19-27     | 1736. 4-<br>2453. 5 | 424. 60                    | 19-27     | 1485. 2-<br>2096. 6 | 静电除尘器<br>η 99. 8%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>fh</sub> 0. 9 |
| 8  | 2x600<br>超临界 | 5500            | 514. 80                   | 19-27     | 1789. 3-<br>2530. 6 | 430. 00                   | 19-27     | 1499. 3-<br>2118. 5 | 367. 40                    | 19-27     | 1285. 1-<br>1814. 2 | 静电除尘器<br>η 99. 8%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>fh</sub> 0. 9 |

| 序号 | 电厂装机<br>MW     | 发电设备<br>年利用小<br>时 h | 褐煤发热量                     |           |                   |                           |           |                   |                           |           |                   | 备 注   |
|----|----------------|---------------------|---------------------------|-----------|-------------------|---------------------------|-----------|-------------------|---------------------------|-----------|-------------------|---|
|    |                |                     | 10467.5kJ(2500kcal)/kg    |           |                   | 12561 kJ(3000kcal)/kg     |           |                   | 14654.5 kJ(3500kcal)/kg   |           |                   |   |
|    |                |                     | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t      | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t      | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t      |   |
| 9  | 2x600<br>超超临界  | 5500                | 506.00                    | 19-27     | 1758.7-<br>2487.3 | 423.60                    | 19-27     | 1477.0-<br>2087.0 | 361.80                    | 19-27     | 1265.5-<br>1786.5 | 静电除尘器<br>η 99.8%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>rh</sub> 0.9 |
| 10 | 2x1000<br>超超临界 | 5500                | 826.00                    | 19-27     | 2870.9-<br>4060.3 | 692.00                    | 19-27     | 2412.8-<br>3409.3 | 590.80                    | 19-27     | 2066.5-<br>2917.3 | 静电除尘器<br>η 99.5%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>rh</sub> 0.9 |

(2) 燃用烟煤的不同装机容量电厂烟尘排放量表

| 序号 | 电厂装机<br>MW   | 发电设备<br>年利用小时 h | 烟煤发热量                     |           |                  |                           |           |                  |                           |           |                  | 备 注   |
|----|--------------|-----------------|---------------------------|-----------|------------------|---------------------------|-----------|------------------|---------------------------|-----------|------------------|---|
|    |              |                 | 16748kJ(4000kcal)/kg      |           |                  | 18841.5 kJ(4500kcal)/kg   |           |                  | 20935 kJ(5000kcal)/kg     |           |                  |   |
|    |              |                 | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t     | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t     | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t     |   |
| 1  | 2x6          | 4000            | 4.62                      | 11-19     | 23.9-<br>40.5    | 4.10                      | 11-19     | 21.3-<br>36.1    | 3.7                       | 11-19     | 19.3-<br>32.7    | 静电除尘器<br>η 99.5%， q <sub>4</sub> 1%，<br>α <sub>th</sub> 0.9 |
| 2  | 2x50         | 5500            | 36.60                     | 11-19     | 189.3-<br>321.1  | 32.6                      | 11-19     | 169.5-<br>286.9  | 29.20                     | 11-19     | 152.7-<br>257.8  | 静电除尘器<br>η 99.5%， q <sub>4</sub> 1%，<br>α <sub>th</sub> 0.9 |
| 3  | 2x100        | 5500            | 69.20                     | 11-19     | 357.9-<br>607.1  | 61.60                     | 11-19     | 320.3-<br>542.1  | 55.40                     | 11-19     | 289.6-<br>489.1  | 静电除尘器<br>η 99.5%， q <sub>4</sub> 1%，<br>α <sub>th</sub> 0.9 |
| 4  | 2x125        | 5500            | 79.40                     | 11-19     | 410.7-<br>696.5  | 70.60                     | 11-19     | 367.1-<br>621.3  | 63.4                      | 11-19     | 329.4-<br>556.2  | 静电除尘器<br>η 99.5%， q <sub>4</sub> 1%，<br>α <sub>th</sub> 0.9 |
| 5  | 2x200        | 5500            | 127.71                    | 11-19     | 264.2-<br>448.1  | 113.40                    | 11-19     | 235.9-<br>399.2  | 103.00                    | 11-19     | 215.4-<br>363.7  | 静电除尘器<br>η 99.8%， q <sub>4</sub> 1%，<br>α <sub>th</sub> 0.9 |
| 6  | 2x300        | 5500            | 187.60                    | 11-19     | 388.15-<br>658.3 | 166.20                    | 11-19     | 345.7-<br>585.0  | 149.80                    | 11-19     | 313.3-<br>529.0  | 静电除尘器<br>η 99.8%， q <sub>4</sub> 1%，<br>α <sub>th</sub> 0.9 |
| 7  | 2x600<br>亚临界 | 5500            | 371.20                    | 11-19     | 768.0-<br>1302.5 | 330.00                    | 11-19     | 686.4-<br>1161.6 | 297.00                    | 11-19     | 621.1-<br>1048.8 | 静电除尘器<br>η 99.8%， q <sub>4</sub> 1%，<br>α <sub>th</sub> 0.9 |
| 8  | 2x600<br>超临界 | 5500            | 322.40                    | 11-19     | 667.0-<br>1131.3 | 281.60                    | 11-19     | 585.8-<br>991.3  | 257.40                    | 11-19     | 538.3-<br>908.9  | 静电除尘器<br>η 99.8%， q <sub>4</sub> 1%，<br>α <sub>th</sub> 0.9 |



| 序号 | 电厂装机<br>MW     | 发电设备<br>年利用小时 h | 烟煤发热量                     |           |                   |                           |           |                  |                           |           |                  | 备 注   |
|----|----------------|-----------------|---------------------------|-----------|-------------------|---------------------------|-----------|------------------|---------------------------|-----------|------------------|---|
|    |                |                 | 16748kJ(4000kcal)/kg      |           |                   | 18841.5 kJ(4500kcal)/kg   |           |                  | 20935 kJ(5000kcal)/kg     |           |                  |   |
|    |                |                 | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t      | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t     | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含灰<br>量% | 年烟尘排<br>放量 t     |   |
| 9  | 2x600<br>超超临界  | 5500            | 316.80                    | 11-19     | 655.5-<br>1111.6  | 277.20                    | 11-19     | 576.6-<br>975.8  | 253.00                    | 11-19     | 529.1-<br>893.4  | 静电除尘器<br>η 99.8%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>th</sub> 0.9 |
| 10 | 2x1000<br>超超临界 | 5500            | 517.00                    | 11-19     | 1069.7-<br>1814.2 | 453.20                    | 11-19     | 942.7-<br>1595.3 | 413.60                    | 11-19     | 864.9-<br>1460.5 | 静电除尘器<br>η 99.5%, q <sub>4</sub> 1%,<br>α <sub>th</sub> 0.9 |

