

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB/T 51396 – 2019

槽式太阳能光热发电站设计标准

Standard for design of parabolic trough solar thermal power plant

2019 – 11 – 22 发布

2020 – 06 – 01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
国家市场监督管理总局 联合发布

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

2019 年 第 316 号

住房和城乡建设部关于发布国家标准 《槽式太阳能光热发电站设计标准》的公告

现批准《槽式太阳能光热发电站设计标准》为国家标准,编号为 GB/T 51396--2019,自 2020 年 6 月 1 日起实施。

本标准在住房和城乡建设部门户网站(www.mohurd.gov.cn)公开,并由住房和城乡建设部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2019 年 11 月 22 日

前 言

根据住房和城乡建设部《关于印发〈2013 年工程建设标准规范制订修订计划〉的通知》(建标〔2013〕6 号)的要求,标准编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,参考有关国际标准和国外先进标准,并在广泛征求意见的基础上,编制了本标准。

本标准的主要技术内容是:总则、术语、基本规定、电力系统、太阳能资源分析、站址选择、总体规划、集热系统、热传输系统、储热系统、蒸汽发生系统、汽轮机及辅助系统、集热场布置、发电区布置、电气设备及系统、水处理设备及系统、辅助系统及附属设施、信息系统、仪表及控制、水工设施及系统、建筑与结构、供暖通风与空气调节、环境保护与水土保持、职业安全和职业健康及消防。

本标准由住房和城乡建设部负责管理,由中国电力企业联合会负责日常管理,由中国大唐集团新能源科学技术研究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,请寄送中国大唐集团新能源科学技术研究院有限公司(地址:北京市石景山区银河大街 6 号院 1 号楼 B 座,邮编:100041)。

本标准主编单位:中国电力企业联合会

中国大唐集团新能源股份有限公司

本标准参编单位:内蒙古电力勘测设计院有限责任公司

中国大唐集团新能源科学技术研究院
有限公司

中国电力工程顾问集团华北电力设计
院有限公司

中国电力工程顾问集团西北电力设计

院有限公司

中国电建集团河北省电力勘测设计研究院有限公司

中国能源建设集团新疆电力设计院有限公司

中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司

中国电建集团福建省电力勘测设计院有限公司

中国长江三峡集团公司

哈尔滨汽轮机厂有限责任公司

中国科学院电工研究所

常州龙腾光热科技股份有限公司

上海艾能电力工程有限公司

台玻悦达太阳能镜板有限公司

本标准主要起草人员:汪毅 焦建清 钱铁军 詹扬

赵晓辉 秦初升 吕代富 吕平洋

周源 孙志强 付向东 窦怀新

朱柯丁 刘春东 王志勇 张钧

仇韬 阎占良 赵磊 张荆

方孝伍 胡桥 寇建玉 田增华

彭兢 杨金芳 刘敏 方全喜

时文刚 董慧遐 李斌 纪万里

邢克勇 张贵银 白春丽 张玮

鄢长会 张磊 闫凯 杨大为

赵丽霞 阎秦 唐扣芳 武耀勇

宋维银 贾丽 刘海斌 唐宏芬

张开军 赵坤姣 刘颖黎 徐军

张学礼

本标准主要审查人员:许继刚 郭家宝 李惠民 唐海峰
白金德 惠 超 蒋 贲 尹显俊
李爱武 李 健 郭光文 彭天魁
张智强 王文杰 赵红岩 赵春玉
布 仁 孙海泉 孙即红 陆 瑛
高志广 张宝生 李学法 周安建
李彬峰 李 鑫 陈志磊 张海宁
卢成志 杨军峰

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	基本规定	(5)
4	电力系统	(6)
4.1	一般规定	(6)
4.2	接入系统	(6)
4.3	继电保护及安全自动装置	(7)
4.4	调度自动化	(8)
4.5	系统通信	(8)
4.6	电能计量	(8)
5	太阳能资源分析	(10)
5.1	一般规定	(10)
5.2	参考气象站	(10)
5.3	太阳能现场观测站基本要求	(11)
5.4	太阳辐射观测数据验证与分析	(12)
6	站址选择	(13)
7	总体规划	(15)
7.1	一般规定	(15)
7.2	站区内部规划	(15)
7.3	站区外部规划	(19)
8	集热系统	(21)
8.1	一般规定	(21)
8.2	集热器	(21)
8.3	驱动与跟踪系统	(22)

8.4	集热系统辅助设施	(23)
9	热传输系统	(25)
9.1	一般规定	(25)
9.2	热传输泵与管路	(25)
9.3	传热介质储存、膨胀系统	(26)
9.4	传热介质净化系统	(27)
9.5	辅助系统	(27)
9.6	传热介质防凝系统	(27)
10	储热系统	(29)
10.1	一般规定	(29)
10.2	储热介质储存系统	(29)
10.3	储热介质传热系统	(30)
10.4	储热系统辅助设施	(32)
11	蒸汽发生系统	(33)
11.1	一般规定	(33)
11.2	蒸汽发生系统	(33)
11.3	蒸汽发生设备	(33)
12	汽轮机及辅助系统	(35)
12.1	汽轮机设备	(35)
12.2	主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统	(35)
12.3	给水系统及给水泵	(35)
12.4	除氧器及给水箱	(36)
12.5	凝结水系统及凝结水泵	(37)
12.6	低压加热器疏水泵	(37)
12.7	疏放水系统	(38)
12.8	辅机冷却水系统	(38)
12.9	凝汽器及其辅助设施	(39)
12.10	回热系统	(40)
13	集热场布置	(41)

13.1	集热场总平面布置	(41)
13.2	集热器及导热油回路布置	(42)
13.3	集热场安全防护设施	(42)
13.4	检修维护设施	(42)
14	发电区布置	(43)
14.1	发电区总平面布置	(43)
14.2	热传输设施布置	(46)
14.3	储热设施布置	(46)
14.4	蒸汽发生设施布置	(46)
14.5	汽机房及集中控制室布置	(47)
14.6	辅助燃料设施布置	(47)
14.7	检修维护	(48)
15	电气设备及系统	(50)
15.1	发电机与主变压器	(50)
15.2	电气主接线	(51)
15.3	交流站用电系统	(52)
15.4	高压配电装置	(53)
15.5	直流电源系统及交流不间断电源	(54)
15.6	电气监测与控制	(56)
15.7	电气测量仪表	(58)
15.8	元件继电保护和安全自动装置	(59)
15.9	照明系统	(59)
15.10	过电压保护与接地	(60)
15.11	其他设施	(62)
16	水处理设备及系统	(63)
16.1	水质及水的预处理	(63)
16.2	水的预脱盐	(63)
16.3	除盐水处理系统	(63)
16.4	凝结水精处理	(64)

16.5	热力系统的化学加药和水汽取样	(65)
16.6	冷却水处理	(65)
16.7	抛物面反射镜清洗水处理	(65)
16.8	废水处理	(66)
16.9	药品储存	(66)
17	辅助系统及附属设施	(67)
18	信息系统	(70)
18.1	一般规定	(70)
18.2	信息系统的总体规划	(70)
18.3	管理信息系统	(70)
18.4	安全防范系统	(71)
18.5	生产视频监视系统	(71)
18.6	信息系统布线	(72)
18.7	信息安全	(72)
19	仪表及控制	(73)
19.1	一般规定	(73)
19.2	自动化水平	(73)
19.3	控制方式及控制室	(73)
19.4	检测和仪表	(74)
19.5	报警	(76)
19.6	保护	(77)
19.7	开关量控制	(78)
19.8	模拟量控制	(79)
19.9	控制系统	(79)
19.10	控制电源	(81)
19.11	仪表导管、电缆及就地设备布置	(81)
19.12	热工试验室	(82)
20	水工设施及系统	(83)
20.1	一般规定	(83)

20.2	水源及水务管理	(83)
20.3	供水系统	(84)
20.4	取水构筑物及水泵房	(85)
20.5	输配水管道及沟渠	(85)
20.6	冷却设施	(85)
20.7	给水排水	(86)
20.8	水工建(构)筑物	(87)
21	建筑与结构	(89)
21.1	一般规定	(89)
21.2	建筑设计	(89)
21.3	抗震设计	(90)
21.4	汽机房结构	(90)
21.5	地基与基础	(91)
21.6	熔融盐罐基础	(91)
22	供暖通风与空气调节	(93)
22.1	一般规定	(93)
22.2	汽机房	(94)
22.3	电气建筑	(95)
22.4	集中控制室	(96)
22.5	化学水处理建筑	(96)
22.6	站区供暖系统及管网	(97)
22.7	其他建筑	(97)
23	环境保护与水土保持	(99)
23.1	一般规定	(99)
23.2	各类污染防治	(99)
23.3	水土保持	(100)
24	职业安全和职业健康	(101)
24.1	职业安全	(101)
24.2	职业卫生	(102)

25 消 防	(104)
25.1 一般规定	(104)
25.2 建(构)筑物火灾危险性分类、耐火等级及防火间距	(104)
25.3 工艺系统	(106)
25.4 消防给水、灭火设施及火灾自动报警	(106)
25.5 消防供电及照明	(107)
本标准用词说明	(109)
引用标准名录	(110)
附:条文说明	(117)

