

ICS 27.100

P 60

备案号: J2230—2016

**DL**

**中华人民共和国电力行业标准**

**P**

**DL/T 5513 — 2016**

---

# **发电厂节水设计规程**

**Code for design of water saving for power plant**

**2016-08-16 发布**

**2016-12-01 实施**

---

**国家能源局 发布**

中华人民共和国电力行业标准

发电厂节水设计规程

Code for design of water saving for power plant

**DL/T 5513—2016**

主编部门：电力规划设计总院

批准部门：国家能源局

施行日期：2016年12月1日

2016 北 京

# 国家能源局 公告

2016年 第6号

依据《国家能源局关于印发〈能源领域行业标准化管理办法(试行)〉及实施细则的通知》(国能局科技〔2009〕52号)有关规定,经审查,国家能源局批准《核电厂常规岛及辅助配套设施建设施工质量验收规程 第8部分:保温及油漆》等144项行业标准,其中能源标准(NB)75项和电力标准(DL)69项,现予以发布。

附件:行业标准目录

国家能源局  
2016年8月16日

附件:

行业标准目录

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
.....						
134	DL/T 5513—2016	发电厂节水设计 规程			2016-08-16	2016-12-01
.....						

# 前 言

根据《国家能源局关于下达 2010 年第一批能源领域行业标准制(修)订计划的通知》(国能科技〔2010〕320 号)的要求,标准编制组经广泛调查研究,认真总结发电厂节水方面设计工作经验,在参考《火力发电厂节水导则》DL/T 783—2001 的基础上编制了本标准,并增加了核电厂和燃机电厂节水设计的内容,在广泛征求意见的基础上,制定本标准。

本标准共有 8 章和 1 个附录,主要技术内容包括:总则,术语,基本规定,设计指标计算方法,系统节水设计,水量平衡设计,设计耗水指标,计量、监测及控制等。

本标准自实施之日起,替代《火力发电厂节水导则》DL/T 783—2001 中规划和设计的相关内容。

本标准由国家能源局负责管理,由电力规划设计总院提出,由能源行业发电设计标准化技术委员会负责日常管理,由中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送电力规划设计总院(地址:北京市西城区安德路 65 号;邮政编码:100120)。

本标准主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

**主 编 单 位:**中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

**参 编 单 位:**中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司

**主要起草人:**张爱军 唐燕萍 朱云涛 郑培钢 储剑锋

朴昌吉 关秀彦 杨迎哲 曹 斌 李 诚

马欣强 张 晔 蔡 渊 黄从新 胡 军

**主要审查人:**郭晓克 柴靖宇 惠 超 刘 智 谢网度

徐 明 田蓉荣 冯 璟 周 军 胡华强  
周伟朵 龙国庆 闫文周 陶逢春 葛小玲  
李海珠

# 目 次

1	总 则 .....	( 1 )
2	术 语 .....	( 2 )
3	基本规定 .....	( 3 )
4	设计指标计算方法 .....	( 5 )
5	系统节水设计 .....	( 8 )
5.1	发电厂各系统用水要求 .....	( 8 )
5.2	冷却水系统 .....	( 9 )
5.3	化学水处理系统 .....	( 10 )
5.4	热力系统 .....	( 11 )
5.5	采暖通风与空气调节系统 .....	( 12 )
5.6	燃煤发电厂烟气脱硫系统 .....	( 12 )
5.7	燃煤发电厂除灰渣系统 .....	( 13 )
5.8	燃煤发电厂输煤系统 .....	( 13 )
5.9	雨水回收系统 .....	( 14 )
5.10	原水预处理系统 .....	( 14 )
5.11	其他杂用水系统 .....	( 14 )
5.12	核电厂施工期用水 .....	( 14 )
5.13	生活用水系统 .....	( 15 )
6	水量平衡设计 .....	( 16 )
6.1	水量平衡设计原则 .....	( 16 )
6.2	水量平衡图编制原则 .....	( 17 )
7	设计耗水指标 .....	( 18 )
7.1	一般规定 .....	( 18 )
7.2	火力发电厂设计耗水指标 .....	( 18 )

7.3 核电厂设计耗水指标 .....	( 20 )
8 计量、监测及控制 .....	( 22 )
8.1 一般规定 .....	( 22 )
8.2 水量计量 .....	( 22 )
8.3 水温测量 .....	( 23 )
8.4 水质监测 .....	( 23 )
8.5 水量的控制 .....	( 24 )
附录 A 各系统用水及排水要求标准表格 .....	( 25 )
本标准用词说明 .....	( 26 )
引用标准名录 .....	( 27 )
附:条文说明 .....	( 29 )

# Contents

1	General provisions .....	( 1 )
2	Terms .....	( 2 )
3	Basic requirements .....	( 3 )
4	Calculation for water consumption index .....	( 5 )
5	Design of water saving for each system .....	( 8 )
5.1	Water requirement of each system in power plant .....	( 8 )
5.2	The cooling water system .....	( 9 )
5.3	Chemical water treatment system .....	( 10 )
5.4	Thermal system .....	( 11 )
5.5	Heating, ventilation and air condition system .....	( 12 )
5.6	Flue gas desulfurization system of coal fired power plant .....	( 12 )
5.7	Ash and slag handling systems of coal fired power plant .....	( 13 )
5.8	Coal handling system of coal fired power plant .....	( 13 )
5.9	Rain water reclaim system .....	( 14 )
5.10	Raw water pretreatment system .....	( 14 )
5.11	Miscellaneous using water system .....	( 14 )
5.12	Construction water of nuclear power plant .....	( 14 )
5.13	Potable water system .....	( 15 )
6	Design of water balance .....	( 16 )
6.1	Design principle for water balance .....	( 16 )
6.2	Guideline of water balance diagram .....	( 17 )
7	Design water consumption index .....	( 18 )
7.1	General requirements .....	( 18 )



7.2	Design water consumption index of fossil fuel power plant .....	( 18 )
7.3	Design water consumption index of nuclear fuel power plant .....	( 20 )
8	Metering, monitor and control .....	( 22 )
8.1	General requirements .....	( 22 )
8.2	Metering of water flow .....	( 22 )
8.3	Monitoring of water temperature .....	( 23 )
8.4	Monitoring of water quality .....	( 23 )
8.5	Control requirement of water flow .....	( 24 )
Appendix A	Standard sheets of using and draining water exchange for each system .....	( 25 )
	Explanation of wording in this code .....	( 26 )
	List of quoted standards .....	( 27 )
	Addition; Explanation of provisions .....	( 29 )

# 1 总 则

**1.0.1** 为规范发电厂节水设计,明确节水措施和设计要求,制定本标准。

**1.0.2** 本标准适用于单机容量在 125MW 及以上主要燃用固体化石燃料的火力发电厂、单机容量在 300MW 及以上压水堆核电站常规岛、单机容量在 25MW 及以上的燃气-蒸汽联合循环发电厂工程的节水设计。

**1.0.3** 发电厂节水设计应认真研究发电厂各系统用水、排水的要求和特点,分析影响节水的各种因素,制定有效的技术措施,使有限的水资源充分发挥综合经济效益和社会效益。

**1.0.4** 发电厂的节水设计除应符合本标准外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

## 2 术 语

### 2.0.1 水务管理 Water balance management

对发电厂给水、排水进行分配和平衡管理。

### 2.0.2 水量平衡 Water balance

发电厂的用水经梯级使用,污、废水综合处理复用后,发电厂总补给水量应等于发电厂各系统消耗的水量和发电厂废水排放量之和。

### 2.0.3 矿区排水 Mine drainage

在煤炭开采过程中,需要及时排出矿井内涌出来的地下水。矿区排水可能会含有砂泥颗粒、粉尘、溶解盐、酸、碱、煤炭颗粒和油脂等。

### 2.0.4 设计耗水指标 Design water consumption index

夏季纯凝工况、频率为 10% 的日平均气象条件,机组铭牌出力时的单位装机容量的耗水流量。

### 2.0.5 循环冷却水 Circulating cooling water

发电厂主机凝汽器及其他汽动驱动装置凝汽器循环使用的冷却水。

### 2.0.6 辅机冷却水 Cooling water for auxiliary equipment

发电厂除主机凝汽器和其他汽动驱动装置凝汽器以外,所有其他冷却器和机械轴承使用的冷却水。

### 2.0.7 未预见水量 Unforeseen water

发电厂供水系统设计中,对难以预测的各种因素而需要计入的水量。

## 3 基本规定

**3.0.1** 发电厂应根据厂址地区的水资源条件,因地制宜,合理选择供水系统和冷却方式,控制耗水指标。

**3.0.2** 发电厂节水设计应依靠科技进步,采用成熟可靠的节水技术,降低各工艺系统的耗水量,使用排水复用技术,提高复用水率和废水回收率。

**3.0.3** 发电厂可选择下列节水技术和措施:

- 1 生产水源采用再生水或矿区排水;
- 2 主机选择高效率的机组;
- 3 提高循环水浓缩倍率和循环水排水再利用;
- 4 海水直流供水系统或带海水冷却塔的循环供水系统;
- 5 主机和给水泵汽轮机排汽冷却采用空冷系统;
- 6 辅机冷却水采用空冷系统;
- 7 回收对外蒸汽供热产生的凝结水;
- 8 海水脱硫、干法脱硫或半干法脱硫工艺;
- 9 烟气余热利用装置;
- 10 干式除灰渣系统和干式贮灰场;
- 11 煤仓层和锅炉房采用负压真空吸尘清扫;
- 12 输煤系统除尘采用干式除尘设备或微雾抑尘方式;
- 13 风冷式空调机组;
- 14 热水采暖;
- 15 污水、废水经处理合格后回用;
- 16 雨水回收利用。

**3.0.4** 缺少淡水资源时,滨海发电厂宜采用海水淡化工艺制取淡水;扩建工程宜利用已建机组的排水。

**3.0.5** 发电厂水源的选择和利用应符合现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660、现行行业标准《燃气-蒸汽联合循环电厂设计规定》DL/T 5174 和《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339的有关规定。

**3.0.6** 发电厂各工艺系统用水应满足各自系统用水的水质要求。

**3.0.7** 发电厂的排水应按质分类收集、处理和回用,不能回用的废水应处理达标后集中对外排放;排水的水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 的有关规定和地方综合排放标准的要求。

**3.0.8** 对各类非经常性的废水、污水排水,应设置废水贮存池,废水贮存池的有效容积应满足现行国家标准《室外排水设计规范》GB 50014的规定。

**3.0.9** 核电厂冷却水排水和放射性液态流出物的排放应满足受纳水体的环境要求。放射性液态流出物排放系统应符合现行国家标准《核电厂放射性液态流出物排放技术要求》GB 14587 的有关规定,排放的放射性总量应符合现行国家标准《核动力厂环境辐射防护规定》GB 6249 的有关规定。

## 4 设计指标计算方法

4.0.1 设计耗水量可按下式计算：

$$Q_{sh} = \sum Q_i + Q_s + Q_w \quad (4.0.1)$$

式中： $Q_{sh}$ ——设计耗水量，在夏季 10% 日平均气象条件下、纯凝工况、机组为满负荷运行时发电厂的实际耗水量 ( $m^3/h$ )；

$Q_i$ ——各生产系统用水量，厂内各项生产、冲洗和厂外灰场等用水量 ( $m^3/h$ )；

$Q_s$ ——生活用水量 ( $m^3/h$ )；

$Q_w$ ——未预见用水量，可按照  $\sum Q_i$  与  $Q_s$  的总水量的 5% ~ 10% 计算，淡水循环供水机组的总水量不宜包括冷却塔蒸发、风吹损失的补给水量 ( $m^3/h$ )。

4.0.2 设计耗水指标可按下式计算：

$$W_{sj} = \frac{Q_{sh}}{3600 \times N} \quad (4.0.2)$$

式中： $W_{sj}$ ——设计耗水指标 [ $m^3/(s \cdot GW)$ ]；

$N$ ——装机容量，湿冷机组为铭牌出力，空冷机组为夏季工况出力 (GW)。

4.0.3 单位发电量耗水量可按下式计算：

$$V_{dh} = \frac{Q_{hi}}{D} \quad (4.0.3)$$

式中： $V_{dh}$ ——单位发电量耗水量，发电厂生产每单位发电量需要消耗的水量 [ $L/(kW \cdot h)$ ] 或 [ $m^3/(MW \cdot h)$ ]；

$Q_{hi}$ ——在一定计量时间内,生产过程中消耗的总水量( $m^3$ );

$D$ ——在一定计量时间内的发电量( $MW \cdot h$ )。

#### 4.0.4 设计取水量可按下式计算:

$$Q_{sj} = Q_{sh} + Q_y + Q_c \quad (4.0.4)$$

式中: $Q_{sj}$ ——设计取水量( $m^3/h$ );

$Q_y$ ——原水预处理系统自用水量,应根据原水水质和处理工艺确定,当缺乏资料时可按照处理水量的 2%~10% 计算;

$Q_c$ ——长距离输水管道损失水量,应根据输送距离、输送管材和连接方式等确定,可按照夏季设计耗水量与原水预处理系统或再生水深度处理系统自用水量之和的 0.5%~2% 计算。

#### 4.0.5 单位装机容量取水量可按下式计算:

$$W_{zj} = \frac{Q_{sj}}{3600 \times N} \quad (4.0.5)$$

式中: $W_{zj}$ ——单位装机容量取水量。按发电厂单位装机容量核定的取水量 [ $m^3/(s \cdot GW)$ ]。

#### 4.0.6 单位发电量取水量可按下式计算:

$$V_{dq} = \frac{Q_{qi}}{D} \quad (4.0.6)$$

式中: $V_{dq}$ ——单位发电量取水量,发电厂生产每单位发电量需要从各种水资源提取的水量 [ $L/(kW \cdot h)$ ] 或 [ $m^3/(MW \cdot h)$ ];

$Q_{qi}$ ——在一定计量时间内生产过程中取水量总和( $m^3$ )。

#### 4.0.7 年取水量可按下式计算:

$$Q_n = \frac{\sum Q_{fi} \times T_{li} + (Q_{sj} - Q_{fi} - Q_s) \times T_y + Q_{cq} \times T_{cq} + Q_s \times 8760}{10000} \quad (4.0.7)$$

式中: $Q_n$ ——年取水量( $10^4 m^3/a$ );

$Q_{fi}$ ——发电厂与负荷变化和季节变化有关的设计取水量,为循环供水系统的蒸发和风吹损失水量,并按季节分为夏季、春秋季节和冬季分别计算;采用直流供水系统和空冷系统的机组此部分水量为零( $m^3/h$ );

$Q_{cq}$ ——抽汽、供热机组的抽汽部分所需取水量( $m^3/h$ );

$T_{li}$ ——折算到各季节的发电厂年利用小时数(h);

$T_y$ ——发电厂的年运行小时数(h);

$T_{cq}$ ——抽汽、供热机组的全年抽汽小时数,按实际供给小时数计算(h)。

**4.0.8** 重复利用率可按下式计算:

$$R_c = \frac{Q_{fy}}{Q_{fy} + Q_{sj}} \times 100\% \quad (4.0.8)$$

式中: $R_c$ ——重复利用率(%);

$Q_{fy}$ ——额定工况复用水量,循环水量、梯级使用水量和回用水量之和( $m^3/h$ )。

**4.0.9** 外排水率可按下式计算:

$$R_p = \frac{Q_{ps}}{Q_{sj}} \times 100\% \quad (4.0.9)$$

式中: $R_p$ ——外排水率(%);

$Q_{ps}$ ——额定工况发电厂外排水量,不包括外排雨水( $m^3/h$ )。



## 5 系统节水设计

### 5.1 发电厂各系统用水要求

5.1.1 发电厂冷却水系统用水应符合下列规定：

- 1 直流供水系统的水源含沙量不宜大于  $50\text{kg}/\text{m}^3$ ；
- 2 循环供水系统补充水水质应符合现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的规定；
- 3 采用再生水作为发电厂循环供水系统的补充水时，处理后的再生水应符合现行国家标准《城市污水再生利用 工业用水水质》GB/T 19923 的水质要求；
- 4 间接空冷系统的补给水宜为除盐水；
- 5 空冷系统的散热器外表面冲洗系统水源可采用除盐水、软化水或一级反渗透出水。

5.1.2 发电厂化学水处理系统用水应符合下列规定：

- 1 发电厂化学水处理系统用水宜符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068 的规定；
- 2 发电厂化学水处理系统的原水可采用发电厂的各种可利用水源。