## 2.2 SO<sub>2</sub>

由煤中所含的 S 在燃烧时生成 SO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> 进入大气后氧化成 SO<sub>3</sub>, 溶于水中, 是形成酸雨的主要原因。大气中的 SO<sub>2</sub> 能刺激眼睛和呼吸系统, 引发疾病。

燃煤机组燃烧过程中排出的 SO<sub>2</sub> 是由燃料中的硫份生成的。假设已知单位发电煤耗率, 则燃煤机组 SO<sub>2</sub> 的排放量用下式来计算:

$$M_{SO_2} = 2B_g \cdot \left[1 - \frac{\eta_{SO_2}}{100}\right] \cdot \left[1 - \frac{q_4}{100}\right] \cdot \frac{S_{ar}}{100} \cdot K \quad \text{t/h}$$

式中:

$B_g$  为锅炉的燃煤量, t/h;

$q_4$  为锅炉的机械不完全燃烧热损失, %;

$\eta_{SO_2}$  为脱硫装置脱硫效率, %。

$S_{ar}$  为燃煤的收到基含硫量, %;

$K$  为烟气中 SO<sub>2</sub> 转换份额, 一般为 90%

火电厂 SO<sub>2</sub> 排放量见下表:

燃用褐煤的不同装机容量电厂 SO<sub>2</sub> 排放量表

燃用烟煤的不同装机容量电厂 SO<sub>2</sub> 排放量表

(1) 燃用褐煤的不同装机容量电厂 SO<sub>2</sub>排放量表

| 序号 | 电厂装机<br>MW     | 发电设备<br>年利用小时<br>h | 褐煤发热量                     |             |                             |                           |             |                             |                           |             |                             | 备 注                                      |
|----|----------------|--------------------|---------------------------|-------------|-----------------------------|---------------------------|-------------|-----------------------------|---------------------------|-------------|-----------------------------|--|
|    |                |                    | 10467.5kJ(2500kcal)/kg    |             |                             | 12561 kJ(3000kcal)/kg     |             |                             | 14654.5 kJ(3500kcal)/kg   |             |                             |  |
|    |                |                    | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含硫<br>量 %  | 年 SO <sub>2</sub> 排<br>放量 t | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含硫<br>量 %  | 年 SO <sub>2</sub> 排<br>放量 t | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含硫<br>量 %  | 年 SO <sub>2</sub> 排<br>放量 t |  |
| 1  | 2x6            | 4000               | 7.4                       | 0.4-<br>1.0 | 52.7-<br>131.9              | 6.16                      | 0.4-<br>1.0 | 43.9-<br>109.8              | 5.48                      | 0.4-<br>1.0 | 39.1-<br>97.7               | 湿法烟气脱硫<br>η 90%, q <sub>4</sub> 1%, K0.9 |
| 2  | 2x50           | 5500               | 58.4                      | 0.4-<br>1.0 | 416.3-<br>1040.7            | 48.8                      | 0.4-<br>1.0 | 347.8-<br>869.6             | 41.8                      | 0.4-<br>1.0 | 298.0-<br>744.9             | 湿法烟气脱硫<br>η 90%, q <sub>4</sub> 1%, K0.9 |
| 3  | 2x100          | 5500               | 110.8                     | 0.4-<br>1.0 | 789.8-<br>1974.5            | 92.4                      | 0.4-<br>1.0 | 658.6-<br>1646.6            | 79.2                      | 0.4-<br>1.0 | 564.5-<br>1411.3            | 湿法烟气脱硫<br>η 90%, q <sub>4</sub> 1%, K0.9 |
| 4  | 2x125          | 5500               | 127                       | 0.4-<br>1.0 | 905.3-<br>2263.1            | 106                       | 0.4-<br>1.0 | 755.6-<br>1888.9            | 90.8                      | 0.4-<br>1.0 | 647.2-<br>1618.1            | 湿法烟气脱硫<br>η 90%, q <sub>4</sub> 1%, K0.9 |
| 5  | 2x200          | 5500               | 204.60                    | 0.4-<br>1.0 | 1458.4-<br>3646.0           | 170.6                     | 0.4-<br>1.0 | 1216.0-<br>3040.1           | 146.00                    | 0.4-<br>1.0 | 1040.7-<br>2601.7           | 湿法烟气脱硫<br>η 90%, q <sub>4</sub> 1%, K0.9 |
| 6  | 2x300          | 5500               | 300.40                    | 0.4-<br>1.0 | 2141.3-<br>5353.1           | 250.20                    | 0.4-<br>1.0 | 1783.4-<br>4458.6           | 214.40                    | 0.4-<br>1.0 | 1528.2-<br>3820.6           | 湿法烟气脱硫<br>η 95%, q <sub>4</sub> 1%, K0.9 |
| 7  | 2x600<br>亚临界   | 5500               | 594.00                    | 0.4-<br>1.0 | 2117.0-<br>5292.5           | 498.00                    | 0.4-<br>1.0 | 1774.9-<br>4437.2           | 424.60                    | 0.4-<br>1.0 | 1513.3-<br>3783.2           | 湿法烟气脱硫<br>η 95%, q <sub>4</sub> 1%, K0.9 |
| 8  | 2x600<br>超临界   | 5500               | 514.80                    | 0.4-<br>1.0 | 1834.7-<br>4586.9           | 430.00                    | 0.4-<br>1.0 | 1532.5-<br>3831.3           | 367.40                    | 0.4-<br>1.0 | 1309.4-<br>3273.5           | 湿法烟气脱硫<br>η 95%, q <sub>4</sub> 1%, K0.9 |
| 9  | 2x600<br>超超临界  | 5500               | 506.00                    | 0.4-<br>1.0 | 1803.4-<br>4508.5           | 423.60                    | 0.4-<br>1.0 | 1509.7-<br>3774.3           | 361.80                    | 0.4-<br>1.0 | 1289.5-<br>3223.6           | 湿法烟气脱硫<br>η 95%, q <sub>4</sub> 1%, K0.9 |
| 10 | 2x1000<br>超超临界 | 5500               | 826.00                    | 0.4-<br>1.0 | 2943.9-7<br>359.7           | 692.00                    | 0.4-<br>1.0 | 2466.3-<br>6165.7           | 590.80                    | 0.4-<br>1.0 | 2105.6-<br>5264.0           | 湿法烟气脱硫<br>η 95%, q <sub>4</sub> 1%, K0.9 |