Contents

1	General provision	(1)
2	Terms	(2)
3	Basic requirements	(5)
4	Electric power system	(6)
4.1	General requirements	(6)
4.2	Requirements for grid-connected system	(6)
4.3	Relay protection and safety automatic devices	(7)
4.4	Dispatching automation	(8)
4.5	Telecommunications for electric power system	(8)
4.6	Electric energy metering	(8)
5	Solar resource assessment	(10)
5.1	General requirements	(10)
5.2	Referenced meteorological station	(10)
5.3	Basic requirements on onsite solar observation station	(11)
5.4	Verification and analysis of observed solar irradiance data	(12)
6	Siting of electric plant	(13)
7	Overall planning	(15)
7.1	General requirements	(15)
7.2	Plant planning	(15)
7.3	Off-site planning	(19)
8	Solar collector system	(21)
8.1	General requirements	(21)
8.2	Collectors	(21)

8.3	Driving and tracking system	(22)
8.4	Auxiliary facilities of heat collector system	(23)
9	Heat transfer system	(25)
9.1	General requirements	(25)
9.2	Heat transfer fluid pump and pipelines	(25)
9.3	Heat transfer medium storage and expansion system	(26)
9.4	Heat transfer medium purification system	(27)
9.5	Auxiliary system	(27)
9.6	Heat transfer medium anti-freezing system	(27)
10	Thermal energy storage system	(29)
10.1	General requirements	(29)
10.2	Storage system of thermal energy storage medium	(29)
10.3	Heat exchange system of thermal energy storage medium	(30)
10.4	Auxiliary facilities for thermal energy storage system	(32)
11	Steam generation system	(33)
11.1	General requirements	(33)
11.2	Steam generation system	(33)
11.3	Steam generation equipment	(33)
12	Steam turbine system	(35)
12.1	Steam turbine	(35)
12.2	Main steam, reheat and bypass system	(35)
12.3	Feedwater system and pumps	(35)
12.4	Deaerator and feedwater tank	(36)
12.5	Condensate system and condensed pumps	(37)
12.6	Water draining pumps of low pressure heater	(37)
12.7	Draining and discharge system	(38)
12.8	Auxiliary cooling water system	(38)
12.9	Condenser and auxiliary facilities	(39)

12.10	Regenerative system	(40)
13	Layout of solar field	(41)
13.1	General layout of solar field	(41)
13.2	Layout of collectors and heat transfer fluid loops	(42)
13.3	Solar field safety protection facilities	(42)
13.4	Maintenance and repair facilities	(42)
14	Layout of power block	(43)
14.1	General layout of power block	(43)
14.2	Layout of heat transfer facilities	(46)
14.3	Layout of thermal storage facilities	(46)
14.4	Layout of steam generation facilities	(46)
14.5	Layout of steam turbine hall and central control building	(47)
14.6	Layout of auxiliary fuel facilities	(47)
14.7	Maintenance and repair facilities	(48)
15	Electrical equipment and system	(50)
15.1	Generator and main transformer	(50)
15.2	Main electrical connection	(51)
15.3	AC auxiliary power system	(52)
15.4	High voltage switchgear arrangement	(53)
15.5	DC system and AC uninterrupted power supply	(54)
15.6	Electrical monitoring and control	(56)
15.7	Electrical measuring instrument	(58)
15.8	Relay protection and safety automatic devices	(59)
15.9	Lighting system	(59)
15.10	Overvoltage protection and grounding system	(60)
15.11	Other facilities	(62)
16	Water treatment equipment and system	(63)
16.1	Water quality and water pretreatment	(63)

16.2	Pre-desalination of water	(63)
16.3	Desalination treatment system	(63)
16.4	Condensed water fine treatment	(64)
16.5	Chemical feeding and water sampling	(65)
16.6	Cooling water treatment	(65)
16.7	Parabolic mirror cleaning water treatment	(65)
16.8	Waste water treatment	(66)
16.9	Chemicals storage	(66)
17	Auxiliary systems and ancillary facilities	(67)
18	Information system	(70)
18.1	General requirements	(70)
18.2	General planning of information system	(70)
18.3	Management information system	(70)
18.4	Safety and protection system	(71)
18.5	Produce video monitoring system	(71)
18.6	Cabling of information system	(72)
18.7	Information security	(72)
19	Instrumentation and control	(73)
19.1	General requirements	(73)
19.2	Level of automation	(73)
19.3	Control mode and control room	(73)
19.4	Measurement and instrument	(74)
19.5	Alarming system	(76)
19.6	Protection system	(77)
19.7	On-off control	(78)
19.8	Modulating control	(79)
19.9	Unit control system	(79)
19.10	Control power supply	(81)
19.11	Arrangement of instrument tube,cable and local	

equipment	(81)
19.12 Thermal power laboratory	(82)
20 Hydraulic facilities and systems	(83)
20.1 General requirements	(83)
20.2 Water source and water management	(83)
20.3 Water supply system	(84)
20.4 Water intake building and pumps room	(85)
20.5 Piping and culvert	(85)
20.6 Cooling system	(85)
20.7 Water supply and water drainage	(86)
20.8 Hydraulic building and structure	(87)
21 Building and structures	(89)
21.1 General requirements	(89)
21.2 Architectural design	(89)
21.3 Seismic resistant design	(90)
21.4 Main building structure	(90)
21.5 Ground and foundation	(91)
21.6 Molten salt tank foundation	(91)
22 Heating, ventilation and air conditioning	(93)
22.1 General requirements	(93)
22.2 Steam turbine hall	(94)
22.3 Electrical building	(95)
22.4 Central control room	(96)
22.5 Chemical building	(96)
22.6 Heating system and pipe network	(97)
22.7 Other auxiliary and ancillary building	(97)
23 Environment protection and water and soil conservation	(99)
23.1 General requirements	(99)

23.2	Prevention and control of pollution source	(99)
23.3	Water and soil conservation	(100)
24	Occupational safety and health	(101)
24.1	Occupational safety	(101)
24.2	Occupational health	(102)
25	Fire protection system	(104)
25.1	General requirements	(104)
25.2	Fire hazard classification, resistance rating and fireproof zones classification	(104)
25.3	Fire protection requirements for process systems	(106)
25.4	Fire protection water supply, fire extinguishing facilities and automatic fire alarm system	(106)
25.5	Power supply and lighting of fire protection	(107)
	Explanation of wording in this standard	(109)
	List of quoted standards	(110)
	Addition; Explanation of provisions	(117)

1 总 则

1.0.1 为规范槽式太阳能光热发电站设计,满足安全可靠、技术先进、经济合理的要求,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于采用蒸汽轮发电机组的新建、扩建和改建槽式太阳能光热发电站,也适用于与其他发电形式相结合的槽式太阳能光热利用部分。

1.0.3 槽式太阳能光热发电站设计应以电网接入条件、太阳能资源、水文、气象、地质等相关资料为依据。

1.0.4 槽式太阳能光热发电站设计除应符合本标准规定外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 集热器 collector

跟踪太阳运行,接收太阳辐射并向传热介质传递热量的设备,通常由一系列模块串联组成,由同一公共单元驱动并只有一套跟踪系统。

2.0.2 聚光器 concentrator

集热器的组成部分,由将太阳辐射能聚焦到集热管上的反射元件构成。

2.0.3 抛物面槽式集热器 parabolic trough collector

聚光器具有抛物线截面、槽形结构的集热器,简称集热器。

2.0.4 集热管 receiver tube

集热器中接收并传递热量的透明管状设备,其管壁与吸热体之间抽成一定真空度,吸热体具有选择性吸收表面。

2.0.5 抛物面反射镜 parabolic mirror

聚光器中具有抛物线截面的反射镜面,该反射镜面安装在聚光器曲面基底上。

2.0.6 集热管有效工作长度 active length of a receiver

集热管吸热体温度 25°C 时,集热器聚光到吸热体上面的长度。

2.0.7 集热器回路 collector loop

槽式集热器串联连接,传热流体依次流过各集热器中的集热管。一个集热器回路由一排或多排集热器串联组成。

2.0.8 集热场 solar field

将太阳能聚集并转化为热能的区域,一般由槽式集热器回路及其连接组成。

2.0.9 集热场净采光面积 solar field net collection area

集热场上集热器净采光面积之和。集热器反射/折射组件通过采光口平面的垂直投影构成了集热器净集热面积,此面积需要加上钢制接收器管道在采光平面上的不重叠的垂直投影部分。

2.0.10 太阳能光热发电站 solar thermal power plant

通过聚集太阳能并通过热力过程将太阳直接辐射转化为电能的设施,一般由集热场、发电区构成。

2.0.11 槽式太阳能光热发电站 parabolic trough solar thermal power plant

集热场由槽式集热器及其连接组成的太阳能光热发电站。

2.0.12 辐照度 irradiance

物体在单位时间、单位面积上接收到的辐射能,单位为: W/m^2 。

2.0.13 法向直射辐照度 direct normal irradiance(DNI)