5.1.3 热力系统用水应符合现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 的规定。

5.1.4 采暖通风与空气调节系统的补水及循环水水质应符合现行国家标准《采暖空调系统水质》GB/T 29044 的规定。

5.1.5 燃煤发电厂湿法烟气脱硫系统工艺用水应符合下列规定：

- 1 脱硫系统用水宜符合现行行业标准《火力发电厂石灰石-石膏湿法烟气脱硫系统设计规程》DL/T 5196 的规定；
- 2 湿法烟气脱硫系统工艺用水宜采用循环水排水、处理后的

工业废水和生活污水等。

#### **5.1.6 除灰渣系统用水应符合下列规定：**

1 除灰渣系统用水水质宜符合现行行业标准《火力发电厂除灰设计技术规程》DL/T 5142 的规定；

2 除灰渣用水宜采用循环水排水、处理后的工业废水、生活污水和脱硫废水等；

3 除灰设备冷却用水宜采用闭式循环水或开式循环水。

#### **5.1.7 输煤系统煤尘防治用水应符合下列规定：**

1 抑尘系统的水质宜符合现行行业标准《火力发电厂运煤设计技术规程 第2部分：煤尘防治》DL/T 5187.2 的规定；

2 输煤系统用水可采用循环水排水、处理后的含煤废水、处理后的工业废水和生活污水等。

#### **5.1.8 其他杂用水应符合下列规定：**

1 生活杂用水水质和卫生防护应符合现行行业标准《生活杂用水水质标准》CJ/T 48 的规定；

2 浇洒道路和绿化用水可采用工业水、生活水和处理后的生活污水等；

3 冲洗车间地面、冲洗汽车和冲洗设备等用水可采用工业水、生活水、处理后的工业废水和生活污水等；

4 发电厂主厂房区域以外的设备冷却水采用工业水时，应重复利用。

**5.1.9 发电厂生活用水水质应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749 的规定。**

## **5.2 冷却水系统**

**5.2.1 循环供水系统应采取提高循环水浓缩倍率的措施，浓缩倍率设计值应符合现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 的规定。**

**5.2.2 湿式冷却塔的蒸发损失、风吹损失和排污损失的计算应符合**

合现行国家标准《工业循环水冷却设计规范》GB/T 50102 的规定。

**5.2.3** 湿式冷却塔宜安装高效除水器。

**5.2.4** 循环供水系统排水应充分利用,可用于脱硫、除灰渣、输煤冲洗和喷洒,经处理后可作为化学水处理系统的水源。

**5.2.5** 循环供水系统可采用旁流处理工艺提高浓缩倍率,旁流处理水量应根据循环水的水质和处理工艺计算确定,并应符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068 的规定。

**5.2.6** 空冷机组采用汽动给水泵时,给水泵汽轮机排汽的冷却方式宜采用空冷系统。

**5.2.7** 空冷机组的辅机冷却水系统宜采用湿式冷却系统,在严重缺水地区可采用空冷系统。

**5.2.8** 发电厂主厂房区域以外的辅机设备冷却排水应回收利用。

### 5.3 化学水处理系统

**5.3.1** 化学水处理系统用水量应符合现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 和现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068 的规定。

**5.3.2** 锅炉补给水处理系统的排水应分水质回用,应符合下列规定:

1 过滤设备反冲洗排水处理后,可作为循环供水系统补给水或其他工业用水;

2 反渗透浓水及离子交换器再生废水处理后可作为除灰渣、干灰场喷洒、脱硫和输煤系统的用水。

**5.3.3** 凝结水精处理系统的排水应分水质回用,应符合下列规定:

1 再生废水中和后可用于除灰渣、干灰场喷洒、脱硫和输煤系统的用水;

2 过滤器反洗排水可回收作为循环供水系统补水或其他工

业用水。

**5.3.4** 汽水取样装置冷却宜采用闭式水系统。

**5.3.5** 汽水取样装置的取样排水回收后,可作为循环供水系统补水或其他工业用水。

**5.3.6** 制氢站和制氯站的冷却水宜采用循环水或工业水,冷却排水应回收利用。

**5.3.7** 全厂工业水水源采用城市再生水、循环水排水及矿区排水时,应根据所采用的不同深度处理工艺对系统中的各类排水加以回收、处理和利用。

**5.3.8** 发电厂宜设置废水集中处理系统,处理后废水宜分类回收利用。

**5.3.9** 核电厂除盐水处理系统的酸碱废水处理后可回用或排放。

## **5.4 热力系统**

**5.4.1** 热力系统启动、运行和停机阶段排水应根据水质情况确定排水去向,水质满足热力系统要求时,应排回热力系统;水质不满足热力系统要求时,应处理后回收利用;部分温度高于 40℃ 的排水可掺混冷却后回收利用。

**5.4.2** 热力设备和管道应设置疏水、放水和锅炉排污水回收利用系统;设备、管道的经常性疏水以及疏水扩容器和连续排污扩容器所产生的蒸汽,应回收利用至热力系统;设备和管道的启动疏水、事故及检修放水和锅炉排污水等排水,可作为热网水的补充水或降温后作为锅炉补给水处理系统的原水、湿冷循环冷却水及工业水。

**5.4.3** 热水热力网宜采用闭式双管制系统,热网水循环使用;闭式热网水的正常补水率应按现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 的规定执行;热网加热器的凝结水满足水质要求时宜回收至热力系统直接利用,水质较差时可直接作为热网水的补给水,降温后可作为湿冷循环冷却水及工业水,也可单独处理

后回收至热力系统。

**5.4.4** 蒸汽热力网的凝结水应根据凝结水的水质、回水量及发电厂的水源条件等经技术经济比较后确定回收方案；蒸汽热力网的凝结水满足水质要求时宜回收至热力系统直接利用，水质较差时可直接作为热网水的补给水，降温后可作为湿冷循环冷却水及工业水，也可单独处理后回收至热力系统。

**5.4.5** 辅机冷却水系统应根据循环冷却水源、水质情况和设备对冷却水水量、水温和水质的不同要求合理确定，并应符合现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 的规定；辅机设备自身冷却可采用风冷型式。

**5.4.6** 热网补给水及热网回水处理应符合下列规定：

1 热网补给水可采用锅炉排污扩容器后的排污水、软化水、除盐水或反渗透出水；

2 热网回水重复利用时，根据水质污染情况应设置热网回水的处理措施。

## **5.5 采暖通风与空气调节系统**

**5.5.1** 集中采暖地区供暖热媒宜采用热水，不宜采用蒸汽；当供暖热媒采用蒸汽时，凝结水宜回收利用。

**5.5.2** 空调冷源的冷却水和水蒸发冷却设备排污水应回收利用。

**5.5.3** 水冷式空调装置的冷却水系统应采用循环供水方式。

**5.5.4** 采暖通风与空气调节系统的节水设计应符合现行行业标准《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》DL/T 5035 的规定。

**5.5.5** 核电厂常规岛冷冻水系统可与核岛冷源分开设置，在淡水资源缺少地区宜采用风冷方式。

## **5.6 燃煤发电厂烟气脱硫系统**

**5.6.1** 脱硫系统节水设计应符合下列规定：

- 1 轴承冷却水和润滑水使用后应全部回收利用；
  - 2 脱硫装置内的各种管道及设备冲洗排水应收集到集水池，并全部回用于工艺系统；
  - 3 石膏滤出液应全部回用于工艺系统；
  - 4 烟道和烟囱的冷凝液应全部收集并回用于工艺系统；
  - 5 烟气系统可设置烟气余热利用装置；
  - 6 海水脱硫吸收塔除雾器冲洗可采用海水，停机时可短时采用工艺水冲洗；
  - 7 半干法脱硫工艺石灰消化用水宜采用工业水。
- 5.6.2 脱硫废水应单独处理并回收利用，经处理合格后的脱硫废水可用于干灰渣加湿和灰场喷洒，不应对外排放。

### 5.7 燃煤发电厂除灰渣系统

- 5.7.1 除灰渣系统的选择应符合节约用水、灰渣综合利用和环保要求。
- 5.7.2 除灰渣系统严禁使用新鲜水，其排水宜回收使用。
- 5.7.3 火力发电厂应采用干式贮灰场，并提高灰渣的综合利用水平。
- 5.7.4 干除灰系统调湿水量宜按灰量的 20% 计。
- 5.7.5 缺水地区和采用空冷机组的发电厂宜采用机械密封与锅炉连接的风冷机械除渣系统及设备。

### 5.8 燃煤发电厂输煤系统

- 5.8.1 输煤系统的地面冲洗水、煤场的喷洒水和除尘器补水等宜采用循环水排水、煤水处理回用水或其他符合水质要求的废水。
- 5.8.2 输煤系统用水量宜按现行行业标准《火力发电厂运煤设计技术规程 第 2 部分：煤尘防治》DL/T 5187.2 的规定计算。
- 5.8.3 输煤系统除尘和抑尘设施的选择应符合下列要求：
  - 1 宜采用袋式除尘器或静电除尘器；

- 2 当采用湿式除尘器时,除尘器排水宜回收利用;
  - 3 卸煤站和翻车机室应设置喷雾抑尘系统,缺水地区宜采用微雾抑尘系统。
- 5.8.4 缺水地区输煤系统积尘宜采用真空清扫措施。**

## **5.9 雨水回收系统**

- 5.9.1 缺水地区的发电厂宜设置雨水收集和回用系统,处理后的雨水可作为发电厂冷却水补给水、杂用水,也可作为发电厂的补充水源。**
- 5.9.2 火力发电厂露天煤场宜设置煤场雨水调节池,其集雨时间宜按 0.5h~1.0h 考虑,设计重现期的取值宜为 2 年~5 年。**

## **5.10 原水预处理系统**

- 5.10.1 原水预处理系统应采用技术先进、成熟可靠的处理工艺和技术,减少水处理系统自用水量。**
- 5.10.2 原水预处理系统澄清、过滤设备的排水应回收利用。**
- 5.10.3 原水预处理系统的排泥水应进行脱水处理,脱水后的排水应回收利用。**

## **5.11 其他杂用水系统**

- 5.11.1 浇洒道路和绿化用水量应根据路面种类、绿化、气候和土壤等条件确定,浇洒道路和浇洒绿地的单位面积用水量可按  $2.0\text{L}/(\text{m}^2 \cdot \text{d}) \sim 3.0\text{L}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$  计算。**
- 5.11.2 冲洗车间地面、冲洗汽车和冲洗设备的排水应收集处理,处理后的排水宜回收利用。**

## **5.12 核电厂施工期用水**

- 5.12.1 核电厂施工期用水量指标应根据当地水资源条件、施工工艺和施工进度确定;机组容量为 600MW 级的施工耗水量不宜**

大于  $0.08\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ , 机组容量大于  $1000\text{MW}$  的施工耗水量不宜大于  $0.06\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ 。

**5.12.2** 核电厂施工区生产管理人员和施工人员的生活用水量应符合现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB 50015 的有关规定。

**5.12.3** 核电厂施工期浇筑混凝土用水量可按  $200\text{L}/\text{m}^3 \sim 300\text{L}/\text{m}^3$  设计, 冲洗沙石料用水量可按  $400\text{L}/\text{m}^3$  设计, 其用水水质应符合现行行业标准《混凝土用水标准》JGJ 63 的规定; 在淡水资源缺少地区沙石料冲洗用水应沉沙和澄清处理后再循环使用。

### 5.13 生活用水系统

**5.13.1** 生活用水设计应符合现行国家标准《民用建筑节能设计标准》GB 50555 的规定。

**5.13.2** 发电厂生活用水量应按现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的规定计算。

**5.13.3** 发电厂应加强对生活用水的管理, 用水点处应设置计量设备, 对公共浴室、食堂、卫生间和招待所等场所宜采用节水型卫生器具。

**5.13.4** 生活污水经处理合格后, 宜回收用于厂区绿化、输煤系统冲洗水、除灰渣系统用水或杂用水系统; 经深度处理合格可作为循环冷却水的补充水。



## 6 水量平衡设计

### 6.1 水量平衡设计原则

**6.1.1** 水量平衡设计应通过各项工程措施,采用资源利用率高、污染物排放量少的清洁生产工艺,实现合理用水、节约水资源,减少废水的排放量和控制废水中污染物的浓度,防止排水污染环境的目标。

**6.1.2** 水量平衡设计应根据厂址水源、建厂条件、水资源论证报告和环境评价报告,对发电厂的各类用水和排水进行全面规划、综合平衡和优化,确定合理的用水流程和水处理工艺,提高重复用水率,减少污水排放量和控制设计耗水指标。

**6.1.3** 各阶段水量平衡设计应符合下列要求:

- 1 可行性研究报告应提出水务管理设计原则和规划;
- 2 初步设计文件应提出水务管理方案和节水具体措施;
- 3 施工图设计应落实水量平衡设计方案和各项节水措施。

**6.1.4** 水量平衡设计应包括以下内容:

- 1 采用节水型的工艺系统和设备;
- 2 计算各项用水量、用水时间和平均耗水量以及用水和排水的水质,进行水量平衡设计,各系统用水及排水要求项目可按本标准附录 A 的规定编制;
- 3 制定用水系统流程;
- 4 监测控制设备选择与配备。

**6.1.5** 发电厂各类排水应循环使用、梯级使用、处理后回用;按照清污分流原则分类回收和重复利用,排水水质和温度可以满足工艺要求的应直接回用,其他排水可处理后再利用。

## 6.2 水量平衡图编制原则

**6.2.1** 水量平衡图宜采用方框图的形式,图中应示出各类水用户、废水回收处理设施、各种水的来源、流程和流向,标出各点的水流量;对于一个划定的水平衡体系,其总进水量与总排水量及总损失水量应平衡。

**6.2.2** 水量平衡各项水量宜按各系统最高日平均时水量编制。

**6.2.3** 水量平衡图宜按设计工况分季节编制。

## 7 设计耗水指标

### 7.1 一般规定

7.1.1 发电厂水务管理应进行设计耗水指标、设计取水量、单位装机容量取水量和年取水量的计算。

7.1.2 供热机组的取水量应按设计取水量和供热、抽汽需要的取水量之和计算。

### 7.2 火力发电厂设计耗水指标

7.2.1 火力发电厂的设计耗水指标宜根据当地的水资源条件和采用的相关工艺方案确定,设计耗水指标不应高于表 7.2.1 的规定,低于表 7.2.1 规定时应进行专题论证。

表 7.2.1 火力发电厂设计耗水指标表[m<sup>3</sup>/(s·GW)]

序号	机组类型	机组冷却方式	单机容量 <300MW	单机容量 300MW级	单机容量 ≥600MW	参考的相关 工艺方案
1	燃煤火力 发电厂	淡水循环供水系统	0.55~ 0.80	0.50~ 0.70	0.40~ 0.60	湿法脱硫、干式 除灰、湿式除渣
2		淡水直流供水系统 海水直流供水系统 海水循环供水系统	0.08~ 0.12	0.07~ 0.10	0.04~ 0.08	湿法脱硫、干 式除灰、湿式 除渣
3		空冷系统	0.11~ 0.15	0.08~ 0.12	0.05~ 0.10	湿法脱硫、干 式除灰、干式除 渣、电动给水泵 或汽动给水泵 排汽空冷、辅机 冷却水湿冷

续表 7.2.1

序号	机组类型	机组冷却方式	单机容量 <300MW	单机容量 300MW级	单机容量 ≥600MW	参考的相关 工艺方案
3	燃煤火力 发电厂	空冷系统	0.09~ 0.12	0.07~ 0.10	0.04~ 0.08	湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷
			—	0.04~ 0.06	0.025~ 0.05	干法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷
4	燃气- 蒸汽联合 循环电厂	循环供水系统	≤0.40	≤0.35		—
		直流供水系统	≤0.06	≤0.05		—
		空冷系统	≤0.06	—		—

7.2.2 火力发电厂的单位装机容量取水量定额指标宜根据当地的水资源条件和采用的相关工艺方案确定,不应超过现行国家标准《取水定额 第一部分:火力发电》GB/T 18916.1 规定的单位装机容量取水量定额指标,并应符合表 7.2.2 的规定。

表 7.2.2 火力发电厂单位装机容量取水量定额指标表[m<sup>3</sup>/(s·GW)]