(2) 燃用烟煤的不同装机容量电厂 SO<sub>2</sub>排放量表

| 序号 | 电厂装机<br>MW     | 发电设备<br>年利用小时<br>h | 烟煤发热量                     |            |                             |                           |            |                             |                           |            |                             | 备 注                                       |
|----|----------------|--------------------|---------------------------|------------|-----------------------------|---------------------------|------------|-----------------------------|---------------------------|------------|-----------------------------|---|
|    |                |                    | 16748kJ(4000kcal)/kg      |            |                             | 18841.5 kJ(4500kcal)/kg   |            |                             | 20935 kJ(5000kcal)/kg     |            |                             |   |
|    |                |                    | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含硫<br>量 % | 年 SO <sub>2</sub> 排<br>放量 t | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含硫<br>量 % | 年 SO <sub>2</sub> 排<br>放量 t | 年燃煤量<br>10 <sup>4</sup> t | 煤含硫<br>量 % | 年 SO <sub>2</sub> 排<br>放量 t |   |
| 1  | 2x6            | 4000               | 4. 62                     | 0. 5-2     | 41. 2-<br>164. 7            | 4. 10                     | 0. 5-2     | 36. 5-<br>146. 1            | 3. 7                      | 0. 5-2     | 33. 0-<br>131. 9            | 湿法烟气脱硫<br>η 90%, q <sub>4</sub> 1%, K0. 9 |
| 2  | 2x50           | 5500               | 36. 60                    | 0. 5-2     | 326. 1-<br>1304. 4          | 32. 6                     | 0. 5-2     | 290. 5-<br>1161. 9          | 29. 20                    | 0. 5-2     | 260. 2-<br>1040. 7          | 湿法烟气脱硫<br>η 90%, q <sub>4</sub> 1%, K0. 9 |
| 3  | 2x100          | 5500               | 69. 20                    | 0. 5-2     | 616. 6-<br>2466. 3          | 61. 60                    | 0. 5-2     | 548. 9-<br>2195. 4          | 55. 40                    | 0. 5-2     | 493. 6-<br>1974. 5          | 湿法烟气脱硫<br>η 90%, q <sub>4</sub> 1%, K0. 9 |
| 4  | 2x125          | 5500               | 79. 40                    | 0. 5-2     | 707. 5-<br>2829. 8          | 70. 60                    | 0. 5-2     | 629. 0-<br>2516. 2          | 63. 4                     | 0. 5-2     | 561. 3-<br>2245. 3          | 湿法烟气脱硫<br>η 90%, q <sub>4</sub> 1%, K0. 9 |
| 5  | 2x200          | 5500               | 127. 71                   | 0. 5-2     | 1137. 9-<br>4551. 6         | 113. 40                   | 0. 5-2     | 1010. 4-<br>4041. 6         | 103. 00                   | 0. 5-2     | 917. 7-<br>3670. 9          | 湿法烟气脱硫<br>η 90%, q <sub>4</sub> 1%, K0. 9 |
| 6  | 2x300          | 5500               | 187. 60                   | 0. 5-2     | 1671. 5-<br>6686. 1         | 166. 20                   | 0. 5-2     | 1480. 8-<br>5923. 4         | 149. 80                   | 0. 5-2     | 1334. 7-<br>5338. 9         | 湿法烟气脱硫<br>η 95%, q <sub>4</sub> 1%, K0. 9 |
| 7  | 2x600<br>亚临界   | 5500               | 371. 20                   | 0. 5-2     | 1653. 7-<br>6614. 8         | 330. 00                   | 0. 5-2     | 1470. 2-<br>5880. 6         | 297. 00                   | 0. 5-2     | 1323. 1-<br>5292. 5         | 湿法烟气脱硫<br>η 95%, q <sub>4</sub> 1%, K0. 9 |
| 8  | 2x600<br>超临界   | 5500               | 322. 40                   | 0. 5-2     | 1436. 3-<br>5745. 2         | 281. 60                   | 0. 5-2     | 1254. 5-<br>5018. 1         | 257. 40                   | 0. 5-2     | 1146. 7-<br>4586. 9         | 湿法烟气脱硫<br>η 95%, q <sub>4</sub> 1%, K0. 9 |
| 9  | 2x600<br>超超临界  | 5500               | 316. 80                   | 0. 5-2     | 1411. 3-<br>5645. 4         | 277. 20                   | 0. 5-2     | 1234. 9-<br>4939. 7         | 253. 00                   | 0. 5-2     | 1127. 1-<br>4508. 5         | 湿法烟气脱硫<br>η 95%, q <sub>4</sub> 1%, K0. 9 |
| 10 | 2x1000<br>超超临界 | 5500               | 517. 00                   | 0. 5-2     | 2303. 2-<br>9212. 9         | 453. 20                   | 0. 5-2     | 2019. 0-<br>8676. 0         | 413. 60                   | 0. 5-2     | 1842. 6-<br>7370. 4         | 湿法烟气脱硫<br>η 95%, q <sub>4</sub> 1%, K0. 9 |

### 2.3 NO<sub>x</sub>

氮氧化物 NO<sub>x</sub> 主要由 NO、N<sub>2</sub>O 和 NO<sub>2</sub> 三项组成，但在煤粉锅炉中，NO 为绝大部分，约占 95%，后二项在 NO<sub>x</sub> 排放量中占的比例很小，NO<sub>2</sub> 仅占 5%。因此 NO<sub>x</sub> 的排放量主要由 NO 决定。NO<sub>x</sub> 是光化学烟雾的主要物质基础，也是形成酸雨的主要原因之一。

它的形成途径主要有两条：一是燃煤中氮化物热分解后再氧化，二是燃烧用空气中的氮在高温下氧化。在有些燃烧装置中，后者是产生 NO<sub>x</sub> 的主要来源，但是在烧煤粉或原油的装置中，由于燃料含氮的成份很高，燃料氮是 NO<sub>x</sub> 的主要来源。例如煤粉燃烧时约 70%–90% 的 NO<sub>x</sub> 由燃料中的氮转化而成。实际燃烧过程中，并非全部的燃料氮均转化成为 NO<sub>x</sub>，实现转化的氮和燃料中全部氮之比称为燃料氮的转化率  $\eta_n$ 。通常燃煤锅炉的转化率约为 20%–25%，一般不超过 32%。