直接辐射在与射束垂直平面上的辐照度。

2.0.14 透射比 transmittance

面元透射与入射的辐射通量之比。

2.0.15 吸收比 absorptance

面元上吸收与入射的辐射通量之比。

2.0.16 发射比 emittance

相同条件下,某种材料表面发射出的辐射能与黑体发射出的辐射能的比值。

2.0.17 传热流体 heat transfer fluid

太阳能热发电站中在系统内各部件之间用于传递热量的流体。

2.0.18 导热油 heat transfer oil

用于间接传递热量的一类热稳定性较好的专用油品。

2.0.19 熔融盐 molten salt

一种不含水的无机盐熔融体,其固态大部分为离子晶体,在高

温下熔化后形成离子熔体。通常由碱金属或碱土金属与卤化物、硝酸盐、碳酸盐、硫酸盐及磷酸盐组成。

2.0.20 低沸物 low-boiling-point substance

在用有机热载体中馏出温度低于未使用时初馏点的物质。

2.0.21 高沸物 high-boiling-point substance

通过模拟蒸馏方法加热测试,试样的沸点高于未使用有机热载体终馏点的物质。

2.0.22 设计点 design point

在太阳能热发电系统中,用于确定系统参数的某年、某日、某时以及对应的气象条件和太阳法向直射辐照度等。

2.0.23 太阳倍数 solar multiple

机组运行在额定负荷条件下时,集热场在设计点条件下吸收热量与集热场向发电机组提供热量的比值。集热场向发电机组提供的热量包含蒸汽发生系统的热损失。

2.0.24 显热储热 sensible heat thermal storage

通过改变储热介质的温度且不发生相变,使系统存储热量或释放热量的方法。

2.0.25 储热系统容量 storage capacity

在某一启动条件下储热系统可以提供的完全释热量。

2.0.26 额定充热功率 rated charge power

在额定流量和温度条件下进入储热系统的热功率。

2.0.27 额定释热功率 rated discharge power

在额定流量和温度条件下储热系统提供的热功率。

2.0.28 标识系统 identification system

赋予物理对象唯一记号,以区别于其他物理对象的一种编码系统。

3 基本规定

3.0.1 槽式太阳能光热发电站站址选择应综合考虑当地规划、资源、建设条件等因素,通过技术经济比较后确定。

3.0.2 槽式太阳能光热发电站设计应合理利用站址资源条件,统筹规划本期工程和远期工程。

3.0.3 槽式太阳能光热发电站按规划容量分为大、中、小型,大于或等于 400MW 为大型,小于 400MW 且大于或等于 50MW 为中型,小于 50MW 为小型。

3.0.4 槽式太阳能光热发电站机组容量、储热系统容量、发电及运行方式,应在满足电力系统要求的条件下,通过技术经济比较确定。

3.0.5 槽式太阳能光热发电站传热和储热介质、工艺系统、机组选型宜通过技术经济比较选择。

3.0.6 槽式太阳能光热发电站承担供热负荷时,机组选型、供热方式宜通过技术经济比较确定。

3.0.7 槽式太阳能光热发电站系统容量匹配应符合下列规定:

1 集热场净采光面积应与汽轮发电机组的额定容量和储热系统容量相匹配;

2 蒸汽发生系统的最大连续蒸发量应与汽轮机最大进汽量相匹配;

3 发电机的容量应与汽轮机的最大出力相匹配。

3.0.8 槽式太阳能光热发电站设计应积极应用经运行实践或工业试验证明的先进技术、先进工艺、先进材料和先进设备。

3.0.9 槽式太阳能光热发电站工艺系统寿命应按 25 年设计。

3.0.10 槽式太阳能光热发电站设计宜采用全站统一的标识系统。

4 电力系统

4.1 一般规定

- 4.1.1 电站的规划和设计应符合地区社会经济总体规划和电力主管部门审定的电力工业专项规划。
- 4.1.2 电站选址应根据地区电力市场需求、电网接入条件、线路送出条件等因素确定。
- 4.1.3 电站与电网连接的主变压器、断路器等电气设备应符合电站频繁启停机运行工况的要求。
- 4.1.4 大、中型槽式太阳能光热发电站应具备参与电力系统调频和调峰的能力,并符合现行国家标准《电网运行准则》GB/T 31464的规定。

4.2 接入系统

- 4.2.1 电站接入系统方案应综合考虑发电站的规划容量和电网近期、远期规划等因素,经技术经济比较后确定。
- 4.2.2 电站接入系统方案应符合现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755的规定。
- 4.2.3 电站接入系统电压等级应根据电站容量进行选择,不宜超过两种。电站送出线路回路数有两回及以上时,送出线路导线截面应满足线路“N-1”运行原则。
- 4.2.4 主变压器选型应满足下列要求:
 - 1 宜选择无载调压型变压器;经调压计算论证确有必要且经技术经济比较合理时,可选用有载调压变压器;
 - 2 额定电压、阻抗及电压分接头的选择应满足地区电力系统近期、远期调相调压要求。

4.2.5 大、中型槽式太阳能光热发电站宜设置启动/备用电源,启动/备用电源可从高压母线引接,也可从外部电网引接。

4.2.6 断路器开断容量的选择应满足电站投产后至少 10 年~15 年的短路电流水平要求。

4.2.7 电站发电机组额定功率因数可按 0.8~0.85(滞后)选取,并具有进相 0.95(超前)的能力。

4.2.8 槽式太阳能光热发电站并网点的电能质量指标应符合现行国家标准《电能质量 供电电压偏差》GB/T 14325、《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326、《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549、《电能质量 公用电网间谐波》GB/T 24337、《电能质量 电力系统频率偏差》GB/T 15945 和《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543 的规定。

4.3 继电保护及安全自动装置

4.3.1 槽式太阳能光热发电站系统继电保护及安全自动装置设计应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的规定。

4.3.2 220kV 及以上线路应装设全线速动保护,按双重化设置。电站线路还应根据电压等级配置综合重合闸装置或三相一次重合闸装置。

4.3.3 电站 220kV 母线应设置双套母差保护和断路器失灵保护。110kV 及以下双母线应配置一套母差保护,单母线、单母线分段接线可配置一套母差保护。

4.3.4 电站应装设故障录波装置,其技术性能应符合现行行业标准《电力系统动态记录装置通用技术条件》DL/T 553 的规定。

4.3.5 电站应装设保护及故障信息管理系统子站,应提供远方监控中心运行所需的各种信息。

4.3.6 电站不宜作为系统安全自动控制系统的主要控制站点,当系统有要求时可装设切机执行装置等安全自动装置。

4.3.7 机组采用自并励励磁系统的,发电机应设置电力系统稳定器。

4.4 调度自动化

4.4.1 发电站远动功能宜纳入计算机监控系统,不单独设远动终端(RTU)。远动信息应符合现行行业标准《电力系统调度自动化设计规程》DL/T 5003 的规定。

4.4.2 大、中型槽式太阳能光热发电站应装设自动发电控制系统(AGC)和自动电压控制系统(AVC)。

4.4.3 电站应根据电网调度机构要求装设电力调度数据网接入设备。

4.4.4 接入 220kV 及以上电压系统的电站可根据需要装设相量测量单元(PMU)。

4.4.5 电站宜设置太阳能功率预测预报系统,并具有向调度部门上传功率预测结果、法向直射辐照度、电站储热容量等实时信息的功能。

4.5 系统通信

4.5.1 电站通信设计应符合现行行业标准《电力系统通信运行管理规程》DL/T 544 和《电力系统自动交换电话网技术规范》DL/T 598 的规定。通信系统应满足调度自动化、继电保护、安全自动装置、电能计量及调度电话的要求。

4.5.2 大、中型槽式太阳能发电站至电力调度部门之间宜设两个独立的调度通道,且至少一个通道为光纤数字通道。

4.5.3 电站应装设生产调度通信系统,并可兼顾生产管理通信功能。生产调度通信系统应具备与当地电力调度通信系统组网功能。

4.6 电能计量

4.6.1 电站电能计量点宜设置在电站内与电网设施的产权分界

处或结算点,启动/备用变压器高压侧也应设置增设电能计量关口点。电能计量装置应符合国家现行标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448、《电力装置电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063的规定。在发电机出口、主变高压侧和高压站用变分支宜装设考核用电能表。

4.6.2 同一计量点应安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套,主、副电能表应有明确标志。

4.6.3 电站应配置具有通信功能的电能计量装置和电能量采集终端,并将信息传输至电网调度营销机构。

5 太阳能资源分析

5.1 一般规定

5.1.1 槽式太阳能光热发电站设计应对站址所在区域太阳能资源进行分析,并对相关地理条件、气候特征和基本气象要素进行适应性分析。

5.1.2 进行太阳能资源分析时,应选择站址附近具有太阳辐射长期观测记录的参考气象站,对总辐照度、法向直射辐照度、气温等的变化趋势进行分析。参考气象站选取包括辐射观测站和气象要素观测站两类。

5.1.3 用于太阳能资源分析的现场观测数据应为连续观测记录,且不少于一个完整年。

5.2 参考气象站

5.2.1 参考气象站应按照与站址所在地气候特征基本相似、自然地理条件及下垫面条件相近的原则进行选择。

5.2.2 参考气象站应具有连续 10 年以上的太阳直射辐射长期观测记录。

5.2.3 参考气象站采集信息应包括下列内容:

1 气象站基本情况,包括长期观测记录所采用的标准、辐射仪器型号、安装位置、高程、周边环境状况,以及建站以来的站址迁移、辐射设备维护记录,周边环境变动等情况和时间;