序号	机组类型	机组冷却方式	单机容量 <300MW	单机容量 300MW级	单机容量 ≥600MW	参考的相关 工艺方案
1	燃煤火力 发电厂	淡水循环供水系统	≤0.88	≤0.77	≤0.66	湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
2		淡水直流供水系统	≤0.13	≤0.11	≤0.09	湿法脱硫、干式除灰、湿式除渣
		海水直流供水系统 海水循环供水系统				

续表 7.2.2

序号	机组类型	机组冷却方式	单机容量 <300MW	单机容量 300MW级	单机容量 ≥600MW	参考的相关 工艺方案
3	燃煤火力 发电厂	空冷系统	≤0.17	≤0.13	≤0.11	湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水湿冷
			≤0.13	≤0.11	≤0.09	湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷
			—	≤0.07	≤0.06	干法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水空冷
4	燃气- 蒸汽联合 循环电厂	循环供水系统	≤0.44	≤0.40		—
		直流供水系统	≤0.07	≤0.06		—
		空冷系统	≤0.07	—		—

注：各类火力发电厂申请取水指标时，应以单位装机容量取水量为准，取水指标不应超过现行国家标准《取水定额 第1部分：火力发电》GB/T 18916.1规定的单位装机容量取水量定额指标。

### 7.3 核电厂设计耗水指标

7.3.1 核电厂的设计耗水指标应根据当地水资源条件和采用的相关工艺方案确定，并符合表 7.3.1 的规定。

**表 7.3.1 核电厂设计耗水指标 $[\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})]$**

序号	机组冷却方式	$\leq 600\text{MW}$	$> 600\text{MW}$
1	海水直流供水系统	0.05	0.04
	海水循环供水系统		
2	淡水循环供水系统	1.2	1.1

注：上述指标中不包括施工用水。

**7.3.2 核电厂单位装机容量取水量应符合表 7.3.2 的规定。**

**表 7.3.2 核电厂单位装机容量取水指标 $[\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})]$**

序号	机组冷却方式	$\leq 600\text{MW}$	$> 600\text{MW}$
1	海水直流供水系统	0.06	0.05
	海水循环供水系统		
2	淡水循环供水系统	1.3	1.2

## 8 计量、监测及控制

### 8.1 一般规定

**8.1.1** 发电厂的用水和排水系统应按水务管理需求配置水量、水温和水质监测装置。水量计量装置、水温和水质监测装置应根据发电厂用水和排水的特点、介质的性质、使用场所和功能要求进行选择。测点应布置合理,安装应符合技术要求,并应定期进行校验、检查、维护和修理,以保证计量数据的准确性。

**8.1.2** 发电厂水平衡测试应符合现行国家标准《企业水平衡测试通则》GB/T 12452 和现行行业标准《火力发电厂能量平衡导则 第 5 部分:水平衡试验》DL/T 606.5 的规定。

### 8.2 水量计量

**8.2.1** 发电厂下列部位应设置水量计量装置,计量装置应具有即时和累计计量功能,并具远传信号功能:

- 1 淡水取水设施的供水管;
- 2 进入厂区的补给水管;
- 3 原水预处理系统进、出水总管;
- 4 冷却塔补给水进水管;
- 5 工业/公用/杂用水泵出水总管;
- 6 生水泵出水总管;
- 7 生活水泵出水总管及送至生活区的总管;
- 8 化学水处理室的除盐水进、出水总管;
- 9 热网供汽管及回水管;
- 10 各用水系统供水管或补给水管;
- 11 发电厂工业排水管;

- 12 各类污水或废水处理系统的进、出水总管；
- 13 发电厂总排水管；
- 14 发电厂其他各类对外排放口。

8.2.2 发电厂下列部位宜设置水量计量装置,计量装置宜具有即时和累计计量功能:

- 1 各建(构)筑物、露天布置的设施、设备的工业进水管；
- 2 各建(构)筑物生活水进户管；
- 3 各除盐水用水点进水管；
- 4 除灰渣系统供水、排水管；
- 5 烟气脱硫系统供水、排水管；
- 6 热水网供、回水管和补水管；
- 7 各车间供水、排水管；
- 8 至灰场供水管道；
- 9 每小时用水在  $5\text{m}^3/\text{h}$  以上的用水设备、用水点进口处；
- 10 其他需要计量的部位。

### 8.3 水温测量

8.3.1 发电厂下列部位应设置水温测量仪表:

- 1 表面式或混合式凝汽器冷却水进、出水管道；
- 2 直接空冷系统的凝结水管道；
- 3 给水泵汽轮机凝汽器冷却水进、出水管道；
- 4 辅机冷却水进、出水管道；
- 5 其他需要设置水温测点的部位。

### 8.4 水质监测

8.4.1 发电厂给水和排水系统水质采样点的布置应按各类水质分别取得有代表性的水样。

8.4.2 当选用水质自动监测仪器时,应有人工采样的备用措施。

8.4.3 发电厂下列部位应设置水质监测装置:



- 1 原水补给水管；
- 2 原水净化站进、出水；
- 3 各类污水或废水处理系统进、出水；
- 4 循环供水系统排水；
- 5 火力发电厂、灰场的废水外排口。

## 8.5 水量的控制

**8.5.1** 发电厂节水设计中应采取流量联锁控制措施,保持补给水、回用水与发电厂内各系统用水的平衡;储水设施应设置防止溢流的措施,用水量变化大的供水系统宜采用变频调速水泵、大小泵组合或流量调节阀等方式进行流量调节。

## 附录 A 各系统用水及排水要求标准表格

**表 A-1 各系统用水要求标准表格**

序号	用水系统	用水用途	用水性质	用水量 (m <sup>3</sup> /h)		用水方式	主要水质要求					水温 (°C)	水压 (MPa)	平均消耗水量 (m <sup>3</sup> /h)	备注	
				平均	最大		悬浮物 (mg/L)	含油 (mg/L)	pH 值	BOD <sub>5</sub> (mg/L)	COD <sub>CR</sub> (mg/L)					含盐量(以 CaCO <sub>3</sub> 计) (mg/L)

填表说明：

- 1 用水用途需明确用水的目的,如用于冷却、掺混、喷洒等工艺用水;
- 2 用水性质需明确供水的性质,如除盐水、工业水、生活水、再生水、低(高)含盐废水或中和后的酸碱废水等可用的水源;
- 3 用水方式需明确用水的运行方式,是连续运行还是间断运行,如为间断运行,还需明确一天运行几次,每次运行几小时。

**表 A-2 各系统排水要求标准表格**

序号	排水系统	排水性质	排水量 (m <sup>3</sup> /h)		排水方式	主要排水水质					水温 (°C)	排水水压 (MPa)	备注			
			平均	最大		悬浮物 (mg/L)	含油 (mg/L)	pH 值	BOD <sub>5</sub> (mg/L)	COD <sub>CR</sub> (mg/L)				含盐量(以 CaCO <sub>3</sub> 计) (mg/L)		

填表说明：

- 1 排水性质需明确排水的基本情况,如冷却排水、排污水、冲洗排水、低(高)含盐废水、酸碱废水、含油废水、生活污水、含煤废水、脱硫废水、雨水、低放废水等;
- 2 排水方式需明确排水的运行方式,是连续排放还是间断排放,如为间断排放,还需明确一天排放几次,每次排放几小时;
- 3 排水水压需明确排水是有压排放还是无压重力排放,并明确有压排放的排水压力。

## 本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

## 引用标准名录

- 《室外排水设计规范》GB 50014  
《建筑给水排水设计规范》GB 50015  
《工业循环水冷却设计规范》GB/T 50102  
《民用建筑节能设计标准》GB 50555  
《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660  
《生活饮用水卫生标准》GB 5749  
《核动力厂环境辐射防护规定》GB 6249  
《污水综合排放标准》GB 8978  
《企业水平衡测试通则》GB/T 12452  
《核电厂放射性液态流出物排放技术要求》GB 14587  
《取水定额 第1部分：火力发电》GB/T 18916.1  
《城市污水再生利用 工业用水水质》GB/T 19923  
《采暖空调系统水质》GB/T 29044  
《混凝土用水标准》JGJ 63  
《生活杂用水水质标准》CJ/T 48  
《火力发电厂能量平衡导则 第5部分：水平衡试验》DL/T 606.5  
《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》DL/T 5035  
《发电厂化学设计规范》DL/T 5068  
《火力发电厂除灰设计技术规程》DL/T 5142  
《燃气-蒸汽联合循环电厂设计规定》DL/T 5174  
《火力发电厂运煤设计技术规程 第2部分：煤尘防治》  
DL/T 5187.2  
《火力发电厂石灰石-石膏湿法烟气脱硫系统设计规程》  
DL/T 5196  
《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339



中华人民共和国电力行业标准

发电厂节水设计规程

**DL/T 5513—2016**

条文说明



## 制 定 说 明

《发电厂节水设计规程》DL/T 5513—2016,经国家能源局2016年8月16日以第6号公告批准发布。

本标准是在《火力发电厂节水导则》DL/T 783—2001的基础上编制而成,并增加了核电厂和燃机电厂节水设计的内容,本标准替代《火力发电厂节水导则》DL/T 783—2001中有关规划和设计的内容。

火力发电厂和核电站常规部分进行科学的节水设计和水务管理设计是国民经济可持续发展和电力建设长远规划的要求,火力发电厂和核电站常规部分的节水设计和水务管理的核心就是科学全面的规划用水系统、合理分配水资源、合理选择各生产工艺的系统配置,推广节水型设备的应用,最大限度地利用污废水、减少排放,最终达到节约用水的目的。

近年来电力设计人员围绕节水设计和水务管理这一主题进行了很多工作,取得了一定成果,并已迅速用于工程,但有关节水设计的现行规程规范较少,如现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011和现行电力行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339—2006,对节水设计、水务管理和耗水指标给出了部分原则性要求,但均没有将节水设计作为专项技术提出全面具体的要求,因此,为进一步提高发电厂的节水设计水平,贯彻落实国家最新的节水政策和思路,亟须制定全面、统一、明确的要求,提出在工程设计中切实可行的节水措施和设计要求,重新修订用水指标,指导和规范发电厂的节水设计,这就是编制本标准的目的和意义所在。

核电厂的常规部分的用水、排水与火电厂是基本类似的,在确保安全的基础上同样需要贯彻国家的节水政策,并对节水设计提出要求。



在编制过程中,标准编制组认真总结了火力发电厂和核电站工程的节水设计实践经验,广泛调查研究火力发电厂和核电站的实际水务管理情况和节水成果,吸取了相关科研成果,考虑了我国电力工程建设实践经验,并广泛征求了有关设计、科研单位和设计管理单位的意见,最后经专家审查并修改定稿。

本标准编制的主要原则:

- 1 统一名词定义和各项水务管理指标的计算方法;
- 2 对发电厂各工艺系统用水及排水重复利用提出具体要求;
- 3 积极贯彻国家节约能源、节约资源和环境保护的方针,提出切实可行的耗水指标要求;
- 4 积极推进各工艺系统采用成熟的、先进的节水工艺和技术;
- 5 增加了核电厂和燃气-蒸汽联合循环电厂的水务管理和节水设计内容,与火力发电厂要求相同时就不再复述,只单独列出了核电厂特有的用排水系统要求;
- 6 注重与国内相关标准的协调,本标准中涉及的一些内容,在国家现行标准中已有明确规定的,仅指明应符合相关标准的有关规定,并写出标准的名称和编号,不抄写其内容。

编制组分别调研了近年国内已运行的火力发电厂和核电厂,包括淡水直流供水系统、海水直流供水系统、淡水循环供水系统、海水循环供水系统、空冷系统等机组类型的设计耗水指标、水量平衡设计和运行水耗,以及计量装置的设计和应用等方面,编制完成了《火力发电厂水量平衡及节水现状调研报告》和《核电厂各项用水及水量平衡设计及运行现状调研报告》。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定,《发电厂节水设计规程》编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明,对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是,本条文说明不具备与标准正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握标准规定的参考。

# 目 次

1	总 则 .....	( 35 )
3	基本规定 .....	( 36 )
4	设计指标计算方法 .....	( 39 )
5	系统节水设计 .....	( 43 )
5.1	发电厂各系统用水要求 .....	( 43 )
5.2	冷却水系统 .....	( 44 )
5.3	化学水处理系统 .....	( 46 )
5.4	热力系统 .....	( 47 )
5.5	采暖通风与空气调节系统 .....	( 48 )
5.6	燃煤发电厂烟气脱硫系统 .....	( 48 )
5.7	燃煤发电厂除灰渣系统 .....	( 49 )
5.8	燃煤发电厂输煤系统 .....	( 50 )
5.9	雨水回收系统 .....	( 51 )
5.11	其他杂用水系统 .....	( 51 )
5.12	核电厂施工期用水 .....	( 51 )
5.13	生活用水系统 .....	( 52 )
6	水量平衡设计 .....	( 53 )
6.1	水量平衡设计原则 .....	( 53 )
6.2	水量平衡图编制原则 .....	( 53 )
7	设计耗水指标 .....	( 55 )
7.1	一般规定 .....	( 55 )
7.2	火力发电厂设计耗水指标 .....	( 55 )
7.3	核电厂设计耗水指标 .....	( 63 )
8	计量、监测及控制 .....	( 64 )

8.1	一般规定	.....	( 64 )
8.2	水量计量	.....	( 64 )
8.4	水质监测	.....	( 64 )
8.5	水量的控制	.....	( 64 )

# 1 总 则

**1.0.2** 根据现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 第 1.0.2 条的规定,本标准适用于蒸汽初参数为超高压及以上、单台机组容量在 125MW 及以上、采用直接燃烧方式、主要燃用固体化石燃料的火力发电厂工程。《燃气-蒸汽联合循环电厂设计规定》DL/T 5174—2003 第 1 章规定,该标准适用于新建、扩建燃气轮机标准额定出力为 25MW~250MW 级的简单循环和燃气-蒸汽联合循环电厂,根据国内已有 250MW 级以上的燃气-蒸汽联合循环电厂投产的情况,本标准适用于新建、扩建燃气轮机标准额定出力为 25MW 级以上的简单循环和燃气-蒸汽联合循环电厂,包括 250MW 级以上的燃气-蒸汽联合循环电厂。

125MW 以下机组、燃机及其他型式机组节水设计可参照执行。

压水堆核电站是目前比较广泛采用的轻水核反应堆,国内目前已运行的核电站大多数采用压水堆,如秦山核电站一期、大亚湾核电站、岭澳核电站和田湾核电站。

## 3 基本规定

**3.0.1** 发电厂的节水设计既要满足电厂安全、经济、文明生产的需要,又要符合当地水利规划、水资源利用规划和水资源保护管理规划的要求。

**3.0.2** 发电厂节水设计既要采用成熟可靠的节水技术,降低各工艺系统的耗水量;又要使用排水复用技术,使废水资源化,提高复用水率和废水回收率,通过全厂水量平衡及水质调查,优化各工艺系统用水流程,改进废水处理方式。

**3.0.3** 本条从节水角度考虑,给出了发电厂推荐采用的节水技术和措施:

1 发电厂工业用水水源在条件允许时,采用再生水和矿区排水等可利用的污废水水源,可使废水资源化,尽量减少新鲜水的使用。

2 主机参数级别的确定对节水设计也是有影响的,当选择主机参数级别为超(超)临界等较高效参数时,由于机组参数等级提高后锅炉蒸发量减少,汽轮机凝汽量相应减少,锅炉燃煤量和烟气量也减少,脱硫岛的耗水量也减少等,将会使整个电厂的耗水指标减少。

据调研,两台 600MW 级湿冷超临界机组如改为超超临界机组,由于汽轮机凝汽量和化学水量的减少,全厂耗水量可减少约 7%;两台 600MW 级空冷亚(超)临界机组如改为超(超)临界机组,由于化学水量的减少,全厂耗水量可减少约 20%~30%。

3 对于循环供水系统,采用提高循环水浓缩倍率、排水再利用等节水措施,可以减少循环供水系统外排水量。

4 滨海地区的发电厂采用海水直流供水系统或带海水冷却

塔的循环供水系统,以减少全厂淡水用水量。

**5** 主机和给水泵汽轮机的冷却采用空冷系统,约比湿冷系统节水 70%~80%,目前我国北方缺水地区绝大多数火电厂都采用空冷机组,为最主要的节水措施。

**6** 根据现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 的规定,对于主机和汽动给水泵的冷却采用空冷系统的机组,辅机冷却水系统可采用湿冷系统;但在严重缺水地区,经论证辅机冷却系统也可采用空冷系统,避免了湿冷系统的蒸发和风吹损失,可节约辅机冷却水量的 1.2%~1.5%的耗水量;在夏季炎热天气时,空冷塔的出水温度达不到要求时还需在空冷塔管束外喷水降温。国内目前已有华能左权电厂一期 2×660MW、山西山阴 2×300MW 煤矸石综合利用发电工程等空冷机组采用辅机空冷系统。