已知发电煤耗率  $b$ ，则火电机组 NO<sub>x</sub> 排放量用下式计算：

$$G_{\text{NO}_x} = \frac{30.8}{14} b \cdot N \cdot \frac{\eta_n}{m} (1 - \eta_N) \quad \text{g/kw. h}$$

式中：

$N$  是煤中含氮的平均百分比；

$30.8/14$  是 NO<sub>x</sub> (NO 占 95%；NO<sub>2</sub> 占 5%) 与  $N$  的分子量之比；

$m$  是燃料氮生成的 NO<sub>x</sub> 占全部 NO<sub>x</sub> 排放量的比率， $m=80\%$ ；

$\eta_N$  为脱氮装置的脱氮效率； $\eta_n$  为燃料氮的转化率；一般取  $\eta_n = 25\%$ ，其它参数取值同前。

目前一般锅炉厂都能保证燃用烟煤褐煤时，NO<sub>x</sub> 排放浓度在 350mg/Nm<sup>3</sup> 以下。

### 2.4 废水

通过采用梯级供水方式提高水的重复利用率，使污废水资源化，在减少新鲜水耗量的同时实现废水零排放。

### 3 减排

#### 3.1 提高蒸汽参数节能减排

通过节能，减少资源消耗而达到污染物排放量降低的目的。

若以亚临界 300MW 机组为基准，各种机组的能耗比较如下：

| 项目            | 发电设计标煤耗<br>g/kw. h | 能耗比较<br>标煤耗/291 |
|---------------|--------------------|-----------------|
| 超超临界 1000MW   | 272                | 272/291=0.935   |
| 超超临界空冷 1000MW | 284                | 284/291=0.976   |
| 超临界 900MW     | 281                | 281/291=0.966   |
| 超超临界 600MW    | 274                | 274/291=0.942   |
| 超临界 600MW     | 281                | 281/291=0.966   |
| 超临界空冷 600MW   | 294                | 294/291=1.01    |
| 亚临界 600MW     | 288                | 288/291=0.99    |
| 亚临界空冷 600MW   | 301                | 301/291=1.034   |
| 亚临界 300MW     | 291                | 291/291=1       |
| 亚临界空冷 300MW   | 304                | 304/291=1.045   |
| 超高压 200MW     | 315                | 315/291=1.082   |
| 超高压 135MW     | 319                | 319/291=1.096   |
| 高压 100MW      | 366                | 366/291=1.258   |
| 高压 50MW       | 383                | 383/291=1.316   |
| 高压 25MW       | 416                | 416/291=1.43    |
| 中压 12MW       | 500                | 500/291=1.718   |
| 中压 6MW        | 525                | 525/291=1.804   |

粉尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、CO<sub>2</sub>、废水等污染物的排放量基本与能耗比值成正比关系。由此可见，采用高参数、大容量机组是火力发电厂减排的主要措施。

#### 3.2 节能减排新工艺、新技术

##### 3.2.1 热电冷联供电厂

(1) 对小型城市如县城、县级市，要考虑装设区域性的集中供热机组，采取以热定电的运行方式，机组形式可多样化；对地级市、省会城市装设大型(300MW，600MW)热电联产机组；对于新型城市，尽可能采取热电冷联供方式；对于工业热负荷比较集中的企业特别是循环经济项目，为避免高参数蒸汽远距离输送带来的热损失，可在工厂内规划建设背压供热机组。

(2) 集中供热电厂在采用汽水换热进行采暖供热时, 压力损失 0.04 --0.05MPa/km, 温度损失 0.35 --0.75℃时其供热半径为 20 --30km; 如热冷联供时, 供冷面积在  $10 \times 10^5 \text{m}^2$  左右; 对工业供汽, 压力损失 0.1 -- 0.12MPa /km 温度损失 15 -- 20℃时, 按供汽压力不同一般可参考的供热半径为 0.6MPa 为 10.0km, 4.0--5.4MPa 为 2.5 km(如甲醇及合成氨项目等), 10.0MPa 为 2.0km 以内(氧化铝及合成油项目等)。

热电联产的能源利用率比纯发电机组约提高一倍以上, 目前我国北方采暖地区 300MW 热电联产机组热负荷较高时, 煤耗率与超超临界机组相当(约 275g/kw.h) 或更低, 供热煤耗率低于集中锅炉房, 因此在热负荷需求较大的地区应根据电力市场的需求, 优先发展大型热电联产机组。

### 3.2.2 煤电一体化的大型坑口电站

(1) 煤电一体化项目以煤保电, 有时可能要以煤养电, 电厂建设必须有对口煤矿来支撑, 以煤电联营方式运行, 电厂与煤矿由同一个投资方来掌控。在一个投资方掌控下的煤矿在资源量和生产能力上, 必须能够满足电厂寿命期内的用煤量要求。这种电厂单机容量应选用 600MW 及以上的高参数机组。

(2) 在电厂布局上力求煤炭运距不超过 50km。

### 3.2.3 低热值煤(气)综合利用电厂

(1) 低热值煤(气)综合利用电厂所用的燃煤, 指煤矸石、煤泥和洗中煤的混煤, 靠近煤矿洗煤场就近消纳, 避免长距离运输。其低位发热量在 12550 kJ/kg (3500kcal/kg) 至 16726 kJ/kg (3500kcal/kg) 时, 一般可采用 CFB 锅炉; 低位发热量大于 16726 kJ/kg (3500kcal/kg) 时, 采用煤粉炉。其中对于掺烧煤研石的电厂, 要考虑洗选煤工艺的具体情况, 研石比例可低于 60 %。

CFB 锅炉燃用低挥发分燃料和低热值燃料(如无烟煤)时, 热效率较高, 燃烧温度较低, NO<sub>x</sub> 的排放浓度也较低, 一般在能在 300 mg/m<sup>3</sup> 以下, 烟煤、褐煤在 200 mg/m<sup>3</sup> 以下。能在燃烧过程中添加石灰石脱硫, 脱硫效率在 90%以上。

(2) 电厂要依托煤源点, 具备采用皮带运送燃料(国内有 9.0km 的业绩, 国际上有 10.0km 以上的运行业绩)的条件。电厂与煤矿或洗煤厂间的距离不应超过 10.0km。

(3) 环保效益显著, 劣质煤综合利用电厂的环境保护效益主要体现循环经济项目的灰渣综合利用、生态保护和固体废弃物的排放方面, 采用 CFB 锅炉还有降低 NO<sub>x</sub> 排放浓度和炉内脱硫的优势。