2 最近连续 10 年以上的逐年各月的总辐照度、法向直射辐照度、散射辐照度、日照时数的观测记录,且与站址现场观测站同期至少一个完整年的逐小时观测记录具有较好的相关性;

3 最近连续 30 年的多年月平均气温、极端最高气温、极端最

低气温、昼间最高气温、昼间最低气温、气压观测记录；

4 最近连续 30 年的多年平均风速、多年极大风速及发生时间、主导风向，多年最大冻土深度和积雪厚度，多年年平均降水量和蒸发量；

5 最近连续 30 年的灾害性天气记录，包括年连续阴雨天数、雷暴日数、冰雹日数、沙尘暴日数、强风日数等。

5.3 太阳能现场观测站基本要求

5.3.1 电站站址区域应设置太阳能资源现场观测站。现场观测站的数量及安装位置应结合电站总装机容量及运行控制要求统筹规划。

5.3.2 现场观测站观测内容应包括水平面总辐射、法向直接辐射、散射辐射、气温、相对湿度、风速、风向、降水量等的实测时间序列数据。

5.3.3 现场观测站安装和实时观测记录应符合国家现行标准《太阳能资源测量总辐射》GB/T 31156、《太阳能资源测量直接辐射》GB/T 33698、《太阳能资源测量散射辐射》GB/T 33699 和《地面气象观测规范 第 1 部分：总则》QX/T 45、《地面气象观测规范 第 2 部分：云的观测》QX/T 46、《地面气象观测规范 第 5 部分：气压观测》QX/T 49、《地面气象观测规范 第 6 部分：空气温度和湿度观测》QX/T 50、《地面气象观测规范 第 7 部分：风向和风速观测》QX/T 51、《地面气象观测规范 第 8 部分：降水观测》QX/T 52、《地面气象观测规范 第 11 部分：辐射观测》QX/T 55、《地面气象观测规范 第 12 部分：日照观测》QX/T 56、《地面气象观测规范 第 17 部分：自动气象站观测》QX/T 61、《地面气象观测规范 第 18 部分：月地面气象记录处理和报表编制》QX/T 62、《地面气象观测规范 第 19 部分：月气象辐射记录处理和报表编制》QX/T 63、《地面气象观测规范 第 22 部分：观测记录质量控制》QX/T 66 的规定。

5.3.4 现场观测站应具备实时观测数据接入电站控制系统的条件。

5.4 太阳辐射观测数据验证与分析

5.4.1 应对太阳辐射观测数据进行合理性、有效性和完整性分析。

5.4.2 太阳辐射观测数据合理性检验应包括太阳辐射观测数据的极值检查、相关性检查和趋势检查。

5.4.3 太阳辐射数据完整性分析应符合下列规定：

- 1 观测数据的实时观测时间顺序应与预期的时间顺序相同；
- 2 按某时间顺序实时记录的观测数据量应与预期记录的数据量相等；

3 太阳辐射观测逐时数据的有效数据完整率应达到 90%。

5.4.4 太阳辐射观测数据经合理性、有效性和完整性分析后，应对其中不合理和缺测的数据进行修正，并补充完整。可将其他可供参考的同期记录数据经过分析处理后，填补无效或缺测的数据，形成至少一个连续完整年的逐小时太阳辐射观测数据。

5.4.5 太阳能资源分析应符合下列规定：

1 根据参考气象站的长时间序列观测数据与验证后的现场法向直射辐射数据，计算出典型太阳年数据。

2 确定多年总辐照量，法向直射辐照量年际变化、月际变化，最近三年内连续 12 个月现场测量的各月法向直射辐照量日变化及各月典型日法向直射辐照度的小时变化。

6 站址选择

6.0.1 站址选择应符合下列规定：

1 站址选择应满足国家可再生能源中长期发展规划、城乡规划、土地利用总体规划、环境保护与水土保持、军事设施、矿产资源、交通运输、接入系统、文物保护、风景名胜与生态保护、饮用水源保护等方面的要求；

2 站址选择应研究电网结构、太阳能资源、水源、环境保护、辅助能源供应、交通及大件设备运输、出线走廊、地形、地质、地震、水文、气象、用地与拆迁、施工以及周边企业对电站的影响等因素，通过全面的技术经济比较和分析，对站址进行论证和评价；

3 站址宜选择在太阳能资源丰富、光照时间长且日变化小的区域；

4 选择槽式太阳能光热发电站站址时，辅助能源系统的燃料供应应可靠稳定。燃料运输宜采用管道或汽车运输。

6.0.2 选择槽式太阳能光热发电站站址时，水源应符合下列规定：

1 槽式太阳能光热发电站供水水源应落实，在确定水源的供水能力时，应掌握当地农业、工业和居民生活用水情况，水利水电项目规划等对水源变化的影响；

2 电站站址宜靠近水源，并应考虑取排水设施对水域航运、环境、养殖、生态和城市生活用水等的影响；

3 采用江、河水作为供水水源时，电站取水口位置应选择在水床全年稳定地段，且应避免泥沙、草木、冰凌、漂流杂物、排水回流等的影响，提出水文地质勘探评价报告。

6.0.3 选择站址时，站址自然条件应符合下列规定：

1 站址不应设在危岩、滑坡、岩溶发育、泥石流地段、地震断裂地带、采空区；当站址无法避开地质灾害易发区时，在工程选站阶段应综合评价地质灾害危险性的程度；

2 站址应充分考虑节约集约用地，宜利用非可耕地和劣地；应考虑站址区域内拆迁房屋，减少人口迁移；

3 选择站址时，应避开空气经常受悬浮物污染的地区；还应考虑机场跑道及航线、风速、周围高大树木、高山及建筑物等因素；

4 站址应避让重点保护的文化遗址，不应设在具有开采价值的露天矿藏或地下浅层矿区上；当站址地下深层压有文物、矿藏时，应取得文物、矿藏有关部门同意文件，并进行安全性评估。

5 站址宜选择在地势平坦的地区。

6.0.4 站址选择时，应取得站址区域地质条件的基础资料，以确定站内各建(构)筑物地基设计方案。

6.0.5 站址的抗震设防烈度应符合现行国家标准《中国地震动参数区划图》GB 18306 的规定。对已编制抗震设防区划的城市，抗震设防应按批准的抗震设防烈度或设计地震动参数确定。

7 总体规划

7.1 一般规定

7.1.1 电站的总体规划应与城镇或工业区总体规划相协调,占用土地应符合当地土地利用总体规划要求。当与其他形式电站联合运行时,宜联合建设公用工程设施。

7.1.2 电站的总体规划应根据站址太阳直接辐射量对集热器布置影响,以及电站生产、施工和生活的需求,结合站址自然条件和建设计划,对站区、施工区、水源地和供排水设施、供热管线、厂外交通、出线走廊、防洪排涝构筑物等,立足本期,兼顾远期,统筹规划。

7.1.3 电站的总体规划应严格贯彻节约集约用地方针,控制生产、生活用地及施工用地。站区用地应根据容量规划情况分期征用、租用。

7.1.4 电站总体规划应使工艺流程顺畅,节约运行费用,利用自然地形及地质条件,降低站址土方工程量,便于施工。

7.1.5 电站防洪排涝规划应结合自然条件及安全要求进行,可采用防洪堤、截洪沟、防洪围墙等工程方案。

7.2 站区内部规划

7.2.1 电站站区内部规划应在总体规划的基础上,以工艺流程合理为原则,因地制宜地进行布置。电站内建(构)筑物的布置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229 的规定。

7.2.2 站区内部规划应符合下列规定:

- 1 站区应按不同功能要求进行分区,可分为集热场及发电

区,集热场可依据不同回路组合划分分区;

2 站内进出线走廊规划应根据系统要求、出线方向统一规划,避免交叉;

3 站区出入口位置应便于站内外交通联系;站区内道路应满足生产、生活及消防要求,主干道宽度宜采用6m,次干道宽度宜采用4m,集热场、发电区可采用不同等级路面;

4 站内绿化宜因地制宜、系统规划。

7.2.3 集热场规划应符合下列规定:

1 集热场应根据地形条件、设备特点、施工要求合理布置,集热器宜采用区块模块化布置方式;

2 集热器安装高度应考虑当地设计洪水位与积雪厚度;

3 对风沙较大站址,可根据风向及集热器布置方向设置防风抑尘设施;

4 集热场内导热管线路径及走廊应做统一规划,传热介质管线及电缆宜沿路敷设。

7.2.4 发电区规划应符合下列规定:

1 发电区宜位于站区中心位置;

2 发电区内规划及区内建筑布置在满足工艺合理前提下,应考虑当地日照方位、常年风向、地形及工程地质等条件。汽机房、熔融盐罐、直接空冷平台、冷却塔等荷载大的高大建(构)筑物应布置在土质均匀、地基承载力较高区域;

3 发电区内相似功能的辅助、附属建筑宜采用联合建筑布置;

4 辅助燃料装置布置形式可根据燃料类型、供应情况、运输条件确定,当布置于发电区内时,宜单独分区设置;

5 热存储设施布置宜单独成区;

6 集热器装配车间可根据施工条件选择站内或站外布置,当布置于站内发电区时,宜采用永临结合方式。

7.2.5 电站的防洪(涝)设计应符合下列规定:

1 发电区防洪(涝)标准应符合表 7.2.5 的规定:

表 7.2.5 发电区防洪等级和防洪(涝)标准

防洪等级	发电区容量(MW)	防洪标准(重现期)
I	>100	>100 年一遇的高水(潮)位
II	≥ 50 且 < 100	>50 年一遇的高水(潮)位
III	< 50	

2 集热场的防洪(涝)标准应与发电区的防洪(涝)标准一致;

3 其他独立区域的防洪(涝)标准不应低于 50 年一遇的高水(潮)位。

7.2.6 站区竖向布置应根据水文气象条件、防洪(涝)要求、工程地质、工艺及设备安装要求等因素综合确定,并应符合下列规定:

1 采用阶梯式布置电站,台阶划分宜与功能分区相匹配;

2 电站土石方工程量宜填、挖平衡。当存在弃、取土时,应提前规划弃、取土地;

3 建(构)筑物、道路等标高的确定,应满足生产和维护的要求,并应排水顺畅;建(构)筑物室内地坪设计标高宜高出室外地坪标高 150mm~300mm,并应根据工程地质条件分析建筑物沉降的影响;

4 站区场地的最小坡度及坡向应综合考虑集热场布置和地面排水要求,并与建筑物、道路及场地雨水口的设置相适应;

5 发电区场地排水宜采用自然散排或道路雨水口、场地雨水口、明沟等形式接入雨水排放系统。集热场场地排水宜采用自然散排或明沟排水,分区排放。

7.2.7 站区场地设计标高应根据本标准表 7.2.5 进行确定,当场地标高低于设计高水(潮)位或虽高于设计高水(潮)位但受波浪影响时,应采取防洪措施,并应符合下列要求:

1 主厂房室外标高应高于设计高水(潮)位 0.5m,其他区域的场地标高不应低于表 7.2.5 的规定;

2 集热场场地标高应以洪水不淹没集热场电气控制设备并符合本标准第 7.2.5 条的规定进行确定;当低于上述标准时,可采取提高集热器基础或调整支架高度等方式,满足防洪(涝)标准;集热设备基础应采取有效的防护措施;

3 当采取其他满足防洪要求的可靠防洪措施时,场地标高可适当低于设计高水(潮)位;

4 位于江、河、湖旁的电站设置防洪堤时,其防洪堤顶标高应高于表 7.2.5 中的高水(潮)位 0.5m。当受风、浪、潮影响时,尚应再加重现期为 50 年的浪爬高;

5 位于海滨的电站,其防洪堤顶标高按表 7.2.5 中高水(潮)位加重现期 50 年累积频率 1% 的浪爬高和 0.5m 的安全超高确定;

6 位于内涝地区电站,防涝围堤顶标高应按表 7.2.5 中规定(难以确定设计内涝水位时,可采用历史最高内涝水位)加 0.5m 的安全超高确定。

7.2.8 电站站区管线布置可采取直埋、沟道及架空三种敷设方式。管线布置应结合规划站区平面布置、管线类型、工艺要求等因素统一规划,并应符合下列要求:

1 发电区可采用综合管架进行敷设;

2 可燃性、爆炸危险性的管线不应穿越与其无关的建(构)筑物、生产装置、辅助生产车间及仓储设施、贮罐区等。

7.2.9 电站站内道路设计应符合现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22 的规定。站区内根据生产、运行维护、生活、消防的需要设置行车道路、消防车道、人行道和检修通道,并应符合下列规定:

1 发电区及易燃易爆设施周围宜设环形消防车道;当设置环形消防车道有困难时,可沿长边设置尽端式消防车道,并应设回车道或回车场;回车场的面积应不小于 $12.0\text{m} \times 12.0\text{m}$,供重型消防车使用时应不小于 $18.0\text{m} \times 18.0\text{m}$;

2 消防车道宽度不应小于 4.0m,道路上空有管架等障碍物时,其净高应不小于 4.0m,道路转弯半径应满足消防车辆通行要求;

3 发电区环形道路及进出发电区的主干道路行车道宽度宜为 6.0m,采用水泥混凝土或沥青混凝土路面;

4 集热场各分区间道路和外围环行道路,行车道宽度宜为 4.0m,采用低等级路面。

7.2.10 电站应设置站区围墙,围墙宜采用围栅形式,高度应不低于 1.8m。

7.3 站区外部规划

7.3.1 站区外部规划应根据电站的规划容量和站址条件,对交通运输、供排水、辅助能源供应和送出工程等统筹协调。

7.3.2 站外交通运输规划应符合下列规定:

1 电站的主要进站道路宜就近与现有公路相连接,进站道路设计应符合现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22 的规定;

2 主要的进站道路应按三级厂矿道路标准建设,行车道宽度宜采用 6m,其他进站道路宽度可采用 4m,路面可与依托道路采用相同标准;

3 站区与其他站外设施之间应有道路连接,可利用现有道路或新建专用道路;当需要新建道路时,可按辅助道路标准建设,行车道宽度宜为 3.5m。

7.3.3 电站的站外供排水设施规划应综合容量、水源、地形条件、环保及水土保持要求等因素,通过方案比选确定。站外取、排水布点及水管线应统一规划设计,水管线走廊宜留出扩建条件。

7.3.4 电站的出线走廊应根据电力系统规划、输电线路方向、电压等级和回路数,按电站规划容量和本期工程建设规模统筹规划。

7.3.5 电站辅助燃料运输方式应通过对站址周围的运输和协作条件进行技术经济比较后确定。当辅助燃料采取管线输送时,管

线宜沿现有道路布置,选择高差小、跨越及转弯少的地段,减少与道路或铁路的交叉及对农业耕作的影响,满足与周边设施安全防护的要求,并符合现行国家标准《输气管道工程设计规范》(GB 50251)的规定。

7.3.6 站外供热管线应根据城乡总体规划要求合理布置,并与站区总体规划相协调。管线宜沿现有道路布置。

7.3.7 电站的施工区宜按场地情况,结合总体规划进行专项施工组织规划。施工临时建筑、材料设备堆场、施工作业场等可根据场地条件及施工流程布置于站区内部或外部。

8 集热系统

8.1 一般规定

8.1.1 集热系统规模应根据机组容量、年利用小时数、直接辐射条件、储热系统容量及集热器性能指标等进行技术经济比较确定。

8.1.2 集热器设备包括抛物面反射镜、集热管、支架、驱动与跟踪装置等,各设备规格应满足相互匹配的要求。

8.1.3 集热器设备性能参数应满足当地气象条件要求。

8.2 集热器

8.2.1 集热器选择应符合下列规定:

- 1 集热器设计载荷选取应根据当地气象及地质条件确定;
- 2 集热器处于保护状态时,应满足在当地 50 年一遇最大风速下不发生破坏;
- 3 集热器处于保护状态时,应能承受当地 50 年一遇基本雪压荷载。

8.2.2 抛物面反射镜应符合下列规定:

- 1 抛物面反射镜可采用热弯镜、钢化镜或复合镜等型式,也可采用金属和高分子反射材料制成的镜面;
- 2 抛物面反射镜应根据当地气象条件,在保护状态下应满足抗风沙和抗冰雹冲击等性能要求;
- 3 抛物面反射镜背面应设有支撑构件与集热器支架相连接,支撑构件与反射镜连接所能承受的拉伸强度应满足在保护状态风速下抛物面反射镜与支撑构件不脱落;
- 4 抛物面反射镜反射比应满足集热器性能要求;
- 5 抛物面反射镜应设置保护涂层,涂层应满足抗磨蚀、抗老

化等要求。

8.2.3 集热管应符合下列规定：

- 1 集热管材质应满足传热介质的特性要求；
- 2 集热管设计温度和设计压力应与系统内传热介质工作温度和工作压力相匹配；
- 3 集热管的透射比、吸收比、发射比、热损、有效工作长度系数、真空度等参数应满足集热管性能要求；
- 4 集热管的膜层应能承受集热器聚焦下的热流密度、温度，并满足温升速率要求；
- 5 集热管应设有长效真空维持装置及真空度指示标识；
- 6 集热管玻璃外管应满足抗腐蚀、抗老化、抗风沙等要求。

8.2.4 支架应符合下列规定：

- 1 支架设计应根据当地气象条件，选用合理的材料和结构方式，满足地震、风载、雪载等要求；支架的强度、刚度应满足聚光与跟踪精度要求；
- 2 支架防腐设计应根据当地气候条件 and 设计使用年限确定；
- 3 支架应能补偿运行时集热管及相关部件的热膨胀量；
- 4 支架在转动过程中反射镜下边缘最低点距离地面垂直高度的确定应考虑当地最大积雪深度及地面植被等因素。

8.3 驱动与跟踪系统

8.3.1 驱动与跟踪系统的跟踪精度要求应根据集热器的整体性能进行技术经济比较确定，集热器在设计工况下的跟踪精度宜在 $\pm 2\text{mrad}$ 范围内。

8.3.2 驱动装置可采用液压或其他机械驱动方式。驱动与跟踪系统设备应满足户外布置要求。

8.3.3 驱动与跟踪系统装置应符合下列规定：

- 1 驱动装置应满足集热器转动角度范围内连续转动、不发生卡死及在设计规定的时间内将集热器转至保护位置的要求；

- 2 驱动装置可配置蓄能器。
- 8.3.4 驱动装置电气及控制设备应满足以下要求：
 - 1 防护等级应不低于 IP65；
 - 2 就地控制器宜布置于驱动立柱上，且应能与驱动立柱相匹配，满足人员操作及检修需要；
 - 3 就地控制器应具有手动和自动模式，在自动模式下应满足系统正常运行工况及紧急保护工况的要求，手动模式应能满足调试、检修、清洗等需要；
 - 4 驱动装置应配备可靠的应急电源或与全厂交流保安电源连接，应急电源及保安电源配置应满足驱动装置失电时集热器旋转至保护位置的供电要求。