**8** 滨海地区火力发电厂采用海水脱硫工艺可以节约淡水资源;在严重缺水地区,火力发电厂采用活性焦干法烟气脱硫工艺或烟气循环流化床、旋转喷雾等半干法烟气脱硫工艺,可以节约水资源。

**9** 锅炉设置烟气余热利用装置可以降低排放烟气的温度,减少 40%~50%的脱硫系统用水量,是目前降低湿法脱硫用水量的主要节水措施。

**10** 火力发电厂采用干式除灰渣系统和干式贮灰场,同时实施灰渣综合利用项目,可以节约水资源,减少灰渣在储灰场的存储。

**11** 煤仓层和锅炉房条件允许时,可以采用负压真空吸尘清扫替代常规的水冲洗。

**12** 输煤系统除尘采用干式除尘设备或微雾抑尘方式,可降低除尘用水量。

**13** 缺水地区的发电厂采用风冷式空调机组代替水冷式空调机组,可节约水冷式空调机组的冷却水蒸发、风吹和排污损失。

从 2000 年开始,西北电力设计院在集控室和电子设备间空调

系统中大范围采用屋顶式恒温恒湿空调机,起到了较好的节水作用。以一个电厂两台机组的集控室和电子设备间空调制冷量 350kW 计算,按年利用小时数为 2000 小时计算,每年可节约用水 3600 m<sup>3</sup>。

**14** 厂区采用热水采暖,可以减少蒸汽采暖系统的凝结水的排放量。在寒冷地区和部分严寒地区,主厂房和输煤系统采用高温热水采暖取代蒸汽采暖,热水采暖系统为闭式系统,严密性好,补水量较少。而蒸汽采暖系统由于凝结水含有的铁离子多,处理的费用高,采暖初期杂质含量高,在许多电厂被排放掉,造成大量水资源的浪费。

**15** 缺水地区的发电厂在条件允许时,设置雨水回收系统可以减少新鲜水的使用。

**16** 发电厂的污、废水处理合格后梯级使用,可使废水资源化。

**3.0.4** 采用海水淡化工艺制取的淡水,可以作为生活水和工业水水源;已建机组的各种排水包括循环水排水、工业废水和生活污水等。

**3.0.8** 设置一定容积的废水贮存池,可以平衡排水水量、均衡排水水质、缓冲冲击负荷,便于后续水处理系统的安全稳定运行。

## 4 设计指标计算方法

**4.0.1** 本条规定的机组满负荷运行,对于湿冷机组为铭牌出力,对于空冷机组为夏季工况出力。设计耗水量即原水经预处理后达到工业用水标准的耗水量,包括厂内各项生产、冲洗、人员在工作时间内的生活、厂外灰场、浇洒道路和绿化、未预见用水等,不包括原水预处理系统自用水、长距离输水管道损失水量、供热机组外网损失、再生水深度处理系统的自用水量、消防用水、直流供水系统主机冷却水和生活区用水等。上述厂内各项生产、冲洗和生活用水等按照最高日平均时用水量考虑。

现行国家标准《室外给水设计规范》GB 50013—2006 中对城镇供水的未预见水量按照各项水量之和的 8%~12% 计算,考虑电厂用水项目和用户相对较少,又确实存在实际用水量和设计值不符的情况。循环供水系统的补给水量占全厂耗水量的大部分,循环供水系统的湿冷机组的全厂总用水量扣除循环供水系统的补给水量后,与直流供水系统和空冷系统的机组全厂总水量相差不大,因此未预见水量按照扣除冷却塔蒸发和风吹损失的全厂总水量 5%~10% 计算。初步可行性研究和可行性研究等前期设计阶段水量平衡设计时,未预见水量可采用高值;对初步设计和施工图设计阶段水量平衡设计时,未预见水量可采用低值。

**4.0.2** 设计耗水指标与国家现行标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 第 17.2.7 条有关设计耗水指标的定义保持一致。

**4.0.3** 本条规定的单位发电量耗水量的定义和计算,与现行行业标准《火力发电厂能量平衡导则 第 5 部分:水平衡试验》DL/T 606.5—2009 第 3.15 节单位发电量耗水量的定义和计算基本一致。



**4.0.4** 本条规定了发电厂设计取水量的计算方法,为设计耗水量加上原水预处理系统自用水量 and 长距离输水管道损失水量之和,为发电厂的原水取水量。

(1)原水预处理系统自用水量取值参考见表 1。

**表 1 原水预处理系统自用水量取值表**

序号	原水含沙量	自用水量百分比
1	$\leq 1\text{kg}/\text{m}^3$	1%~2%
2	$1\text{kg}/\text{m}^3 \sim 10\text{kg}/\text{m}^3$	2%~5%
3	$> 10\text{kg}/\text{m}^3$	5%~10%

(2)长距离输水管道损失水量,现行国家标准《室外给水设计规范》GB 50013—2006 中对城镇供水配水管网的漏损水量按照总计算水量的 10%~12% 计算,电厂厂外补给水管接口很少、严密性好,但因不同的材质和连接方式以及长距离输送等因素,漏损不能完全避免,本规定按照夏季设计耗水量与原水预处理系统或再生水深度处理系统自用水量之和的 0.5%~2% 计算,取水量和取水设施容量设计时应该计算这项水量。采用钢管或输送距离较短时可采用低值,采用承差连接的非金属管道或长距离输送时可适当取大值。

**4.0.5** 本条规定了发电厂单位装机容量取水量的计算方法,与国家现行标准《取水定额 第 1 部分:火力发电》GB/T 18916.1—2012 第 3.2 节单位装机容量取水量的定义和第 4.3 节的计算基本一致。

**4.0.6** 本条规定了发电厂单位发电量取水量的计算方法,与国家现行标准《取水定额 第 1 部分:火力发电》GB/T 18916.1—2012 第 3.1 节单位发电量取水量的定义和第 4.2 节的计算基本一致。

**4.0.7** 本条规定了发电厂年取水量的计算方法。

发电厂年取水量的计算,目前各有关国家和行业规范均没有年取水量的计算规定,各设计院也没有一个统一的计算方法,各工程年取水量计算方法也不同。在水资源论证报告中发电厂年取水

量是一个重要的水资源评价指标,也是水资源主管部门批复工程取水量的主要指标。因此,给出一个合理的发电厂年取水量的计算方法,使所批复的年取水量既能满足发电厂实际生产运行用水量的要求,又能符合国家节约用水的产业政策。

发电厂设计取水量是按照机组额定出力时所需要的水量计算的,但发电厂全年有相当多的时间低于额定出力运行,而生产所需水量却不会按照减少的机组出力而成比例降低,因此有必要将设计取水量分为与机组负荷变化有关的取水量和与机组负荷变化无关的取水量两部分。与机组负荷变化有关的取水量为循环供水系统的补给水量,会随机组负荷和季节的变化而变化;与机组负荷变化无关的取水量,如输煤系统煤场喷洒用水、部分生产冲洗用水、生活用水、浇洒道路和绿化等,即使在机组停运期间,用水量均不会大幅减少,以及机组启动时会提前启动用水系统,一些工艺系统还需要短时大量的冲洗水,而机组停运时用水系统却不会立即停止。

本标准推荐发电厂年取水量的计算方法分为与机组负荷变化有关的取水量乘以年利用小时和与机组负荷变化无关的取水量乘以年运行小时两部分,与机组负荷变化有关的取水量应按季节分别计算,并折算对应的年利用小时数再求和。这种计算方法基本能反映发电厂实际运行的年耗水量,便于操作计算;与目前水资源主管部门批复的淡水循环供水系统机组全年分为夏季、春秋季节和冬季分别计算取水量,以及直流供水系统机组和空冷机组为设计取水量乘以年运行小时(6500h~7500h)计算出年总用水量等基本接近。

当无机组年运行小时数数据时,可按年利用小时乘以 1.25~1.30 系数取整估算。

生活用水量取水时间按全年 8760h 计算。

抽汽补水量应考虑抽汽补水量及相应的水处理自用水量。

核电厂运行一般为满负荷连续运行,带电网基本负荷,设计取

水量可不按与负荷变化有无关系分类,年取水量为设计取水量乘以年利用小时加上生活用水量。

核电厂的年利用小时数按一年 8760h 的 80% 计算,为 7008h。

**4.0.8** 本条规定了发电厂用水重复利用率的计算方法,与现行行业标准《火力发电厂能量平衡导则 第 5 部分:水平衡试验》DL/T 606.5—2009 第 3.11 节重复利用率的定义和第 5.4.7 条的计算基本一致。

循环水量指在工业系统中用过的水经过适当处理后,仍用于原工艺流程形成循环回路的水量;梯级使用水量(串用水量)指在水质、水温满足要求的条件下,前一系统的排水被直接作为另外系统补充水的水量;回用水量指生产过程中已经使用过的水,其水质、水温再经过适当处理后被回收利用于另外系统的水量。

设计取水量。当发电厂冷却系统采用直流供水系统时,发电取水量应等于从水源的总取水量中扣除返还水源的排水量(排水水温发生变化,水质没有变化)后的净取水量。

**4.0.9** 本条规定了发电厂外排水率的计算方法,与现行行业标准《火力发电厂能量平衡导则 第 5 部分:水平衡试验》DL/T 606.5—2009 第 3.12 节排放水率的定义和第 5.4.7 条的计算基本一致。

## 5 系统节水设计

### 5.1 发电厂各系统用水要求

**5.1.1** 本条给出了发电厂各种冷却水系统用水水质的基本要求。

1 主要考虑直流供水系统水源含砂量不宜过高,可避免凝汽器冷却管的堵塞或磨损。

2 现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339—2006 的规定“循环供水系统补充水中悬浮物含量超过 50mg/L~100mg/L 时宜做预处理,经处理后的悬浮物含量不宜超过 20mg/L, pH 值为 6.5~9.5”。

3 现行国家标准《城市污水再生利用 工业用水水质》GB/T 19923—2005 第 4 章规定了再生水用于工业用水水源的水质标准。

4 水质基本要求为:电导率 $\leq 0.2\mu\text{S}/\text{cm}$ (25℃),二氧化硅 $\leq 20\mu\text{g}/\text{L}$ ,pH 值为 6~9.5。

5 空冷系统的散热器外表面冲洗系统水源水质宜根据不同环境、不同材质的散热器选择不同的冲洗水水质,水质基本要求为: $\text{CaCO}_3 \leq 90\text{ppm}$ , $\text{Cl}^- \leq 30\text{mg}/\text{L}$ ,pH 值为 6~8;空冷系统的散热器外表面冲洗系统水源可采用除盐水、软化水或一级反渗透出水等满足要求的水源。

**5.1.2** 本条规定了化学水处理系统用水水质要求。

2 化学水处理系统的原水可采用发电厂的各种水源,包括地表水、地下水、深度处理后的再生水和矿区排水;对于湿冷机组,化学水处理系统的原水也可采用循环水排水。

**5.1.3** 本条规定了热力系统用水水质要求。

现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011

的第 12.7 节规定“发电厂辅机设备分为转动机械和非转动机械。转动机械的冷却水包括转动机械轴承的冷却水和机械密封水等,转动机械轴承冷却水的水质要求:碳酸盐硬度宜小于 250mg/L(以 CaCO<sub>3</sub>计);pH 值为 6.5~9.5;300MW 及以上机组,悬浮物的含量宜小于 50mg/L;其他机组,悬浮物的含量应小于 100mg/L”。

热力系统辅机冷却水系统分为开式循环水、闭式循环水、工业水冷却水系统;开式循环水、闭式循环水、工业水冷却水系统中供水压力、温度及流量应满足系统内辅机设备冷却要求。

**5.1.8** 本条规定了发电厂其他杂用水可利用的水源,发电厂主厂房附近的辅机设备冷却水宜采用主机冷却水系统或辅机冷却水系统,对于远离主厂房的辅机设备,建议采用工业水直接冷却,冷却排水回收利用,以减少厂区冷却水管的敷设,例如制氢站、燃油泵房和气化风机房等辅机设备。

## 5.2 冷却水系统

**5.2.1** 根据现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 第 13.5.2 条的规定,火力发电厂循环供水系统采用非海水水源时,浓缩倍率宜为 3 倍~5 倍;采用海水水源时,浓缩倍率不宜超过 2.5 倍;采用干式除灰渣系统和干式烟气脱硫系统时,为减少循环水排水,浓缩倍率可进一步提高,这时要对循环水加强防垢和防腐蚀处理;核电厂湿冷循环供水系统由于工艺需要,浓缩倍率可适当降低。

当采用湿式冷却系统时,参考的电厂冷却水系统用水量见表 2。

**表 2 电厂冷却水系统用水量表**

项 目		机 组 容 量				
		125MW	200MW	300MW	600MW	1000MW
凝汽量(t/h)		290	435	622	1200	1720
直流供水系统 水量,冷却倍数 50 倍~75 倍	m <sup>3</sup> /h	14500~ 21750	21750~ 32625	31100~ 46650	60000~ 90000	86000~ 129000

续表 2

项 目		机 组 容 量				
		125MW	200MW	300MW	600MW	1000MW
直 流 供 水 系 统 水 量, 冷 却 倍 数 50 倍~75 倍	m <sup>3</sup> /s	4.03~	6.04~	8.64~	16.67~	23.89~
		6.04	9.06	12.96	25.00	35.83
循 环 供 水 系 统 水 量, 冷 却 倍 数 50 倍~65 倍	m <sup>3</sup> /s	14500~	21750~	31100~	60000~	86000~
		18850	28275	40430	78000	111800
辅 机 冷 却 水 量	m <sup>3</sup> /s	900~	1300~	1900~	2600~	3000~
		1300	1800	2500	3600	4500
	m <sup>3</sup> /s	0.25~	0.36~	0.53~	0.72~	0.83~
		0.36	0.5	0.69	1.0	1.25

注:表内数值为纯凝汽式机组的冷却水量。

**5.2.5** 现行行业标准《发电厂化学技术规范》DL 5068—2014 第 9.0.7 条规定“循环水旁流处理水量应按照本规范附录 M 计算确定,并宜控制在循环水量的 1%~5% 范围内”。但目前按照 2×1000MW 机组循环水量的 1% 计算,旁流脱盐处理系统处理量在 2000m<sup>3</sup>/h 以上,处理规模都是偏大的。因此本条规定旁流处理水量应根据循环水的水质和处理工艺计算确定。

**5.2.6** 本条系根据现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 第 17.8.12 条规定“给水泵汽轮机排汽的冷却方式宜采用间接空冷系统”,如果空冷机组给水泵汽轮机排汽的冷却方式再采用湿冷,则与主机采用空冷系统节水的初衷不一致,也不符合国家的产业政策,因此本条规定空冷机组给水泵汽轮机排汽的冷却方式宜采用间接空冷系统。

**5.2.7** 本条系现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 第 17.8.13 条的规定,辅机冷却水系统也可采用带喷水的空冷塔闭式冷却水系统,节水效果明显,可完全避免风吹和蒸发损失,约可节约辅机冷却水量的 1.0%~1.5%。只是在夏季炎热天气条件下,闭式冷却水温度达不到要求时,才在空冷管束外喷少量除盐水辅助冷却。

**5.2.8** 发电厂主厂房区域以外的辅机设备轴承冷却排水,主要是水温有所升高,水质基本没有污染,有一定水压,可直接补至循环供水系统、空冷机组的辅机冷却水系统或其他系统。

### 5.3 化学水处理系统

**5.3.1** 本条规定了化学水处理系统用水量的确定原则。

(1)根据现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068—2014 的第 5.1.5 条规定,除盐系统的正常出力应满足电厂全部机组正常运行所需补充的水量。

(2)核电厂除盐水,主要用户包括反应堆厂房、电气厂房、连接厂房、核辅助厂房、燃料厂房、常规岛厂房、试验室、制氢站、制氮站等,其用水量按工艺需要确定。两台 CPR1000 型核电机组的除盐水峰值流量一般约为 183m<sup>3</sup>/h。除盐水的水质由最终用户确定。

(3)火力发电厂锅炉补给水处理系统参考用水量见表 3。

表 3 锅炉补给水处理系统用水量(m<sup>3</sup>/h)