(4) 上下游资源必须匹配, 电厂建设规模与煤炭资源量和生产能力必须匹配, 煤矿的煤

炭可开采量必须能满足电厂寿命期内的用煤量要求。而且在多个煤源点时，电厂应布置在煤

源点的中心位置。

(5) 资源条件允许时，CFB 锅炉的容量宜采用 300MW 或 600MW 超临界级的产品设计。

### 3.2.4 燃气电厂

燃气电厂的燃料有天然气、页岩气、煤层气和煤气化后的合成气体。由于成本和资源等原因，烧天然气的电厂在我国只能在局部地区发展，目前由于机组容量和资源的限制烧页岩气和煤层气的电厂规模有限，现可大力发展的燃烧煤气化后的合成气体的燃气蒸汽联合循环的电厂即 IGCC 电厂。IGCC 电厂在火电厂中是最为环保和节能的电厂，它适合高硫煤的利用，其装机规模取决于煤浆气化装置的规模，120 万吨发热量为 27765kJ/kg 的烟煤可生产出约  $1730 \times 10^6 \text{ Nm}^3$  的燃气，可拖动一套总发电能力为 390MW 的 IGCC 机组。另外因地制宜的微型 IGCC 机组也具有广阔的前景。

### 3.2.5 燃气-蒸汽联合循环机组

F 级燃气-蒸汽联合循环机组的热效率可达 57% 左右，发/供电标煤耗率约 215/220 g/kw. h 左右，CO<sub>2</sub> 排放量比常规燃煤亚临界机组低 30% 左右。目前，国际上最先进的燃气-蒸汽联合循环机组的热效率为 60.75%。以天然气为燃料的机组，其 SO<sub>2</sub> 排放浓度约为 45mg/m<sup>3</sup>，NO<sub>x</sub> 排放浓度在 51 mg/m<sup>3</sup> 左右。燃用液体燃料时，均可控制在 90 mg/m<sup>3</sup> 以下。

### 3.2.6 IGCC 机组

采用燃气蒸汽联合循环(IGCC)能大大提高能源的总体利用率，其净热效率在 37-43% 及以上，同时又是最为环保的火电项目。据有关资料，IGCC 与粉煤技术相比，在相同发电量时其平均的 SO<sub>2</sub> 排放量降低 93%，脱硫率大于 98%；NO<sub>x</sub> 排放量降低 75%，控制在 50mg/m<sup>3</sup> 以下；TSP 排放量降低 33%，不超过 10mg/m<sup>3</sup>；节水 30%。IGCC 还为 CO<sub>2</sub> 的回收和埋存创造了条件。

我国目前规划中的 400MW 级引进设备的 IGCC 机组有 16 台。由于进口机组设备价格的原因 IGCC 项目初投资高导致电价比普通直接燃煤电厂高 20% --25%，为此国家将出台相关的鼓励措施推进 IGCC 项目，IGCC 机组的应用前景将十分广阔。

IGCC 机组代表了未来煤电的发展方向，与我国绿色煤电的发展计划有着密切的关系。

### 3.2.7 空冷机组

水是宝贵的资源，特别在我国北方地区，水资源的缺乏严重制约着区域经济的发展。电厂的汽轮机的排汽冷却采用空气冷却系统，可节省常规湿冷系统冷却塔之风吹、蒸发、排污等水量损失，节约水量约 75% --80%，空冷机组在我国北方缺水地区已广泛采用，宁夏灵武



发电公司二期工程即将建设单机容量 1000MW 超超临界直接空冷机组。两台 1000MW 空冷机组比湿冷机组每小时就可节水约 3600 m<sup>3</sup>，全年节约用水约 2500 万 m<sup>3</sup>。目前国内直接空冷和间接空冷方式均有成熟的运行业绩，600MW 级空冷机组的国产化试点工程已经竣工投产，600MW 级空冷供热机组已完成产品技术设计。

空冷机组的 SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>x</sub> 排放浓度可能略高于同参数的湿冷机组，但平均水耗为 0.15m<sup>3</sup>/S.GW，仅为常规燃煤凝汽二次循环湿冷机组平均水耗 0.71 m<sup>3</sup>/S.GW 的 21%。在节水方面具有明显优势，适于缺水地区选用。

## 附录 1：火电厂节能分析设计内容深度要求建议（电规总院）

根据《国家发改委关于加强固定资产投资项自节能评估和审查工作的通知》（发改投资[2006]2787 号），从 07 年 1 月 1 日起报送国家发展改革委审批、核准的项目可行性研究报告和项目申请报告必须按要求编制节能分析篇，否则，国家发展改革委将不予受理。因此，为规范“节能分析”设计工作内容深度，电规总院组织讨论提出了“项目节能分析设计内容深度要求建议”，在国家发改委正式意见出台前供投资方和设计院参考。

对新编可行性研究报告的项目可参照下列建议在可行性研究报告中编写；对可行性研究报告已审但仅出了审查纪要、尚未出审查意见的项目，可参照下列建议在收口报告中补充相应篇章。

### 13 节约和合理利用能源

#### 13.1 本工程应遵循的节能标准及节能规范

- 国家发改委《关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》（发改能源【864】号）
- 国家发改委令第 40 号《产业结构调整指导目录（2005 年本）》
- 《火力发电厂设计技术规程》DL5000
- 《取水定额第一部分火力发电》（GB/T18916·1-2002）
- 《公共建筑节能设计标准》（GB50189-2005）
- 其它国家、行业有关节能设计标准及控制指标

#### 13.2 项目所在地能源供应状况分析

##### 13.2.1 项目所在地可利用能源现状

- （1）简述当地自产的一次能源种类（煤炭、石油、天然气等）及数量；一次能源利用现状（可自平衡、平衡有余、匮乏需外调等）；本工程所耗一次能源来源；
- （2）根据水资源论证结论意见，简述当地可利用水资源状况（地表水、中水、疏干水）及本工程用水方案；

注：项目所在地指项目所在的地级行政区

##### 13.2.2 本工程能源消耗种类和数量设计值

本工程主要能耗指标如下表：

| 序号 | 内容                | 单位                | 数值 |
|----|-------------------|-------------------|----|
| 1  | 全厂热效率             | %                 |    |
| 2  | 发电标煤耗率            | g/kWh             |    |
| 3  | 厂用电率(含脱硫)         | %                 |    |
| 4  | 百万千瓦取水量/净耗水率(年平均) | m <sup>3</sup> /s | /  |
| 5  | 百万千瓦取水量/净耗水率(夏季)  | m <sup>3</sup> /s | /  |
| 6  | 年点火用油量            | t                 |    |