8.4 集热系统辅助设施

- 8.4.1 柔性连接部件应符合下列规定：
 - 1 集热器对外接口应采用柔性连接；
 - 2 柔性连接部件可采用旋转接头或波纹管等型式；
 - 3 柔性连接部件旋转范围应与集热器的旋转范围相适应，并应满足集热管热膨胀要求；
 - 4 柔性连接部件的材质应根据传热介质特性确定；
 - 5 柔性连接部件设计温度及设计压力应与系统内传热介质工作温度和工作压力相匹配；
 - 6 旋转接头应耐磨，波纹管应满足抗疲劳要求。
- 8.4.2 集热系统的阀门应符合以下规定：
 - 1 阀门的选型及配置应满足传热介质特性、工作温度及工作压力要求；
 - 2 宜采用焊接阀门；
 - 3 每个集热器回路进、出口处应安装隔离阀；
 - 4 每个集热器回路应安装泄压阀；
 - 5 在每个集热场分区的高温母管上宜装设调节阀组。

8.4.3 集热系统中应设置位置传感器、温度传感器和压力传感器,并应根据工艺系统要求进行配置。

8.4.4 聚光器及集热管应配置清洗装置,并应符合下列规定:

1 应为可移动式;

2 清洗方式应根据当地气象条件经技术经济比较后确定,宜采用水清洗或压缩空气清洗方式。在寒冷地区,还应采用镜面除雪及防止结冰措施。

8.4.5 保温设计应符合以下规定:

1 保温设计应符合现行行业标准《火力发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072 的规定;

2 集热管之间连接部位应设置保温措施;

3 保温结构不应影响柔性连接部件转动。

9 热传输系统

9.1 一般规定

- 9.1.1 热传输系统的设计热负荷应采用设计点的热负荷。
- 9.1.2 传热介质选择应符合下列规定：
- 1 热容量大、热膨胀系数小；
 - 2 热稳定性和化学稳定性好；
 - 3 比热容高、导热系数高、运动黏度低；
 - 4 使用温度高、凝点低；
 - 5 闪点高，自燃点高于运行温度；
 - 6 无腐蚀或低腐蚀。
- 9.1.3 传热介质宜采用导热油，经技术经济比较，也可采用熔融盐、水等传热介质。
- 9.1.4 导热油系统设备宜按户外安装和使用条件设计，在寒冷地区导热油循环泵宜室内布置。

9.2 热传输泵与管路

- 9.2.1 热传输系统循环泵的容量和台数应满足下列要求：
- 1 热传输系统循环泵出口的总流量应满足设计点集热场热负荷对应流量的110%。
 - 2 热传输系统循环泵数量不应少于2台，其中至少1台备用，并应设置调速装置。
 - 3 热传输系统循环泵的扬程应按下列各项之和计算：
 - 1) 额定流量时全厂管道的沿程阻力及管件局部阻力，另加10%裕度。
 - 2) 额定流量时集热场阻力与蒸汽发生系统阻力之和、额定

流量时集热场阻力与储热换热系统阻力之和、储热释热工况时储热换热系统阻力与蒸汽发生系统阻力之和三者取大值。其中集热场阻力包括集热管阻力及管件局部阻力,另加10%裕度。

3) 传热介质返回容器时返回管的最大高度与容器内介质最低液位的差。

9.2.2 在热传输系统循环泵的入口处应安装启动用过滤器,在系统的管线上应设分流式过滤器。

9.3 传热介质储存、膨胀系统

9.3.1 导热油为传热介质的热传输系统应设膨胀罐、氮气覆盖系统,根据技术经济比较设置溢流油罐、溢流回油泵。

9.3.2 膨胀罐的最低液位宜位于导热油系统的最高点,导热油管道排气应引至扩容冷却器。

9.3.3 膨胀罐和溢流油罐的调节容积应大于系统内导热油在工作温度下膨胀增加的容积。

9.3.4 膨胀罐工作压力应满足在热传输系统循环泵停运时系统内任意点不发生汽化的要求,并留出30kPa~50kPa的压力裕量。

9.3.5 膨胀罐和溢流油罐的气相空间应采用氮气覆盖。

9.3.6 溢流油罐可设置多个,其容积宜大于维护时系统中隔离空间的最大体积。

9.3.7 溢流油罐工作压力应与膨胀罐相同。

9.3.8 在寒冷地区,溢流油罐宜设置伴热装置。

9.3.9 溢流油罐应设置2台溢流回油泵,其中1台备用。

9.3.10 氮气覆盖系统应与膨胀罐和溢流油罐连通,维持罐内压力在设定范围。

9.3.11 膨胀罐、溢流油罐的防爆门宜排放到净化系统的回收扩容器。

9.4 传热介质净化系统

9.4.1 导热油的热传输系统应设置净化系统,净化系统应能将导热油运行中产生的高沸物和低沸物脱除并将导热油回收。系统容量应按膨胀罐排出气量与高沸物处理系统闪蒸扩容器的排出气量二者取大值设置。

9.4.2 净化系统的低沸物处理系统应设置2级回收容器,第1级循环冷却器宜采用空冷,第2级回收容器后应设置污油罐储存低沸物。

9.4.3 低沸物处理系统宜设置2台导热油回油泵,其中1台备用。流量按1级回收容器回收导热油量的110%设置。

9.4.4 导热油回油泵扬程应按下列各项之和计算:

1 一级回收容器到膨胀罐管道的沿程阻力及管件局部阻力,另加20%裕量;

2 膨胀罐最大工作压力;

3 一级回收容器到膨胀罐液位静压差。

9.4.5 净化系统的高沸物处理系统应设置1台回收闪蒸扩容器。

9.4.6 净化系统应设置污油罐。

9.5 辅助系统

9.5.1 热传输系统宜设置传热介质注入系统。

9.5.2 注入系统宜设置1台或2台具有自吸能力的注油泵,注油泵的入口处应装设过滤器。

9.6 传热介质防凝系统

9.6.1 当环境历史极端最低温度低于传热介质凝点时,应设置传热介质防凝系统。防凝系统防凝热功率应大于历史极端最低气温条件下全站传热介质系统热损失。

9.6.2 防凝装置设置数量不应少于2套,其中1套停用时,其余

防凝装置应能满足系统防凝热功率。

9.6.3 防凝泵数量不宜少于 2 台,其中 1 台备用,任何 1 台泵停用时,其余泵应能满足防凝总流量的 110%。防凝泵流量应根据防凝热功率、设定的介质参数、温差进行计算。

9.6.4 防凝泵的扬程应按下列各项之和计算:

- 1 传热介质管道的沿程阻力及管件局部阻力,另加 20%裕量;
- 2 储热系统换热器及系统阻力;
- 3 蒸汽发生系统阻力;
- 4 集热场集热管阻力及管件局部阻力,另加 20%裕量;
- 5 防凝加热系统设备阻力。

10 储热系统

10.1 一般规定

10.1.1 储热系统的选择应根据项目所在地区的太阳直接辐射条件、传热介质、储热介质、电力系统要求等因素,经技术经济比较后确定。

10.1.2 储热系统应满足下列要求:

1 储热系统容量应与集热系统设计点出力、汽轮机额定功率、机组运行模式等相匹配;

2 宜采用熔融盐显热储热方式;

3 储热系统布置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定;

4 储热系统主要设备宜露天布置;

5 储热系统应设绝热保温、防凝设施、储热介质泄漏防护设施和储热介质疏放系统,储热罐内宜设氮气覆盖。

10.2 储热介质储存系统

10.2.1 储热介质应满足以下要求:

1 比热容大;

2 热稳定性和化学稳定性高;

3 导热系数大;

4 使用温度范围适当;

5 对流换热系数大,能及时地储存或释放热能;

6 不同状态间转化时,体积变化率小;

7 液态时黏度低;

8 热膨胀系数小。

10.2.2 储热介质宜采用硝酸钠、硝酸钾组成的二元盐,也可采用其他介质。

10.2.3 储热介质的总质量应根据介质热物性参数、储热容量、介质工作温度范围、汽轮机组热效率、储热效率、放热效率等因素确定。

10.2.4 储热罐选型应满足以下要求:

- 1 罐体有效容积应为熔融盐总体积的 1.15 倍~1.20 倍;
- 2 罐体宜采用拱顶结构型式;
- 3 罐体高径比应根据熔融盐泵体长度确定;
- 4 储罐材料应满足储热介质特性和使用温度等要求;
- 5 罐壁厚度应根据设计压力、设计温度、设计寿命和腐蚀速率等确定;
- 6 罐体内宜设温度均衡装置;
- 7 罐体应设置熔融盐疏放口和保温式安全阀。

10.3 储热介质传热系统

10.3.1 当采用熔融盐显热储热时,应满足下列要求:

1 热盐泵熔融盐流量应根据额定释热功率、导热油-熔融盐换热器进出口导热油温度、换热器效率、热盐设计温度、冷盐设计温度等确定。

2 冷盐泵熔融盐流量应根据集热场热负荷、额定充热功率、换热器进出口导热油温度、换热器效率、冷盐设计温度、热盐设计温度等确定。

10.3.2 熔融盐泵选型应符合下列要求:

1 热、冷熔融盐泵数量应分别不少于 2 台,其中 1 台备用。当其中任何一台停用时,其余热(冷)盐泵应满足总容量的 110%。

2 当处于热释放状态时,高温熔融盐泵扬程应为下列各项之和:

1) 高温储罐最低工作液位时的高-低温储罐内液位间静

压差；

2) 熔融盐泵出口到熔融盐-导热油换热器进口之间管段流动总阻力,另加 10%裕量；

3) 熔融盐在换热器中的流动总阻力,另加 10%裕量；

4) 熔融盐-导热油换热器出口到低温罐熔融盐出口之间管段的流动总阻力,另加 10%裕量；

5) 低温罐熔融盐出口压力。

3 当处于满负荷充热状态时,低温熔融盐泵扬程应为下列各项之和：

1) 低温储罐最低工作液位时的高-低温储罐内液位间静压差；

2) 熔融盐泵出口到熔融盐-导热油换热器进口之间管段的流动总阻力,另加 10%裕量；

3) 熔融盐在换热器中的流动总阻力,另加 10%裕量；

4) 熔融盐-导热油换热器出口到高温罐熔融盐出口之间管段的流动总阻力,另加 10%裕量；

5) 高温罐熔融盐出口压力。

4 熔融盐泵宜采用立式液下泵,应采用变频调速型式。

5 熔融盐泵与管路连接宜采用焊接方式。

10.3.3 熔融盐-导热油换热器选型应符合下列规定：

1 换热器内介质均可正、反两方向流动,实现双向换热；

2 可采用管式换热器或板式换热器；

3 换热器应设置低位疏放口,疏放口应与储热罐相连。

10.3.4 熔融盐管路应满足下列要求：

1 应设旁路管路、低位疏放口和相应阀门；

2 熔融盐管道应设置一定的倾角；

3 熔融盐管路、疏放口和阀门应设电伴热和绝热保温。

10.4 储热系统辅助设施

10.4.1 熔融盐初始熔化系统应满足下列要求：

- 1 熔融盐初始熔化炉台数不宜少于 2 台；
- 2 熔融盐熔化炉出力应综合熔融盐量、加注时长等因素确定；
- 3 熔融盐熔化炉的燃料可采用天然气等清洁燃料；
- 4 熔融盐熔化炉烟气排放应符合现行国家标准《锅炉大气污染物排放标准》GB 13271 的规定。

10.4.2 氮气系统应符合下列规定：

- 1 储热系统氮气系统宜与全厂氮气系统合用；
- 2 高温罐和低温罐间应设氮气平衡管；
- 3 储热区宜设一套氮气缓冲装置，应设氮气泄压装置。

10.4.3 防凝系统应符合下列规定：

- 1 防凝可采用电加热，也可采用辅助燃烧加热；
- 2 熔融盐罐内应设电加热装置。

10.4.4 在储热罐区域应设熔融盐隔离区域或围堰，隔离区域的容积应能够容纳全部的储热介质，隔离墙体的材料选用根据存储介质的特性确定，应采用阻燃和防泄漏材料。

10.4.5 储热罐区的熔融盐泵、管道和阀门的设置应方便检查和操作，换热器区域应设置支撑平台、检修平台和楼梯。

11 蒸汽发生系统

11.1 一般规定

11.1.1 蒸汽发生系统的设置和设备选型,应结合热传输系统出口和入口处传热介质的工作压力和工作温度、汽轮机设计,确定新蒸汽温度和给水温度。

11.1.2 蒸汽发生系统最大连续蒸发量应与汽轮机最大进汽能力工况相匹配。

11.2 蒸汽发生系统

11.2.1 蒸汽发生系统宜由预热器、蒸汽发生器、过热器、再热器及其他配套辅助系统组成。

11.2.2 蒸汽发生系统主要换热设备宜按 $2\times 50\%$ 或 $1\times 100\%$ 容量配置。

11.2.3 当采用汽包型或釜式蒸汽发生器时,蒸汽发生器汽水侧应设置排污系统。

11.2.4 蒸汽发生系统应设绝热保温、防凝设施、传热介质泄漏防护设施和传热介质疏放系统。

11.3 蒸汽发生设备

11.3.1 蒸汽发生系统设备应符合国家现行标准《锅炉安全技术监察规程》TSG G0001、《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21、《压力容器》GB 150、《热交换器》GB/T 151、《电力行业锅炉压力容器安全监督规程》DL/T 612 和《电站锅炉压力容器检验规程》DL 647 的规定。

11.3.2 过热蒸汽和再热蒸汽系统压降及温降应符合下列规定:

1 过热器出口至汽轮机进口的压降不宜大于汽轮机额定进汽压力的 5%；

2 过热器出口额定蒸汽温度宜高于汽轮机额定进汽温度 3℃；

3 再热蒸汽系统总压降宜按照汽轮机额定功率工况下高压缸排汽压力的 10%取值，其中冷再热蒸汽管道、再热器、热再热蒸汽管道的压力降宜分别为汽轮机额定功率工况下高压缸排汽压力的 1.5%~2.0%、5%、3.0%~3.5%；

4 再热器出口额定蒸汽温度宜高于汽轮机中压缸额定进汽温度 2℃。

11.3.3 蒸汽发生系统设备汽水侧所配安全附件和仪表应符合国家现行标准《锅炉安全技术监察规程》TSG G0001 的规定，使用的安全阀应符合《电站锅炉安全阀技术规程》DL/T 959 和《安全阀安全技术监察规程》TSG ZF001 的规定。

11.3.4 蒸汽发生系统传热介质侧出口设有关断阀时，应设置相应的泄压旁路装置，泄压排放介质应回收处理。

12 汽轮机及辅助系统

12.1 汽轮机设备

12.1.1 汽轮机设备的选型和技术要求应符合国家现行标准《电站汽轮机技术条件》DL/T 892 和《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578 的规定,汽轮机及汽水系统的设计应符合现行行业标准《火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则》DL/T 834 的规定。

12.1.2 汽轮机的背压应按工程水文气象条件和冷端系统方案优化计算后确定。

12.1.3 干旱指数大于 1.5 的缺水地区,宜选用空冷式汽轮机。

12.1.4 汽轮机应满足电站频繁、快速启动的要求。

12.1.5 机组回热系统宜根据太阳能场容量和机组特点确定。

12.2 主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统

12.2.1 主蒸汽、再热蒸汽等管道的管径及管路根数,应经优化计算确定。

12.2.2 汽轮机旁路系统的设置及其功能、型式和容量应根据汽轮机、蒸汽发生系统运行特性及电网对机组运行方式的要求,并结合机组启动参数匹配后确定。

12.3 给水系统及给水泵

12.3.1 给水管道宜采用单元制系统。

12.3.2 给水泵的台数和容量应符合下列规定:

1 应不少于 2 台,且 1 台备用,正常运行及备用给水泵宜选用调速给水泵;

2 给水泵的总容量及台数应保证在任何一台给水泵停用时,其余给水泵的总出力仍能满足所连接的系统全部蒸汽发生器最大连续蒸发量的 110%。

12.3.3 给水泵的扬程应为下列各项之和:

1 蒸汽发生系统额定蒸发量时的给水流量,从除氧给水箱出口至预热器进口给水流动的总阻力,另加 20%裕量;

2 蒸汽发生系统蒸发器正常水位与除氧器给水箱正常水位间的水柱静压差。当蒸汽发生系统总阻力中包括其静压差时,应为预热器进口与除氧器正常水位间的水柱静压差;

3 蒸汽发生系统额定蒸发量情况下,预热器入口的进水压力;

4 除氧器额定工作压力取负值。

12.4 除氧器及给水箱

12.4.1 每台机组宜设置 1 台除氧器。除氧器的总出力应按蒸汽发生系统最大连续蒸发量时的给水消耗量确定。

12.4.2 给水箱的储水量应根据除氧器布置位置,结合瞬态计算结果、机组控制水平和机组功能要求确定,宜为 10min~15min 全部蒸汽发生器最大连续蒸发量时的给水消耗量。

12.4.3 除氧器标高设计应考虑除氧器给水箱的最低水位面到给水泵中心线间的水柱所产生的压力,不应小于下列各项之和:

1 给水泵进口处水的汽化压力和除氧器的工作压力之差;

2 给水泵的汽蚀余量;

3 给水泵进水管的流动阻力;