项 目	用水量统计数据				
	2×125MW	2×200MW	2×300MW	2×600MW	2×1000MW
锅炉补给水处理系统	40~80	60~100	70~140	80~160	100~220

注:以上数据均为按两台机组的耗水总量考虑。

**5.3.2、5.3.3** 化学系统排水包括锅炉补给水处理系统的排水和凝结水精处理系统的排水,根据各种排水的水质情况,可分别处理

回用。

(1) 过滤设备反冲洗排水悬浮物含量较高,含盐量与原水水质接近,处理后可作为循环供水系统补给水或其他工业用水。

(2) 反渗透浓水及离子交换器再生废水悬浮物含量较低,含盐量比原水水质高出 1 倍以上,处理后可作为除灰渣、干灰场喷洒、脱硫和输煤系统的用水。

**5.3.4** 目前有很多 200MW 及以下的机组主厂房内不设辅机闭式除盐冷却水系统,而是汽水取样装置单独设置独立的除盐水冷却装置,冷却水来自循环水,用后返回到循环供水系统。

**5.3.5** 汽水取样装置的取样排水,一般水质较好,但在分析过程易受试剂的污染,不能直接补入凝汽器;此外取样中的生产回水样水水质也较差,也不适合补入凝汽器。因此,建议汽水取样装置的取样排水回收后可作为循环供水系统补水或其他工业用水。

**5.3.6** 制氢站和制氯站的冷却排水仅是温度有所升高,水质基本无污染,回收后可作为循环供水系统补水或其他工业用水。

## 5.4 热力系统

**5.4.1** 热力系统排水包括启动阶段的锅炉排水、除氧器放水、凝结水冲洗水、暖风器排水、辅汽疏水扩容器排水等;运行阶段的锅炉定期排污水、暖风器排水和辅汽疏水扩容器排水;停机阶段的锅炉放水、空气预热器冲洗水和热力系统放水等。

**5.4.5** 辅机冷却水系统的选择与现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 第 12.7.3 条的规定保持一致。

部分辅机设备,常规都是采用冷却水进行冷却的,但采用成熟的新系统和新设备后,冷却方式可改为风冷型式。以  $1 \times 600\text{MW}$  机组部分辅机冷却改为风冷为例,吸风机可节约  $22\text{m}^3/\text{h}$  冷却水量;空压机可节约  $84\text{m}^3/\text{h}$  冷却水量;送风机和一次风机可节约  $14\text{m}^3/\text{h}$  冷却水量。但改为风冷型式会增加一些初投资,风冷采用风扇等设备需消耗一部分电能。



## 5.5 采暖通风与空气调节系统

**5.5.1** 集中采暖地区供暖热媒采用热水可以减少蒸汽采暖系统的凝结水。

**5.5.4** 根据现行行业标准《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》DL/T 5035—2004 的规定,采暖热网系统的补给水量宜为系统循环水量的 1%~2%,补给水源可采用除氧软化水、反渗透装置出水、除盐水、锅炉连续排污水和蒸汽采暖系统的凝结水。

根据现行电力行业标准《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》DL/T 5035—2004 规定,空调系统的冷水补给水量宜为系统循环水量的 0.5%;补给水源可采用软化水或除盐水,建议采用偏碱性的化学除盐水,因为含有氯根的偏酸性化学软化水对制冷机的铜管和不锈钢部件反而具有加速腐蚀作用;空调系统的冷却用水可采用工业水,一般补给水量为  $4\text{m}^3/\text{h}\sim 10\text{m}^3/\text{h}$ 。

**5.5.5** 由于工艺需要,二代或二代改进型核电机组核岛冷冻水系统要求采用水冷方式,电气厂房冷冻水系统分别要求采用水冷方式和风冷方式。AP1000 堆型核电机组中央冷冻水子系统分别要求采用水冷方式和风冷方式。而常规岛冷冻水系统可采用水冷方式,也可采用风冷方式;水冷方式需要补水,虽然水量较小,但在淡水资源缺少地区应优先考虑。

## 5.6 燃煤发电厂烟气脱硫系统

**5.6.1** 本条给出了燃煤发电厂烟气脱硫系统节水设计的主要规定。

设置 GGH 的脱硫系统可以节省用水量,在脱硫装置不设置 GGH 时,经论证可设置烟气余热利用装置,可降低脱硫入口的烟气温度,减少烟气蒸发水分,以达到节约用水的目的。目前较多火力发电厂已在锅炉烟气排放系统设置烟气余热利用装置,可减少约 40%~50%的脱硫耗水量。

不同脱硫工艺参考用水量见表 4。

表 4 脱硫系统用水量(m<sup>3</sup>/h)

脱硫工艺		耗水量统计数据				
		2×125MW	2×200MW	2×300MW	2×600MW	2×1000MW
湿法	有 GGH	35~40	50~60	70~80	130~170	180~230
	无 GGH	50~55	80~90	100~110	180~230	250~320
	低温省煤器	30~40	50~60	70~80	120~150	150~210
海水法		15~20	20~30	30~40	50~60	70~80
干法(以烟气循环流化床为例)		---	30~40	50~60	70~80	90~100

注:1 以上数据均为按两台机组的耗水总量考虑,海水法不包括海水量;

2 以上数据以脱硫入口烟气温度的 115℃ 为基准。

**5.6.2** 当发电厂灰渣综合利用程度较高,干灰渣和灰场不能容纳全部脱硫废水时,可考虑对脱硫废水进行深度处理,例如广东河源电厂(2×600MW)工程部分脱硫废水采用蒸发结晶方法进行深度处理,达到脱硫废水不外排。但蒸发结晶处理工艺投资较大,处理工艺较复杂,目前应用较少。

## 5.7 燃煤发电厂除灰渣系统

**5.7.2** 干式除灰渣系统用水主要包括除灰空压机冷却用水、除渣系统用水、干灰加湿用水和干灰场喷洒用水。

不同除灰除渣工艺平均用水量见表 5。

表 5 除灰渣系统用水量(m<sup>3</sup>/h)

除灰除渣工艺		用水量统计数据				
		2×125MW	2×200MW	2×300MW	2×600MW	2×1000MW
除渣	湿式	8~20	10~25	15~30	20~35	20~45
	干式	3~8	4~10	4~10	5~12	8~15
干式除灰		8~20	10~22	12~30	15~35	18~40
除灰空压机冷却水		50~80	60~100	80~130	120~170	150~260
干灰场喷洒水量		5~10	8~15	8~15	10~18	10~20

注:以上数据均为按两台机组的用水总量考虑。

**5.7.3** 根据国家发改委等 10 部委 2013 年 19 号令《粉煤灰综合利用管理办法》的规定,“新建发电厂应以便于粉煤灰综合利用为原则,不得湿排粉煤灰”。

**5.7.4** 干灰经湿式搅拌机调湿后碾压的最优含水量宜在 20%~30%之间选择,只需将灰调试到不飞扬的程度即可。

**5.7.5** 根据 2013 年中国电力规划设计协会《火电厂煤粉炉除渣系统选型应用专题技术研讨会会议纪要》的要求“当电厂燃煤灰渣存在严重结渣倾向时,宜采用湿式除渣系统;锅炉正常排渣量较大(超过 20t/h)或灰渣量变化较大时,不推荐采用单级干式除渣系统”。

## 5.8 燃煤发电厂输煤系统

**5.8.2.** 现行行业标准《火力发电厂运煤设计技术规程 第 2 部分:煤尘防治》DL/T 5187.2—2004 规定“输煤系统的防尘设计,煤加湿用水,对于表面水分偏低,容易产尘的煤,宜对煤进行加湿,使煤表面水分达到不产尘的要求;当缺少必要的的数据时,煤加湿后的表面水分的设计值,可按将煤表面水分提高到 8%~10%选取”。

燃煤发电厂输煤系统用水主要用于输煤系统的防尘系统、除尘系统和积尘清扫系统等;输煤系统参考用水量见表 6:

**表 6 输煤系统用水量(m<sup>3</sup>/h)**

输煤系统	用水量统计数据				
	2×125MW	2×200MW	2×300MW	2×600MW	2×1000MW
输煤系统冲洗水量	6~12	8~15	8~15	10~18	10~20
输煤系统喷洒水量	4~8	4~8	4~10	5~10	5~10
输煤系统除尘水量	4~8	5~10	6~12	6~12	8~15
补给水量	10~20	12~22	15~25	16~30	18~35

注:以上数据均为按两台机组的耗水总量考虑。

**5.8.3** 卸煤沟和翻车机室采用微雾抑尘系统代替常规的喷雾除尘,可提高控制粉尘的效果,降低抑尘系统运行耗水量。

## 5.9 雨水回收系统

**5.9.1** 雨水作为一种宝贵的淡水资源,收集、处理后应用于电厂杂用水系统,具有重要的现实意义。将雨水作为火电厂的补充水源,国外已有一些尝试,如美国科罗拉多州 Pawnee $2\times 500\text{MW}$  电站,将厂区内雨水回收,澄清处理后补入电厂工业水系统。目前国内电厂雨水的实际应用较少,尚需进一步探索和发展雨水利用的理论研究和处理工艺。

**5.9.2** 火力发电厂露天煤场设置煤场雨水调节池用于收集煤场受污染的初期雨水。

## 5.11 其他杂用水系统

**5.11.2** 发电厂其他杂用水包括冲洗车间地面用水、冲洗道路用水、冲洗汽车用水、冲洗设备用水、绿化用水、油罐冷却水和氨罐冷却水等。

## 5.12 核电厂施工期用水

**5.12.1** 施工期用水受施工工艺、工程进度、施工人数、管理水平等的影响很大。根据大亚湾核电厂 1990 年度工地统计的实际施工用水量:施工工地全年平均人数 9000 人,施工人员生活用水量  $122\times 10^4\text{ m}^3/\text{a}$ ,施工用水量  $100\times 10^4\text{ m}^3/\text{a}$ ,工地全年总用水量为  $222\times 10^4\text{ m}^3/\text{a}$ ;该年度平均日施工用水量为  $6082\text{ m}^3/\text{d}$ , ( $0.07\text{ m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ )。考虑生活用水和施工用水的节水措施,机组容量大于  $1000\text{MW}$  的施工耗水量指标按  $0.06\text{ m}^3/\text{s}\cdot\text{GW}$ , $600\text{MW}$  级的机组用水指标适当增加。

**5.12.3** 核电厂工程施工期用水包括混凝土浇筑用水及沙石料冲洗用水,三门核电厂施工期的混凝土浇筑量为  $4000\text{ m}^3/\text{d}$ ,每立方米混凝土需水量标准为  $300\text{L}/\text{m}^3$ ,每立方米混凝土的沙石料冲洗水为  $400\text{L}/\text{m}^3$ 。海阳核电厂施工用水中沙石料冲洗采用再循环

方式,其用水量大大减少,沙石料冲洗用水大约为直流冲洗用水量的 40%~50%。

## 5.13 生活用水系统

**5.13.2** 发电厂生活给水一般包括职工生活用水、公共建筑物用水、部分生产用水和未预见用水,未预见用水可按各项用水组合后日用水总量的 15%~25%计算。

核电厂饮用水系统的功能是将饮用水分配到核电站的整个厂区和各个厂房,供给整个厂区和各厂房以饮用水为水源的用户。核电厂生活饮用水系统主要向核岛反应堆、停堆临时更衣室、电气厂房、连接厂房、核辅助厂房、常规岛厂房、控制区内外 BOP 厂房的卫生设施及蓄电池室、厨房、辐射探测室、洗衣房、应急中心、警卫室、消防站等辅助构筑物提供生活饮用水。

生活水参考用水量见表 7:

表 7 生活用水量(m<sup>3</sup>/h)

项 目	用水量统计数据				
	2×125MW	2×200MW	2×300MW	2×600MW	2×1000MW
生活供水系统	3~6	4~8	5~10	5~10	5~12

注:以上数据均为按两台机组的耗水总量考虑。

**5.13.4** 发电厂厂区内的生活污水量较小,日平均污水量约为 150 m<sup>3</sup>/d~250 m<sup>3</sup>/d,生活污水中 BOD<sub>5</sub> 的含量较低。

## 6 水量平衡设计

### 6.1 水量平衡设计原则

**6.1.1** 本条给出了水量平衡设计的目的和目标,发电厂各工艺系统应选用节水效果明显的生产工艺。

**6.1.2** 本条给出了水量平衡设计需要综合考虑的多种因素,针对不同水源和机组类型进行全面水务管理,确定合理的用水流程和原水预处理工艺,降低新鲜水的使用量,提高水的重复利用率,控制全厂设计耗水指标在规范允许的范围之内。

**6.1.3** 本条给出在发电厂各设计阶段水务管理和水量平衡的任务,在可行性研究、初步设计和施工图设计阶段需编制全厂水量平衡图。初步可行性研究设计阶段虽不要求编制水量平衡图,但仍要求进行全厂初步的水量平衡设计分析,控制设计耗水指标在规范允许的范围之内。

**6.1.5** 发电厂各类排水可采用以下排水重复利用方式:

(1)循环使用——排水经简单处理或降温后仍用于原工艺流程;

(2)梯级使用——在水质、水温能够满足另一流程要求的条件下,上游流程的排水可用于下游对水质和水温要求不高的流程;

(3)处理后回用——不适合梯级使用的各类废(污)水经收集处理后变为可用水回用。

### 6.2 水量平衡图编制原则

**6.2.1** 根据水平衡体划分的范围不同,发电厂的水量平衡可以分为:全厂水量平衡、车间(或分场)水量平衡、单项用水系统水量平

衡和设备水量平衡。

**6.2.2** 本条规定对于不同工艺系统的用水、排水,需把不同工况的用水量和排水量折算成最高日平均时水量。

**6.2.3** 水量平衡图也可根据实际工程需要分别编制夏季 10%气象条件、春秋季节或年平均、冬季等不同季节时的水量平衡图。

插图 1 至插图 8(见书后插页)给出了典型火力发电厂、核电站和燃机电厂的水量平衡图示例,供发电厂水量平衡设计时参考。

## 7 设计耗水指标

### 7.1 一般规定

7.1.1 发电厂水务管理进行设计耗水指标考核,以便于全厂节水设计和节水措施的评估。

### 7.2 火力发电厂设计耗水指标

7.2.1 火力发电厂的设计耗水指标系参考现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 第 17.2.7 条的规定编制而成。设计耗水量包括厂内各项生产、生活和未预见用水量,不包括厂外输水管道损失水量、供热机组外网损失、原水预处理系统和再生水深度处理系统的自用水量;单机容量细分为 $<300\text{MW}$ 、 $300\text{MW}$ 级和 $\geq 600\text{MW}$ 等三个级别,单机容量 $<300\text{MW}$ 包括: $125\text{MW}\leq$ 单机容量 $<300\text{MW}$ 的机组;单机容量 $300\text{MW}$ 级包括: $300\text{MW}\leq$ 单机容量 $<500\text{MW}$ 的机组;单机容量 $600\text{MW}$ 级及以上包括:单机容量 $\geq 500\text{MW}$ 的机组。

编制组根据《发电厂节水设计规程》编制大纲的要求和安排,为了更好地完成电力行业标准的编制,使发电厂节水设计规程更具有广泛的代表性,科学的指导发电厂各系统的节水设计工作,对各种类型发电厂的水量平衡和节水设计进行了函调或现场实际调研。于 2014 年 7 月陆续收到各家电力设计院提供的国内 2005 年以后投产的 122 个燃煤火力发电厂、16 个燃气-蒸汽联合循环机组和 3 个国外燃煤火力发电厂的耗水量调研资料。编制组根据收集到的火力发电厂的设计耗水指标和实际耗水指标等数据,按机组装机容量和主机冷却方式进行分析,编制了《火力发电厂水量平衡及节水现状调研报告》,为本标准火力发电厂的设计耗水指标的



确定提供依据,调研报告主要分析结论如下:

(1)淡水循环供水系统-燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。

①淡水循环供水系统(<300MW)燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。编制组调研了9个<300 MW级采用淡水循环供水系统冷却的燃煤机组设计耗水指标在 $0.625\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.824\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 之间,平均值为 $0.747\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 。近年来随着节水技术的发展,可采用提高浓缩倍率、干式除灰渣系统、增加烟气余热回收装置等节水措施,设计耗水指标会有一定程度的下降,因此,本标准规定采用湿法脱硫、干式除灰、干式除渣或湿式除渣,单机容量<300MW燃煤机组淡水循环供水系统的设计耗水指标在 $0.55\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.80\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 之间。