注：燃气电厂根据气耗数据，折算成标煤耗

取水量为耗水量（含外排的废污水量）、原水预处理量两者之和

### 13.3 本工程设计所采取的节能措施及效果

#### 13.3.1 节煤（或其它燃料）：（热机专业）

主机选型（如采用超临界、超超临界参数）对降低发电标煤耗的贡献值（以“发改能源【2004】864号”文规定的值为基准）及年节煤量。对于燃气电厂，也采用同样的方式比较。

对热电联产机组，一是以相同供电区域规划同期建设的凝汽机组的发电设计煤耗为基准进行比较，说明全年节省的发电煤耗量；二是以同样的供热量为前提，采用集中锅炉房供热所消耗的煤量，与热电联产机组供热所消耗的煤量之差，说明节省的供热煤量。发电节煤量与供热节煤量之和作为热电联产机组全年节煤量。

#### 13.3.2 节油（热机专业）

当煤种适宜采用节油点火装置时，项目分部试运和联合试运转所需的燃油量相对锅炉不采用节油点火装置所需燃油量的比较，比较中应把采用节油点火装置后多消耗的煤量按发热量折算成油量，论述总节油量。

当煤种不适宜采用节油点火装置时，应定性说明项目通过提高调试水平，从而使调试期间用油下降的原则意见。

#### 13.3.3 节水（水工、热机专业）

（1）是否采用了高效、低耗水机组、合适的冷却方式（如空冷、直流、二次循环等）及冷却倍率、合适的浓缩倍率；

（2）辅机冷却系统的合理性；

（3）主要节水工艺及污废水回用措施；

（4）与“发改能源【2004】864号”文相关指标的比较及结论；

#### 13.3.4 降低电耗（电气、热机、运煤、水工专业）

- （1）发电机容量与汽轮机的参数相匹配，以避免发电机功率不足或过大；
- （2）说明变压器类设备节能选型原则，包括合理选择主变压器型式（单相或三相式），是否选用低损耗、节能型变压器；
- （3）其它工艺系统采用的主要降电耗措施；
- （4）厂用电率与同类型同容量机组全国平均指标的对比；

#### 13.4 下阶段节能设计设想

- （1）对连续运行的设备采用变频或调速装置的初步设想；
- （2）采用绿色照明技术如高效率照明灯具、长寿命的电光源、节能灯用电器附件等设想；
- （3）对于采暖、通风、制冷及空调系统节能降耗措施的初步设想；
- （4）电厂相关的辅助、附属建筑的建筑节能原则意见；
- （5）对降低“煤耗、油耗、水耗、厂用电率等可控指标”的调控技术措施及软硬件的配置设想；
- （6）其它有助于电厂节能降耗的措施设想；

注：本建议的章节号为已上报国家发改委审批的新的《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》所对应的章节号

附件：1. 项目委托书

2. 《国家发改委关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知》（发改投资[2006]2787号）

3. 可研审查纪要或意见

## 附录 2 1000MW—300MW 机组煤耗表

1000MW~300MW 机组煤耗表

| 序号  | 机组容量<br>MW | 机组参数              |         |         | 煤质 |    |             | 湿冷机<br>组（汽<br>泵） | 空冷机组           |            |    | 发电标煤<br>耗<br>(kg/kW·h) | 厂用电<br>率(%) | 供电标煤<br>耗<br>(kg/kW·h) |
|-----|------------|-------------------|---------|---------|----|----|-------------|------------------|----------------|------------|----|------------------------|-------------|------------------------|
|     |            | 超超临界              | 超临<br>界 | 亚临<br>界 | 烟煤 | 褐煤 | 无烟煤<br>(贫煤) |                  | 汽泵<br>(湿<br>冷) | 汽泵(空<br>冷) | 电泵 |                        |             |                        |
| 1   | 1000       | √ (26.25/600/600) |         |         | √  |    |             | √                |                |            |    | 0.2700                 | 5.5         | 0.2857                 |
| 2   | 1000       | √ (26.25/600/600) |         |         |    | √  |             | √                |                |            |    | 0.2785                 | 5.8         | 0.2956                 |
| 3   | 1000       | √ (25/566/600)    |         |         | √  |    |             |                  |                | √          |    | 0.2845                 | 5.55        | 0.3012                 |
| 4   | 1000       | √ (25/566/600)    |         |         |    | √  |             |                  |                | √          |    | 0.2934                 | 5.85        | 0.3116                 |
| 5   | 600        | √ (25/600/600)    |         |         | √  |    |             | √                |                |            |    | 0.2740                 | 5.7         | 0.2906                 |
| 6   | 600        | √ (25/600/600)    |         |         |    | √  |             | √                |                |            |    | 0.2785                 | 6.1         | 0.2966                 |
| 7   | 600        | √ (25/600/600)    |         |         |    |    | √           | √                |                |            |    | 0.2816                 |             |                        |
| 8   | 600        | √ (25/600/600)    |         |         | √  |    |             |                  |                |            | √  | 0.2857                 | 8.3         | 0.3116                 |
| 9   | 600        | √ (25/600/600)    |         |         |    | √  |             |                  |                |            | √  | 0.2903                 | 8.7         | 0.318                  |
| 10  | 600        | √ (25/600/600)    |         |         |    |    | √           |                  |                |            | √  | 0.2935                 |             |                        |
| 11  | 600        |                   | √       |         | √  |    |             | √                |                |            |    | 0.2780                 | 5.72        | 0.2949                 |
| 12  | 600        |                   | √       |         |    | √  |             | √                |                |            |    | 0.2825                 | 6.12        | 0.3010                 |
| 13  | 600        |                   | √       |         |    |    | √           | √                |                |            |    | 0.2857                 |             |                        |
| 14  | 600        |                   | √       |         | √  |    |             |                  | √              |            |    | 0.2929                 | 5.74        | 0.3107                 |
| 15  | 600        |                   | √       |         |    | √  |             |                  | √              |            |    | 0.2977                 | 6.14        | 0.3171                 |
| 16  | 600        |                   | √       |         |    |    | √           |                  | √              |            |    | 0.3009                 |             |                        |
| 17  | 600        |                   | √       |         | √  |    |             |                  |                |            | √  | 0.2894                 | 8.5         | 0.3163                 |
| 18  | 600        |                   | √       |         |    | √  |             |                  |                |            | √  | 0.2941                 | 8.9         | 0.3228                 |
| 19  | 600        |                   | √       |         |    |    | √           |                  |                |            | √  | 0.2973                 |             |                        |
| 14a | 600        |                   | √       |         | √  |    |             |                  | √              |            |    |                        | 5.74        | 0.315663               |
| 15a | 600        |                   | √       |         |    | √  |             |                  | √              |            |    |                        | 6.14        | 0.322313               |

| 序号  | 机组容量<br>MW | 机组参数 |     |     | 煤质 |    |         | 湿冷机组（汽泵） | 空冷机组   |        |    | 发电标煤耗<br>(kg/kW. h) | 厂用电率(%) | 供电标煤耗<br>(kg/kW. h) |
|-----|------------|------|-----|-----|----|----|---------|----------|--------|--------|----|---------------------|---------|---------------------|
|     |            | 超超临界 | 超临界 | 亚临界 | 烟煤 | 褐煤 | 无烟煤（贫煤） |          | 汽泵（湿冷） | 汽泵（空冷） | 电泵 |                     |         |                     |
| 17a | 600        |      | √   |     | √  |    |         |          |        |        | √  |                     | 8.5     | 0.31548             |
| 18a | 600        |      | √   |     |    | √  |         |          |        |        | √  |                     | 8.9     | 0.32203             |
| 20  | 600        |      |     | √   | √  |    |         | √        |        |        |    | 0.2869              | 5.75    | 0.3044              |
| 21  | 600        |      |     | √   |    | √  |         | √        |        |        |    | 0.2916              | 6.15    | 0.3107              |
| 22  | 600        |      |     | √   |    |    | √       | √        |        |        |    | 0.2948              |         |                     |
| 23  | 600        |      |     | √   | √  |    |         |          | √      |        |    | 0.3013              | 5.8     | 0.3199              |
| 24  | 600        |      |     | √   |    | √  |         |          | √      |        |    | 0.3063              | 6.2     | 0.3265              |
| 25  | 600        |      |     | √   |    |    | √       |          | √      |        |    | 0.3096              |         |                     |
| #26 | 600        |      |     | √   | √  |    |         |          |        |        | √  | 0.2932              | 8.5     | 0.3204              |
| #27 | 600        |      |     | √   |    | √  |         |          |        |        | √  | 0.2979              | 8.9     | 0.3218              |
| #28 | 600        |      |     | √   |    |    | √       |          |        |        | √  | 0.3012              |         |                     |
| 29  | 300        |      | √   |     | √  |    |         | √        |        |        |    | 0.2813              | 5.7     | 0.2983              |
| 30  | 300        |      | √   |     |    | √  |         | √        |        |        |    | 0.2859              | 6.1     | 0.3045              |
| 31  | 300        |      | √   |     |    |    | √       | √        |        |        |    | 0.2891              |         |                     |
| 32  | 300        |      | √   |     | √  |    |         |          | √      |        |    | 0.3004              | 5.8     | 0.3189              |
| 33  | 300        |      | √   |     |    | √  |         |          | √      |        |    | 0.3053              | 6.2     | 0.3255              |
| 34  | 300        |      | √   |     |    |    | √       |          | √      |        |    | 0.3087              |         |                     |
| 35  | 300        |      |     | √   | √  |    |         | √        |        |        |    | 0.2902              | 5.7     | 0.3078              |
| 36  | 300        |      |     | √   |    | √  |         | √        |        |        |    | 0.2950              | 6.1     | 0.3141              |
| 37  | 300        |      |     | √   |    |    | √       | √        |        |        |    | 0.2982              |         |                     |
| 38  | 300        |      |     | √   | √  |    |         |          | √      |        |    | 0.3095              | 5.8     | 0.3286              |
| 39  | 300        |      |     | √   |    | √  |         |          | √      |        |    | 0.3146              | 6.2     | 0.3354              |
| 40  | 300        |      |     | √   |    |    | √       |          | √      |        |    | 0.3180              |         |                     |

## 一、机组煤耗计算说明：

1 根据《节能发电调度办法》(试行)中规定“机组运行能耗水平近期暂依照设备制造厂商提供的机组能耗参数排序，逐步过渡到按照实测数值排序，”现采用简化计算，将机组效率简化为锅炉效率、管道效率和汽轮机效率，汽轮机效率使用的是汽机厂汽轮机本体的效率，不代表实际电厂的热效率。因为没有考虑任何电厂的实际系统，例如没有考虑系统补水，锅炉的排污，生水加热，采暖、暖风器、燃油加热、露天防冻、脱销氨气化、灰斗防露等多种热量消耗，这些热消耗不同的电厂差别是很大的，必须做详细的全厂热平衡计算才是实际电厂的热效率。

### 2 锅炉效率的选取

所有型式的机组全部按烟煤、褐煤和无烟煤分三挡。只是百万机组的无烟煤的炉子（W火焰炉），目前还没有制造出来，故百万机组不考虑无烟煤的情况。

#### 2.1 烧烟煤的锅炉效率：

由于煤种中，同是烟煤，煤质也有好坏之分，根据我们工程设计经验，烟煤锅炉效率从 93.86%到 92.8%之间，多多少少没有相同的（详见附表）。1000MW 锅炉按北疆的上海锅炉效率考虑，其它工程按 93.5%考虑。

#### 2.2 烧褐煤的锅炉效率：

参考我们做设计的工程褐煤锅炉，锅炉效率基本在 92%附近。但克什克腾 1000MW 机组，由于锅炉蒸发量较大（与 600MW 锅炉比）炉型设计较为复杂，锅炉效率只能到 91%，故 1000MW 工程的褐煤锅炉效率按 91%，其它工程按 92%考虑。

#### 2.3 烧无烟煤、贫煤的锅炉效率：

参考我们做的工程设计无烟煤、贫煤锅炉，综合考虑按 91%。

#### 2.4 不同机组的计算发、供电煤耗采用锅炉效率如下：

|        | 锅炉效率   |     |         |
|--------|--------|-----|---------|
|        | 烟煤     | 褐煤  | 无烟煤（贫煤） |
| 1000MW | 93.86% | 91% | /       |
| 600MW  | 93.5%  | 92% | 91%     |
| 300MW  | 93.5%  | 92% | 91%     |

## 3 热耗值的选用

### 3.1 百万机组：

湿冷机组的热耗参考天津北疆工程；空冷机组的热耗参考克什克腾空冷机组，两工程机组的温度压力值不同。

### 3.2 600MW 机组：

#### （1）超超临界机组：

湿冷机组的热耗参考江苏徐州阚山电厂工程的热平衡图数据，空冷机组的热耗参考当时大同三期做超超临界空冷机组方案时汽机厂提供的数据。

#### （2）超临界机组：

湿冷机组的热耗参考黄骅二期工程；第 14 到 19 行空冷机组电泵方案的机组热耗参考前大同三期，空冷机组小汽泵方案的机组的热耗参考前大同三期设计；从 14a 到 18a 空冷机组汽泵与电泵机组热耗参考霍州兆光电厂。