②淡水循环供水系统(300MW级)燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。编制组调研了17个国内300 MW级采用淡水循环供水系统冷却的机组,设计耗水指标在 $0.539\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.753\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 之间,实测最小值为 $0.495(\text{m}^3/\text{s}\cdot\text{GW})$ ,平均值为 $0.658\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 。2005年前投产的300 MW级燃煤湿冷机组的设计耗水指标偏高,在 $0.6495\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.753\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 之间,主要是循环水浓缩倍率偏低和脱硫水量偏大等原因;2005年以后投产的300MW级燃煤湿冷机组的设计耗水指标在 $0.539\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.74\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 之间。国内电厂设计耗水指标最小值为 $0.539\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ ,与美国科尔斯特里普(Colstrip)电厂( $2\times 358\text{MW}$ )的 $0.4894\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 非常接近。

近年来随着节水技术的发展,可采用提高浓缩倍率、干式除灰渣系统、增加烟气余热回收装置等节水措施,设计耗水指标会有一定程度的下降。因此,本标准规定采用湿法脱硫、干式除灰、干式除渣或湿式除渣,单机容量为300MW级燃煤机组淡水循环供水系统的设计耗水指标在 $0.50\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.70\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 之间。

③淡水循环供水系统( $\geq 600\text{MW}$ )燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。编制组调研了国内 20 个 600MW 级燃煤机组淡水循环供水系统的机组,设计耗水指标在  $0.41\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.768\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间,平均值为  $0.589\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ 。设计耗水指标  $> 0.65\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  的机组就只有 4 个电厂,基本都是 2005 年以前设计的,随着节水技术的发展,目前来看 600MW 级燃煤淡水循环供水系统机组的设计耗水指标控制在  $0.65\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  以内问题不大。

编制组调研了国内 6 个 1000MW 级燃煤机组淡水循环供水系统的设计耗水指标在  $0.455\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.697\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间,平均值为  $0.5514\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ 。设计耗水指标  $> 0.6 \text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  的机组就只有华电国际邹县发电厂四期,耗水指标高的主要原因是采用多种水源,节水效果不明显,目前来看 1000MW 级燃煤淡水循环供水系统机组的设计耗水指标控制在  $0.60\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  以内是可行的。

根据目前节水技术的发展,本标准规定采用湿法脱硫、干式除灰、干式除渣或湿式除渣,单机容量  $\geq 600\text{MW}$  级燃煤机组的淡水循环供水系统的设计耗水指标在  $0.40\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.65\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间。

(2)淡水直流供水系统-燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。

①淡水直流供水系统( $< 300\text{MW}$  级)燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。本次调研没有收集到近十年内  $< 300\text{MW}$  级燃煤机组采用淡水直流供水系统的电厂资料,按现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 表 17.2.7 中要求的  $< 300\text{MW}$  燃煤机组采用淡水直流供水系统设计耗水指标  $\leq 0.12\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ ,以前  $< 300\text{MW}$  燃煤机组采用淡水直流供水系统的火力发电厂,多采用水力除灰渣,设计耗水指标均较高,不具备可比性,因此,本标准根据目前节水技术的发展,规定采用

湿法脱硫、干式除灰、干式除渣或湿式除渣,单机容量 $<300\text{MW}$ 燃煤机组的淡水直流供水系统的设计耗水指标在 $0.08\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.12\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 之间。

②淡水直流供水系统 $300\text{MW}$ 级燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。本次调研没有收集到近十年内 $300\text{MW}$ 级燃煤机组采用淡水直流供水系统的电厂资料,按现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011表 17.2.7 中 $\geq 300\text{MW}$ 机组采用淡水直流供水系统的设计耗水指标 $\leq 0.10\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ ,以前 $300\text{MW}$ 级燃煤机组采用淡水直流供水系统的电厂,多采用水力除灰渣,设计耗水指标均较高,不具备可比性。因此,本标准根据目前节水技术的发展,规定采用湿法脱硫、干式除灰、干式除渣或湿式除渣,单机容量 $300\text{MW}$ 级燃煤机组的淡水直流供水系统设计耗水指标在 $0.07\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.10\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 之间。

③淡水直流供水系统( $\geq 600\text{MW}$ 级)燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。编制组调研了国内9个 $600\text{MW}$ 级燃煤机组淡水直流供水系统的设计耗水指标在 $0.088\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.25\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 之间,最大值为常熟发电厂二期工程的设计耗水指标 $0.25\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ ,主要原因是该工程采用了水力除灰系统和湿式除渣系统,致使耗水指标偏大。其他电厂设计耗水指标在 $0.088\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.175\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 之间,指标偏高的电厂主要原因采用了湿式除渣系统,没有设烟气余热回收装置等减少耗水的工艺系统。根据目前节水技术的发展,规定采用湿法脱硫、干式除灰、干式除渣或湿式除渣,单机容量 $600\text{MW}$ 级燃煤机组的淡水直流供水系统设计耗水指标在 $0.04\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.09\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 。

编制组调研了国内3个 $1000\text{MW}$ 级燃煤火力发电厂淡水直流供水系统的设计耗水指标在 $0.06\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.11\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 之间。

根据目前节水技术的发展,本标准规定采用湿法脱硫、干式

除灰、干式除渣或湿式除渣,单机容量 600MW 级燃煤机组的淡水直流供水系统的设计耗水指标在  $0.04\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.08\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间。

(3)海水直流供水系统或海水循环供水系统-燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。

本次调研了 10 个 600 MW 级燃煤机组海水直流供水系统、3 个 1000 MW 级燃煤机组海水直流供水系统和 4 个 1000 MW 级燃煤机组海水循环供水系统的设计耗水指标,均为单机容量  $\geq 600\text{MW}$  机组的数据,根据目前节水技术的发展,本标准规定采用湿法脱硫、干式除灰、干式除渣或湿式除渣,单机容量  $\geq 600\text{MW}$  级燃煤机组的海水直流供水系统或海水循环供水系统的设计耗水指标在  $0.04\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.08\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间。

本次调研没有收集到 300MW 级及以下机组采用海水直流供水系统或海水循环供水系统的电厂资料。在现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 表 17.2.7 中  $< 300\text{MW}$  机组采用海水直流供水系统或海水循环供水系统的设计耗水指标  $\leq 0.12\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ ,因此,本标准根据目前节水技术的发展,对于采用湿法脱硫、干式除灰、干式除渣或湿式除渣,单机容量  $< 300\text{MW}$  燃煤机组的海水直流供水系统或海水循环供水系统的设计耗水指标在  $0.08\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.12\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ ;对于采用湿法脱硫、干式除灰、干式除渣或湿式除渣,单机容量 300MW 级燃煤机组的海水直流供水系统或海水循环供水系统的设计耗水指标在  $0.07\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.10\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间。

(4)空冷系统-燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。

①空冷系统( $< 300\text{MW}$ )燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。编制组调研了 3 个 300MW 级以下燃煤空冷机组的设计耗水指标在  $0.127\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.158\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间。近年来随着节水技术的发展,本标准规定采用湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水湿冷,300MW

级以下燃煤空冷机组的设计耗水指标在  $0.11\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.15\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间;对于采用辅机冷却水空冷的机组设计耗水指标在  $0.09\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.12\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间。

②空冷系统(300MW 级)燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。编制组调研了国内 15 个 300 MW 级燃煤空冷机组的设计耗水指标在  $0.0988\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.169\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间,现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660—2011 表 17.2.7 中要求的  $\geq 300\text{MW}$  空冷机组的设计耗水指标,辅机湿冷的  $\leq 0.12\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ ,辅机空冷的  $\leq 0.10\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ 。除山阴电厂辅机为空冷外,其他 14 个电厂辅机均为湿冷,山阴电厂虽辅机采用空冷了,但除渣系统为湿式除渣,耗水量较大,设计耗水指标为  $0.117\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ ;其他电厂,耗水指标小的原因主要是煤源为煤矸石没设脱硫设施或脱硫采用 GGH,耗水量大的原因是辅机湿冷、湿式除渣和湿法脱硫。

近年来随着节水技术的发展,本标准规定对于采用湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水湿冷,300MW 级燃煤空冷机组的设计耗水指标在  $0.08\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.12\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间;对于采用辅机冷却水空冷的机组设计耗水指标在  $0.07\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.10\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间;对于采用干法脱硫的机组设计耗水指标在  $0.04\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.06\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间。

③空冷系统( $\geq 600\text{MW}$ )燃煤火力发电厂的设计耗水指标确定。截至目前,投运的 1000MW 级燃煤空冷机组只有宁夏灵武电厂二期工程,主机为直接空冷,设计耗水指标为  $0.0944\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ ,本标准把 1000MW 级燃煤空冷机组划归在  $\geq 600\text{MW}$  级燃煤空冷机组范围内,1000MW 级燃煤空冷机组的设计耗水指标与 600MW 级燃煤空冷机组的统一考虑。

编制组调研了国内 23 个 600 MW 级燃煤空冷机组的设计耗水指标在  $0.088\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.157\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间,耗水指

标偏高的电厂主要原因是采用了汽动给水泵湿冷、辅机湿冷、湿式除渣和湿法脱硫,对于采用汽动给水泵排汽空冷、辅机干冷和干式除渣的机组耗水指标均较低,可以达到  $0.10\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$  左右。目前投运的  $1000\text{MW}$  级燃煤空冷机组只有宁夏灵武电厂二期工程,主机为直接空冷,设计耗水指标为  $0.0944\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 。

近年来随着节水技术的发展,对于采用烟气余热回收装置的机组,脱硫用水同比会减少  $40\%\sim 60\%$  以上;干灰渣综合利用率的提高,会大量减少干灰渣加湿用水量以及干灰场喷洒水量。因此,目前新设计电厂的耗水指标均比以前的机组有明显的下降,本标准规定采用湿法脱硫、干式除灰、干式除渣、电动给水泵或汽动给水泵排汽空冷、辅机冷却水湿冷,  $\geq 600\text{MW}$  级燃煤空冷机组的设计耗水指标在  $0.05\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.10\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$  之间;对于采用辅机冷却水空冷的  $\geq 600\text{MW}$  级机组设计耗水指标在  $0.04\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.08\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$  之间;对于采用干法脱硫的机组设计耗水指标在  $0.025\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.05\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$  之间。

(5) 燃气-蒸汽联合循环电厂设计耗水指标确定。

① 燃气-蒸汽联合循环电厂循环供水系统设计耗水指标确定。编制组调研了 13 个燃气-蒸汽联合循环电厂采用循环供水系统的设计耗水指标在  $0.209\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.466\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$  之间,其中单机容量  $< 300\text{MW}$  的 9 个燃气-蒸汽联合循环电厂循环供水系统设计耗水指标在  $0.209\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.465\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$  之间,单机容量  $\geq 300\text{MW}$  的 4 个燃气-蒸汽联合循环电厂循环供水系统设计耗水指标在  $0.35\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})\sim 0.466\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$  之间。综合考虑目前的节水设计,本标准规定单机容量  $< 300\text{MW}$  燃气-蒸汽联合循环电厂循环供水系统设计耗水指标  $\leq 0.40\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ ;单机容量  $\geq 300\text{MW}$  燃气-蒸汽联合循环电厂循环供水系统设计耗水指标  $\leq 0.35\text{m}^3/(\text{s}\cdot\text{GW})$ 。

② 燃气-蒸汽联合循环电厂直流供水系统耗水指标确定。编

制组调研了 2 个燃气-蒸汽联合循环电厂采用直流供水系统的设计耗水指标在  $0.020\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.021\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$  之间,燃气-蒸汽联合循环电厂直流供水系统的设计耗水指标比燃煤火力发电厂直流供水系统的要低,主要是化学用水、部分工业水和生活用水。综合考虑目前的节水设计,本标准规定单机容量  $<300\text{MW}$  燃气-蒸汽联合循环电厂直流供水系统设计耗水指标  $\leq 0.06 \text{ m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ ;单机容量  $\geq 300\text{MW}$  燃气-蒸汽联合循环电厂直流供水系统设计耗水指标  $\leq 0.05 \text{ m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ 。

③燃气-蒸汽联合循环电厂空冷系统耗水指标确定。编制组调研了国内已投产的燃气-蒸汽联合循环电厂采用空冷系统的晋能集团嘉节电厂,F 级二拖一,装机容量为  $2 \times 298\text{MW}$  燃气发电机组 +  $1 \times 264\text{MW}$  蒸汽发电机组,设计耗水指标为  $0.04 \text{ m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ ,综合考虑目前的节水设计,本标准规定单机容量  $<300\text{MW}$  燃气-蒸汽联合循环电厂空冷系统设计耗水指标  $\leq 0.06 \text{ m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ 。

**7.2.2 现行国家标准《取水定额 第一部分:火力发电》GB/T 18916.1—2012 单位装机容量取水量定额指标见表 8:**

**表 8 单位装机容量取水量定额指标 [ $\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ ]**

机组冷却形式	单机容量 $<300\text{MW}$	单机容量 300MW 级	单机容量 600MW 级及以上
循环冷却	0.88	0.77	0.77
直流冷却	0.19	0.13	0.11
空气冷却	0.23	0.15	0.13

注:1 单机容量 300MW 级包括: $300\text{MW} \leq \text{单机容量} < 500\text{MW}$  的机组;单机容量 600MW 级及以上包括:单机容量  $\geq 500\text{MW}$  的机组;

2 热电联产发电企业取水量增加对外供汽、供热不能回收而增加的取水量(含自用水量);

3 配备湿法脱硫的系统且采用直流冷却或空气冷却的发电企业,当脱硫系统采用新水为工业水时,可按实际用水量增加脱硫系统所需的水量;

4 当采用再生水、矿井水等非常规水资源及水质较差的常规水资源时,取水量可根据实际水质情况适当增加。

### 7.3 核电厂设计耗水指标

**7.3.1** 本条规定了核电厂的设计耗水指标,不包括施工用水,根据《核电厂水量平衡及节水现状调研报告》的调研数据,采用海水直流供水系统或海水循环供水系统的核电机组运行的淡水耗水量在  $0.03\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 0.05 \text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ ;采用循环供水系统的核电厂淡水耗水量  $1.0\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW}) \sim 1.05 \text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})$ 。

**7.3.2** 本条是根据本标准第 7.3.1 条核电厂的设计耗水指标确定的,单位装机容量取水量包括厂外输水管道损失水量、原水预处理系统的自用水量,不包括施工用水。



## 8 计量、监测及控制

### 8.1 一般规定

**8.1.1** 发电厂的用水和排水系统配置必要的水量计量、水温和水质监测装置,满足全厂水系统的监测和考核的要求,以便根据水务管理的设计思路对各系统进行有效管理控制。

### 8.2 水量计量

**8.2.1** 发电厂主要的供水点和排水点设置水量计量装置,以满足全厂水务管理的监测和考核的要求,为全厂的水平衡测试和各项耗水指标计算提供数据。

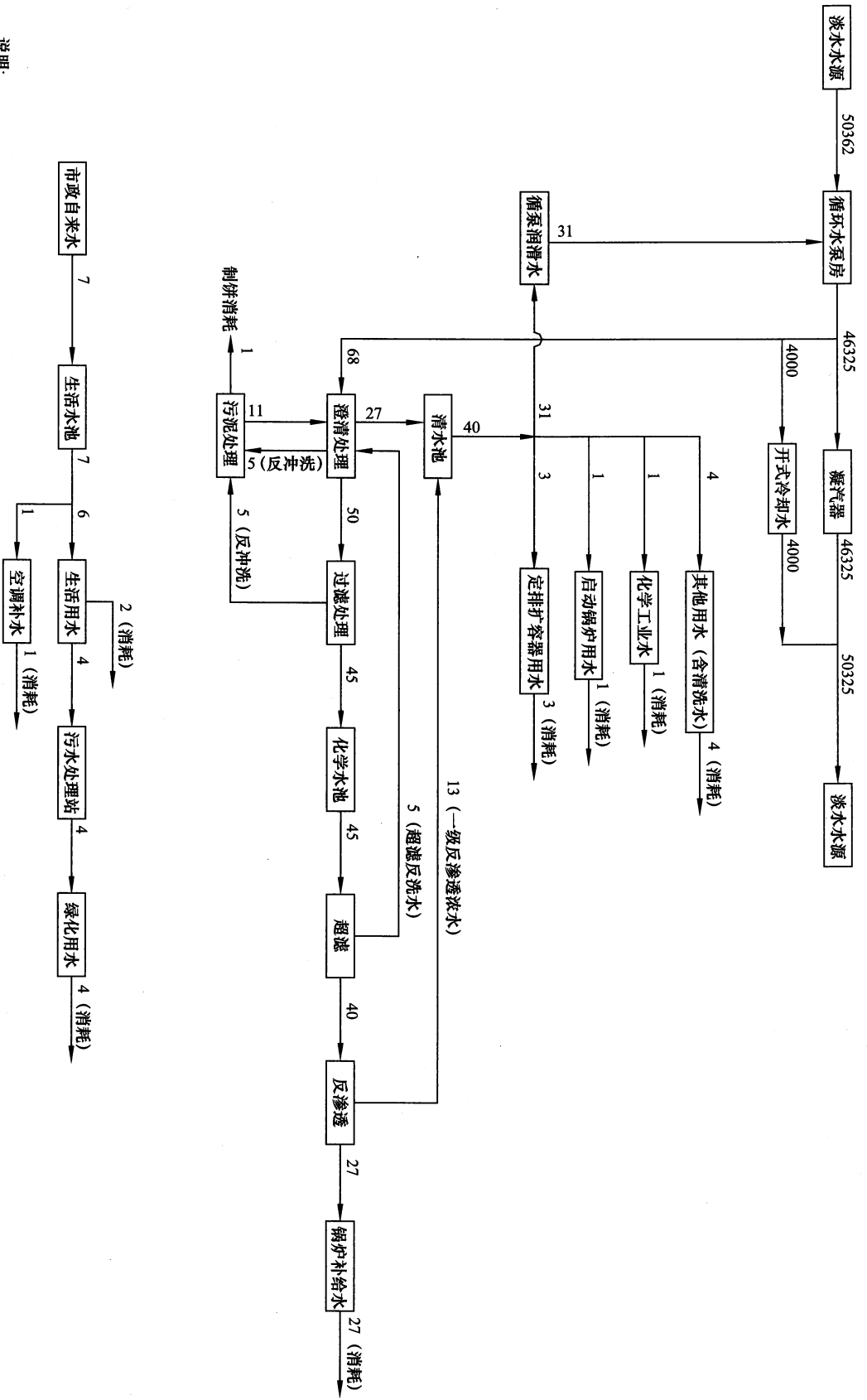
**8.2.2** 本条规定了发电厂设置水量计量装置的部位;要求计量装置具有即时和累计计量功能,不要求具有远传信号功能,以满足对各工艺系统供水和排水的水量监测及考核要求。

### 8.4 水质监测

**8.4.2** 发电厂即使配置了水质自动监测仪器,也要配置一定数量的移动式人工采样设备,作为当水质自动监测仪器故障时的备用人工监测措施。

### 8.5 水量的控制

**8.5.1** 发电厂节水设计中要加强各系统用水平衡的控制,设置必要的流量连锁控制措施,保证全厂及各用水系统的用水平衡;蓄水池、储水箱等储水设施设置防止溢流的措施,如进水管上可设浮球阀、液位控制阀、与水位连锁的电动阀门等,或补给水泵与蓄水池液位连锁。

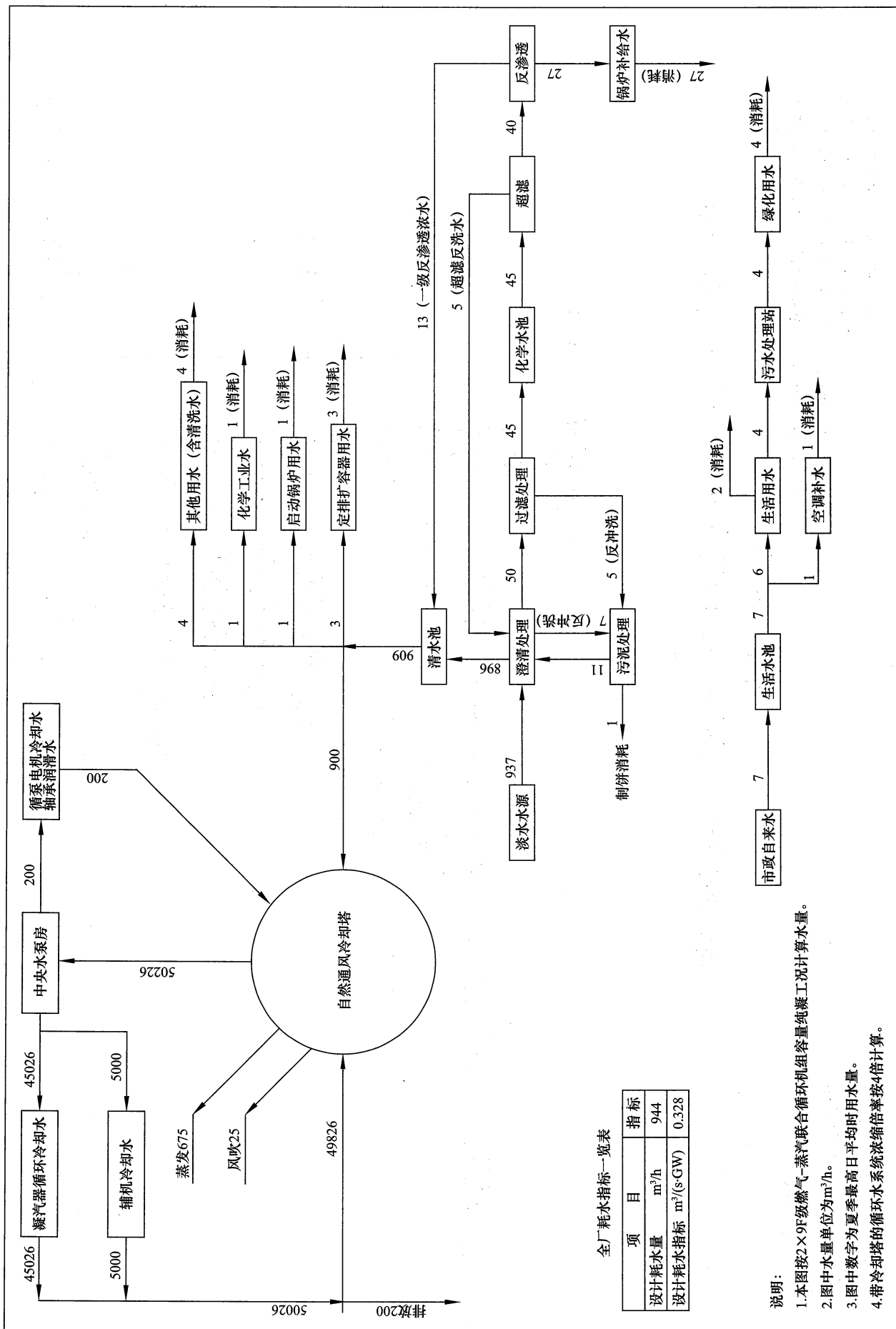


说明：  
 1. 本图按2×9F级燃气-蒸汽联合循环机组容量纯凝工况计算水量。  
 2. 图中水量单位为m³/h,对断续用水为均摊到每小时的用水量。  
 3. 图中数字为夏季最高日平均时用水量。  
 4. 循环电机冷却水采用闭式水。

全厂耗水指标一览表

项 目	指 标
设计耗水量	m³/h
设计耗水指标	m³/(s·GW)
	75
	0.026

插图 8 采用直流供水系统的 F 级燃机电厂—全厂水量平衡图



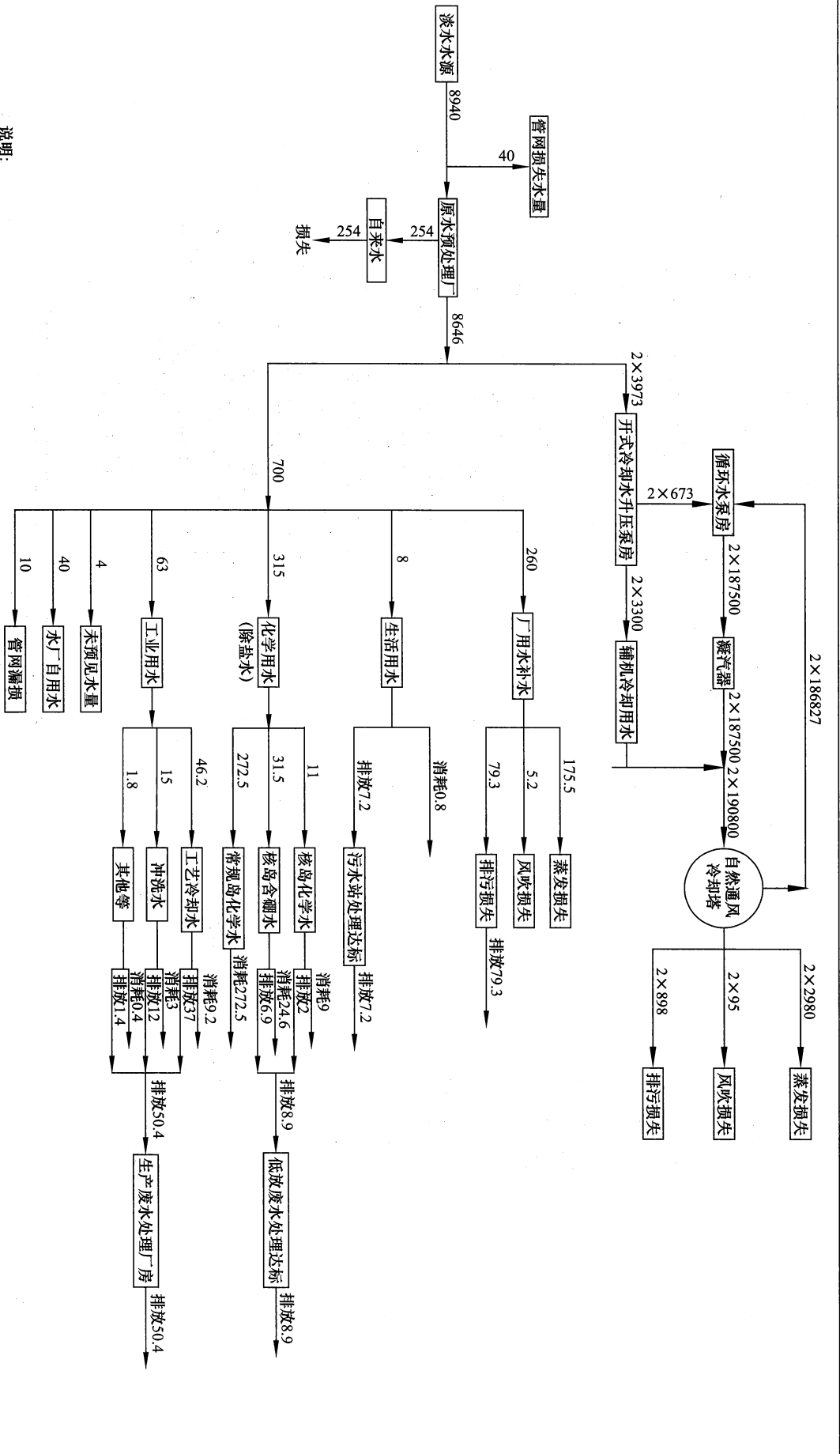
全厂耗水指标一览表

项目	指标
设计耗水量	m <sup>3</sup> /h 944
设计耗水指标	m <sup>3</sup> /(s·GW) 0.328

说明:

1. 本图按2×9F级燃气-蒸汽联合循环机组容量纯凝工况计算水量。
2. 图中水量单位为m<sup>3</sup>/h。
3. 图中数字为夏季最高日平均时用水量。
4. 带冷却塔的循环水系统浓缩倍率按4倍计算。

插图 7 采用循环供水系统的 F 级燃机电厂—全厂水量平衡图



- 说明:
1. 本图按2×AP1000核发电机组容量纯凝工况计算水量。
  2. 图中水量单位为m<sup>3</sup>/h, 对间断用水为均摊到每小时的用水量。
  3. 图中数字为夏季最高日平均的用水量。
  4. 带冷却塔的循环水系统浓缩倍率按4倍计算。

全厂耗水指标一览表

项 目	指 标
设计耗水量	m <sup>3</sup> /h
设计耗水指标	m <sup>3</sup> /(s·GW)
	8646
	0.961

插图 6 采用循环供水系统的 AP1000 核电厂—全厂水量平衡图

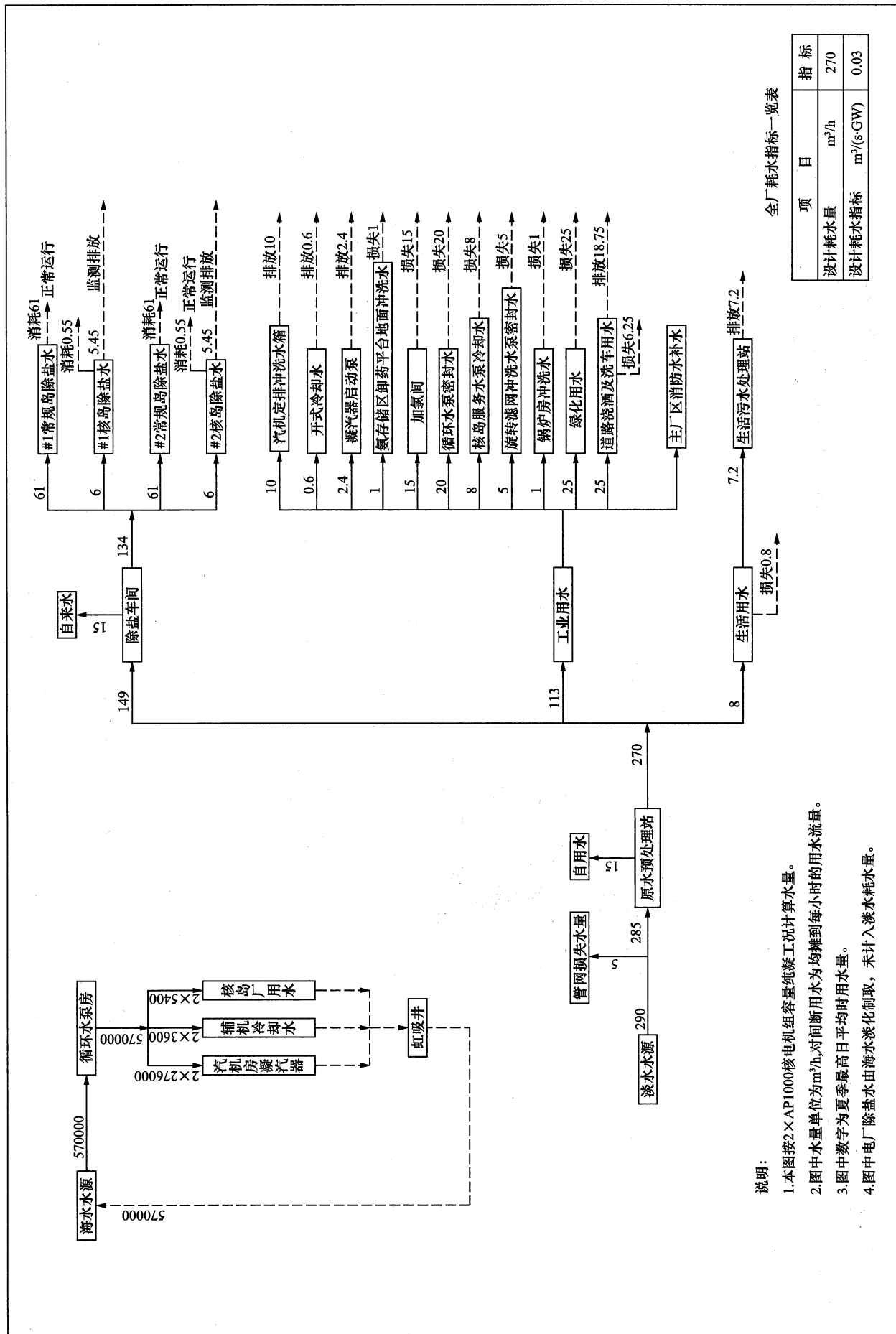
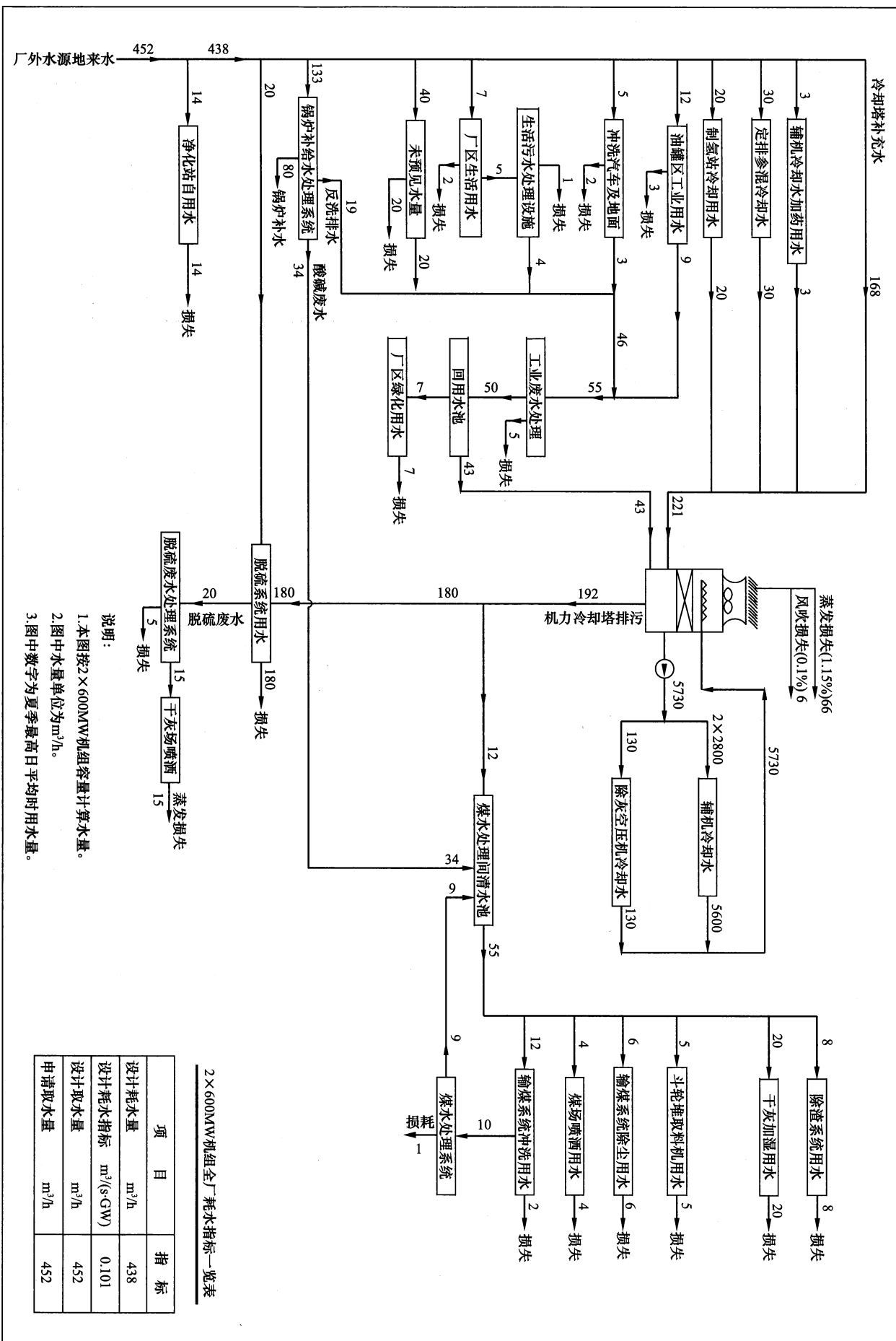