#### （3）亚临界机组：

湿冷机组的热耗参考托克托二期工程；上都电厂与托克托三期汽机都是东方机，因此空冷机组电泵方案的热耗参考上都电厂，空冷机组小汽泵方案的机组热耗参考托克托三期工程。

### 3.3 300MW 机组：

#### （1）超临界机组：

湿冷机组的热耗参考燕山石化可研阶段上汽厂提供的热平衡图数据，空冷机组配汽泵的的热耗参考京丰超临界 350MW 可研阶段东汽厂提供的热平衡图数据，目前还没有超临界空冷电泵机组的数据。

#### （2）亚临界机组：

湿冷机组的热耗参考三河工程，空冷机组配汽泵的热耗参考瑞光工程。目前还没有亚临界空冷机组配电泵机组的数据。

#### （3）目前国内 300MW 机组有纯凝机型和供热机型，纯凝机型的机组热耗应该比供热机型的好，鉴于目前只能新上 300MW 供热机组，根据《节能发电调度办法》（试行）中规定“燃煤热电联产发电机组按照‘以热定电’的原则安排发电负荷。超过供热所需的发电负荷部分，按冷凝式机组安排。”因此在表中 300MW 机组均按供热机型考虑纯凝工况的情况。

### 4 管道效率按 99%考虑。

### 5 空冷机组采用小汽泵和电泵方案发、供电煤耗比较原则说明

对电泵和小汽泵有两种比较方案，比较基准不同：



(1) 按发电机机端功率相等比较；(锅炉蒸发量不等，发电功率相等，即耗煤量不等)

(2) 按锅炉蒸发量相等比较；(即耗煤量蒸汽流量相等，发电机所发功率不等)

以上两种比较，各有理由，方案 2 更能说明能量转换效率。但鉴于中国电网按发电机机端功率调度的现实，方案 1 更符合中国国情。因此，采用按发电机机端功率相等原则比较发、供电煤耗。

6 厂用电率是综合以往工程计算数据经验而给出，与实际运行厂用电率会有差异，实际运行厂用电率与煤质、负荷率以及管理有关，通常设计院计算厂用电率比较保守。

## 二 数据分析

1 影响机组供电煤耗的主要因素有：机组参数（决定机组本身效率）、煤质（影响锅炉效率、辅机容量和厂用电率）、湿冷还是空冷（影响机组效率）、厂用电率（工程本身的条件及各系统优化都影响厂用电率）等，机组热耗值影响权重最大，其次为锅炉效率、厂用电率。

2 烧同样煤质、同等容量同等型式（湿/空冷）机组，机组温度压力参数越高，效率越高，发供电煤耗越低。同等容量、同样参数、系统配置相同条件下，烟煤与褐煤相比，显示 1000MW 烟煤炉供电煤耗比褐煤炉供电煤耗少 $\sim 10\text{g/kW}\cdot\text{h}$ ；600MW 相差 $\sim 6\text{g/kW}\cdot\text{h}$ 。

3 关于空冷机组给水泵选型影响供电煤耗，现只有 600MW 空冷机组选用湿冷汽泵或电泵的实例，表中第 14—17 项计算超临界空冷机组依据某厂家提供的热耗（汽泵方案为 7934.5；电泵 7846）汽泵比电泵方案供电煤耗相差约 4—5.5 g/kW·h。

但是同是此厂家在 2006 年为某项目作 600MW 超临界空冷机组配汽泵和电泵方案比较（热耗汽泵方案为 8070.9；电泵 7846），供电煤耗汽泵方案为 315.96 g/kW·h，电泵方案为 316.5 g/kW·h；二者差 0.54 g/kW·h。关键是汽机厂提供的热耗值影响计算结果，（我们对原始资料不做修改）我院一些热机专家分析认为二者供电煤耗差表中数据偏离实际数据，根据已往湿冷机组对两方案比较供电煤耗差在 1g/kW·h 内。但是依据中国调度方式配汽泵可向电网多供电。14a—18a；23—28 也可比较汽泵与电泵的供电煤耗差在 0.5 g/kW·h 左右。

4 今后申报空冷机组项目，由于政策控制空冷机组耗水指标不能超过 0.12m<sup>3</sup>/S. 百万 kW，因此，汽泵只能选择空冷小汽泵，小汽泵的背压高效率会降低，会影响供电煤耗，由于没有详细热力平衡图，还没有与电泵的比较数据。空冷汽泵会增加投资、占地、系统复杂、调节性能不如湿冷汽泵和电泵。

5 《节能发电调度办法》(试行)中指出：“，对因环保和节水设施运行引起的煤耗实测数值增加要作适当调整。”。对于北方缺水地区，我们认为不能将湿冷机组与空冷机组相比煤耗，需要制定节水指标转化煤耗的比较办法。空冷机组采用湿冷汽泵比电泵和空冷汽泵 2X600MW

多用水 110t/h 左右。

6 依据《节能发电调度办法》(试行)，增加了 300MW 亚临界供热机组在非供暖期能否上网的风险性，上网依赖于电力市场空间的大小。在有热负荷和电负荷市场同时存在的条件下，且厂址条件适合装大机组，建议供热机组选高参数大容量机组，降低市场风险。对场地条件不允许建设大机组，要分析电力市场变化，考虑是否装设超临界 300MW 供热机组。

7 鉴于在上面机组煤耗计算说明中第 1 条中所述理由，本计算结果只能作为对比分析用，不能作为对实际运行电厂的控制和考核用。

## 参考文献

- 1 火力发电厂（第二版） 中国电力出版社 郑体宽 主编
- 2 超超临界 1000MW 火力发电厂热机设计技术 中国地质大学出版社  
杨小华 等编著
- 3 节能减排与火电新技术（动力工程第 29 卷第 1 期）2009 年 1 月 程均培 著
- 4 热电联产规划设计手册 中国电力出版社 杨旭中 等编著
- 5 陡河 600MW 超临界机组谈判资料
- 6 火力发电厂能耗指标管理 华文出版社 蒋明昌等著
- 7 《我国超（超）临界火电机组实际投运水平评述》电力建设 2009. 4 张建中著
- 8 《超超临界机组参数与容量选择》 哈汽 李殿成 叶东平著
- 9 审查节能专题的几点体会 电力勘测设计 2007 年 08 月 第四期 杨旭中 著
- 10 火电厂节能减排设计的主要途径 电力勘测设计 白 晓 张昌斌 著  
2008 年 10 月第五期