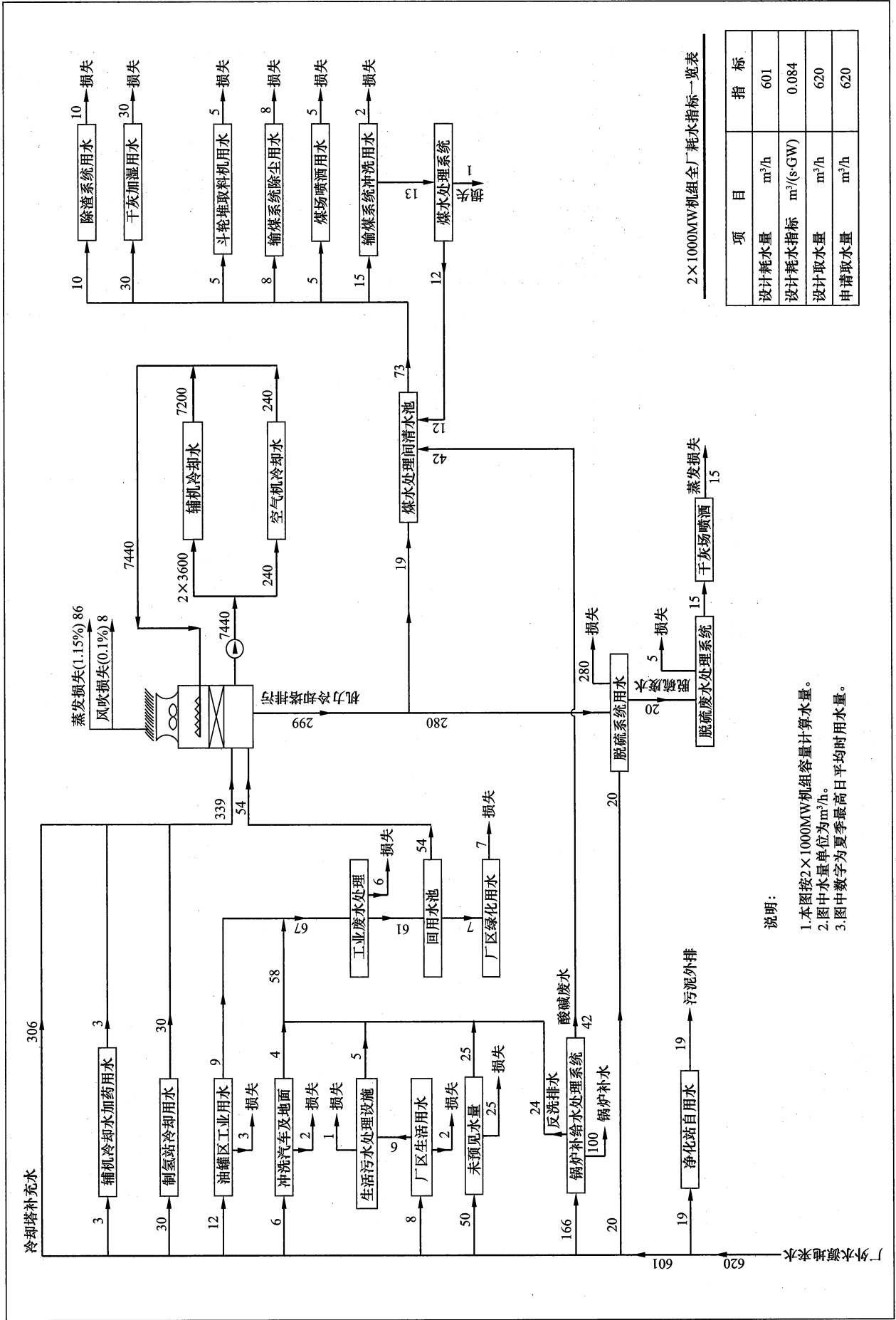
插图 5 采用海水直流供水系统的 AP1000 核电厂-全厂水量平衡图



2x600MW机组全厂耗水指标一览表

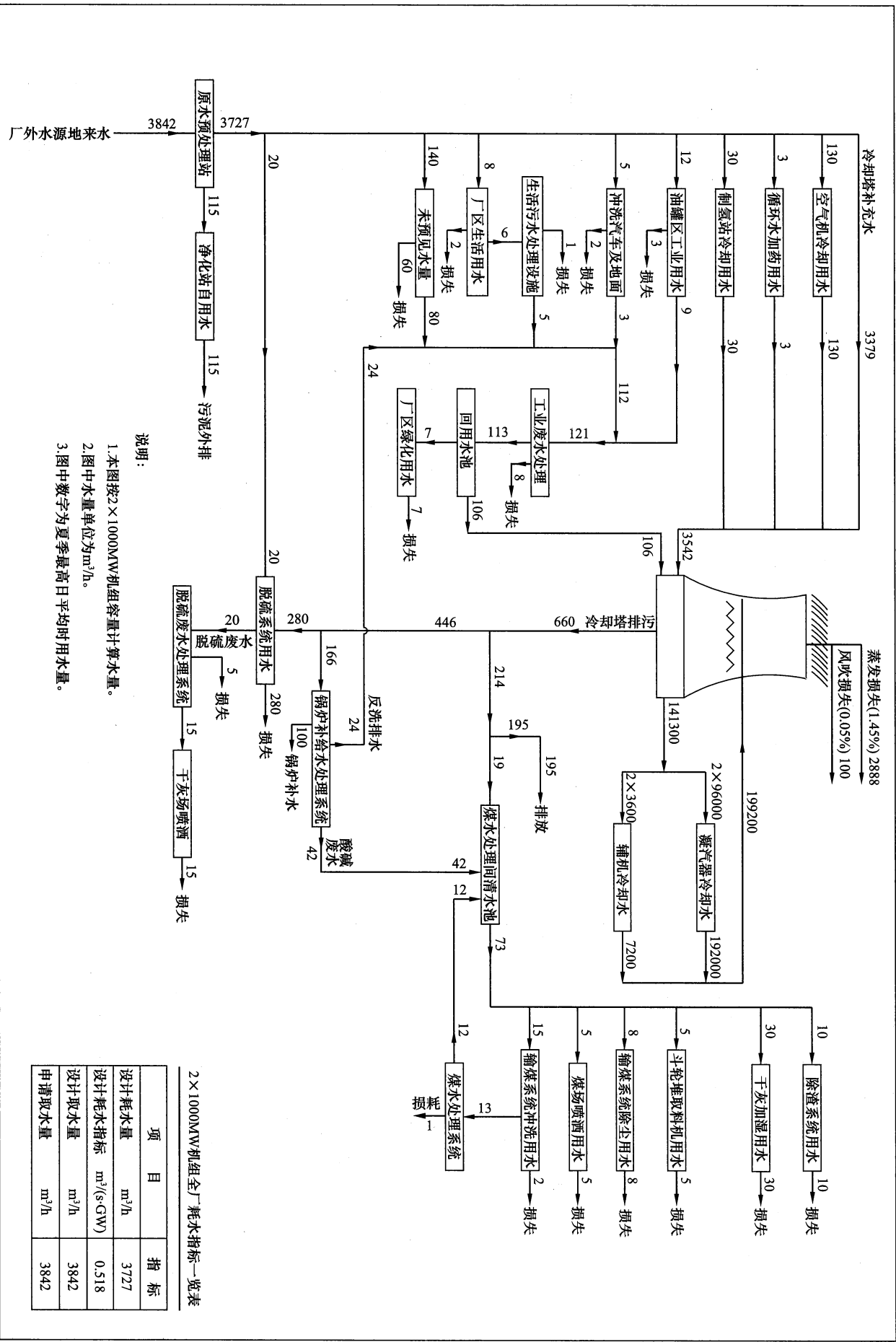
项 目	指 标
设计耗水量	m³/h
设计耗水指标	m³/(s·GW)
设计取水量	m³/h
申请取水量	m³/h

插图 4 采用空冷系统的燃煤火力发电厂(2x600MW)全厂水量平衡图



说明：  
 1. 本图按2×1000MW机组容量计算水量。  
 2. 图中水量单位为m³/h。  
 3. 图中数字为夏季最高日平均用水量。

插图 3 采用空冷系统的燃煤火力发电厂(2×1000MW)一全厂水量平衡图



说明:

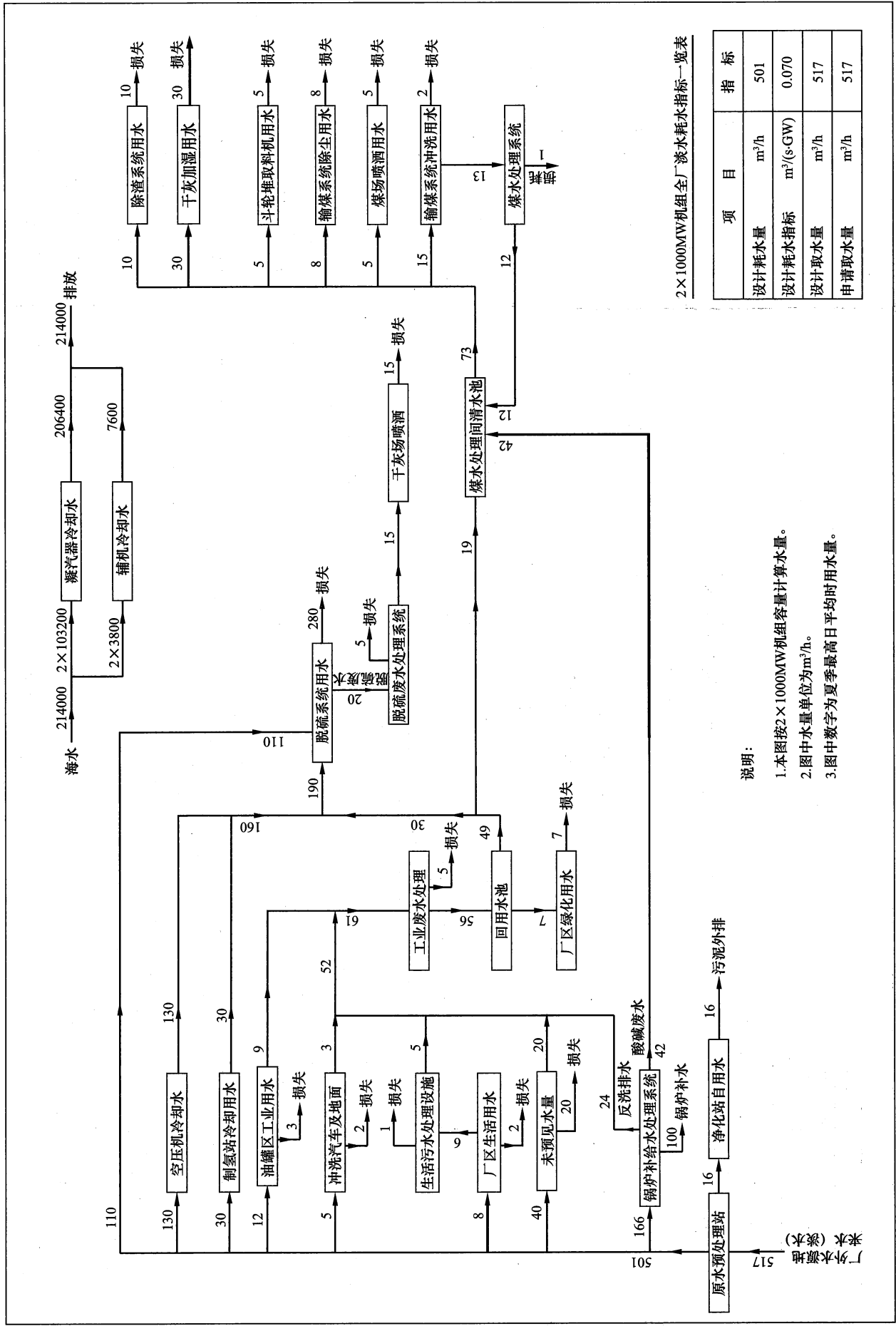
1. 本图按2×1000MW机组容量计算水量。
2. 图中水量单位为m<sup>3</sup>/h。
3. 图中数字为夏季最高日平均时用水量。

2×1000MW机组全厂耗水指标一览表

项 目	指 标
设计耗水量	m <sup>3</sup> /h
设计耗水指标	m <sup>3</sup> /(s·GW)
设计取水量	m <sup>3</sup> /h
申请取水量	m <sup>3</sup> /h

插图 2 采用循环供水系统的燃煤火力发电厂(2×1000MW)-全厂水量平衡图





2×1000MW机组全厂淡水耗水指标一览表

项目	指标
设计耗水量	m <sup>3</sup> /h 501
设计耗水指标	m <sup>3</sup> /(s·GW) 0.070
设计取水量	m <sup>3</sup> /h 517
申请取水量	m <sup>3</sup> /h 517

说明:

1. 本图按2×1000MW机组容量计算水量。
2. 图中水量单位为m<sup>3</sup>/h。
3. 图中数字为夏季最高日平均时用水量。

插图 1 采用海水直流供水系统的燃煤火力发电厂(2×1000MW)全厂水量平衡图