4 给水泵安全运行必需的富裕量 3kPa~5kPa。

12.4.4 除氧器及给水箱应设有防止过压爆炸的安全阀及排汽管道。

12.4.5 除氧器及其给水箱的设计应满足现行行业标准《锅炉除氧器技术条件》JB/T 10325 的规定。

12.5 凝结水系统及凝结水泵

12.5.1 凝结水宜采用单元制。

12.5.2 凝汽式机组的凝结水泵设置应符合下列规定：

1 每台机组宜装设2台凝结水泵，每台容量为最大凝结水量的110%，宜设置调速装置。

2 凝结水泵扬程应为下列各项之和：

- 1) 从凝汽器热井到除氧器凝结水入口(包括喷雾头)之间管道的介质流动阻力应按汽轮机最大进汽量工况时的凝结水量计算；低压加热器的疏水经疏水泵并入主凝结水管道的，在并入点前应按最大凝结水量计算，在并入点后应加上低压加热器疏水量计算，阻力计算另加10%裕量；
- 2) 除氧器凝结水入口与凝汽器系统热井最低水位间的水柱静压差；
- 3) 除氧器入口凝结水管喷雾头所需的喷雾静压差；
- 4) 除氧器最大工作压力；
- 5) 凝汽器系统的最高真空压力；
- 6) 凝结水系统设备本体的阻力。

12.6 低压加热器疏水泵

12.6.1 低压加热器疏水泵的容量及台数应符合以下规定：

1 低压加热器的疏水泵容量应按在汽轮机最大进汽量工况时接入该泵的低压加热器的疏水量之和计算，并应加10%裕量。

2 如需配置低压加热器疏水泵，每台加热器宜设置2台疏水泵，其中1台应为备用。疏水泵容量应按在汽轮机最大进汽量工况时接入该泵的低压加热器的疏水量之和计算，并应加10%裕量。

12.6.2 低压加热器的疏水泵扬程应按下列各项之和计算：

- 1 从低压加热器到除氧器凝结水入口(包括喷雾头)的介质

流动阻力应按汽轮机最大凝结水量对应工况计算,并应加 10% 裕量;

2 除氧器凝结水入口与低压加热器最低水位间的静压差;

3 除氧器最大工作压力;

4 最大凝结水量对应工况下低压加热器内的真空,如为正压时,应取负值。

12.7 疏放水系统

12.7.1 宜按压力等级设置高、低压疏放水母管,可不设疏水箱及疏水泵。

12.7.2 疏放水应回收至凝汽系统或其他设备。

12.8 辅机冷却水系统

12.8.1 辅机冷却水系统应根据凝汽器冷却水源、水质情况和设备对冷却水的水量、水温和水质的不同要求合理确定。

12.8.2 转动机械轴承冷却水中的碳酸盐硬度宜小于 250mg/L (以 CaCO_3 计)。pH 值不应小于 6.5、不宜大于 9.5。悬浮物的含量宜小于 50mg/L 。

12.8.3 辅机冷却水系统和冷却水源宜按以下原则确定:

1 以淡水作为辅机冷却水源,且不需进行处理即可作为辅机冷却用水时,宜采用开式循环冷却水系统;以淡水作为辅机冷却水源,需经处理时,可采用开式循环和闭式循环相结合的冷却水系统;

2 以海水作为凝汽器冷却水源时,不宜用海水直接冷却的辅机设备冷却水宜采用除盐水闭式循环冷却水系统,闭式循环冷却水热交换器应由海水作为冷却水源;

3 以再生水作为凝汽器冷却水源时,不宜用再生水直接冷却的辅机设备冷却水宜采用除盐水闭式循环冷却水系统,闭式循环冷却水热交换器应采用再生水作为冷却水源;

4 湿冷机组的开式循环冷却水应取自凝汽器循环冷却水系统,空冷机组开式循环冷却水宜取自辅机冷却塔冷却水系统,闭式循环冷却水宜采用除盐水或凝结水。

12.8.4 闭式循环冷却水热交换器换热面积应按最高计算冷却水温度计算确定。宜设 2 台 65% 换热面积的热交换器,热交换器材料宜与凝汽器管材一致。

12.8.5 闭式循环冷却水系统宜设置 2 台闭式循环冷却水泵。单台水泵的容量不应小于机组最大冷却水量的 110%。水泵的扬程不应小于按最大冷却水量计算的系统管道阻力,并应另加 10% 裕量。

12.8.6 开式循环冷却水系统应根据系统布置计算确定需要设置升压水泵的供水范围。当需要设置时,宜设 2 台升压水泵,单台升压水泵的容量不应小于需要升压的冷却水量的 110%。升压水泵的扬程应按下列各项之和计算:

- 1 按最大冷却水量计算的系统管道阻力,并应另加 10% 裕量;

- 2 最高用水点与升压水泵中心线之间的净压差;

- 3 循环水进出口管道之间的水压差,取负值。

12.8.7 闭式循环冷却水系统应设置膨胀装置和补给水系统,膨胀装置的安装高度不应低于系统中最高冷却设备的标高。

12.8.8 闭式循环冷却水热交换器处的闭式循环水侧的运行压力应大于开式循环水侧的运行压力。

12.9 凝汽器及其辅助设施

12.9.1 凝汽器的管板与管材选择应符合现行行业标准《发电厂凝汽器及辅机冷却器管选材导则》DL/T 712 的规定。

12.9.2 凝汽器清洗装置的设置应符合下列规定:

- 1 湿冷凝汽器宜装设胶球清洗装置;

- 2 宜设反冲洗装置;

- 3 间接空冷汽轮机的表面式凝汽器不应装设胶球清洗装置。
- 12.9.3** 每台机组凝汽器抽真空系统宜设置 2 台水环式真空泵。每台泵的容量应满足凝汽器正常运行抽真空的需要,条件适宜时可采用射汽抽气器或其他抽气方式。

12.10 回 热 系 统

- 12.10.1** 除了除氧器采用混合式加热器外,其余回热加热器应采用表面式加热器。
- 12.10.2** 高压加热器、低压加热器应根据其自身的可靠性以及机组的经济性确定采用大旁路或小旁路。
- 12.10.3** 高、低压加热器换热面积计算宜以汽轮机最大进汽能力工况为设计工况,并留 10%的面积裕量。

13 集热场布置

13.1 集热场总平面布置

13.1.1 集热场宜采用矩形布置,边长比宜趋向 1。

13.1.2 集热场应根据场地形状、集热器朝向、回路数量及其型式分区布置。

13.1.3 集热场宜采用平坡式布置,场地坡度应符合集热器回路的布置要求。当自然地形坡度较大时,集热场可采用阶梯式布置。

13.1.4 集热场竖向布置应综合考虑集热场工艺要求、工程地质、水文气象、土石方量及地基处理等因素,并应符合下列规定:

1 应使集热场土石方工程量、地基处理、场地整理措施等投资最少;

2 集热场场地最大坡度及坡向应满足集热器回路的布置要求;

3 集热场场地最小坡度及坡向应与道路及场地排水的设施相适应,并按当地降雨量和场地土质特性等因素确定;

4 集热场台阶之间的边坡应根据地质条件采取稳定措施。

13.1.5 集热场应设置进出道路、环形道路和运行维护道路,道路设计应符合下列规定:

1 集热场进出道路路面宜采用沥青混凝土路面或水泥混凝土路面,其路面宽度宜与发电区主通道宽度一致;

2 环形道路和各分区间道路路面宜采用沙石或碎石路面;

3 管道跨越道路时,其净高应符合现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22 的规定。

13.1.6 送出线路、综合管架宜沿道路架空布置,应减少对集热器的影响。

13.1.7 集热场内的电缆可采用架空、地沟、直埋敷设。电缆不应与其他管道同沟敷设。

13.1.8 集热场导热油管线宜采用低位架空敷设,供水管线宜采用直埋敷设,天然气管线宜采用直埋敷设。

13.2 集热器及导热油回路布置

13.2.1 集热器的布置应满足集热系统的工艺要求,集热器朝向宜结合地理纬度、直接辐射量的分布和太阳倍数等因素优化确定。

13.2.2 相邻集热器的间距应根据项目所在地地理纬度、法向直接辐照度、太阳倍数、可利用的土地面积、集热器的开口尺寸和追踪角度等因素,经过技术经济综合比较后确定。

13.2.3 集热器回路宜沿分区内的导热油冷、热母管对称布置,集热器焦线方向的最大坡度应符合其技术要求。

13.2.4 导热油母管、导热油回路布置应满足集热器检修、运行和维护的要求。

13.3 集热场安全防护设施

13.3.1 集热场外边缘应设置高度不低于 1.8m 的防护栅栏。

13.3.2 集热场防风沙措施应根据集热器布置和站址气象条件,经过技术经济比较后确定。

13.3.3 防风防沙网应选择不易撕裂、不易脱落的产品。

13.3.4 防护栅栏或防风防沙网与集热器的间距,当集热器启动和退出跟踪时,应使所产生的阴影面积小于 50%。

13.4 检修维护设施

13.4.1 集热场材料库、检修维护车间应与发电区统一布置。

13.4.2 集热场运行维护设备车辆应集中布置在发电区停车库内。

13.4.3 检测、检验设备应集中存放在发电区仪表与控制试验室内。

14 发电区布置

14.1 发电区总平面布置

14.1.1 发电区总平面布置应以工艺流程合理为原则,统筹规划、全面协调。应结合各生产设施及系统的功能,分区明确、紧凑合理、因地制宜地进行布置,满足防火、防爆、环境保护、职业安全和职业卫生的要求。发电区建(构)筑物的布置应符合下列规定:

1 储热区、汽机房及蒸汽发生器区宜布置在地层均匀、地基承载力较高的区域;

2 非管道传输的辅助燃料,应根据燃料类型设计装卸场地;

3 导热油膨胀及耗散区、天然气贮存设施宜布置在发电区主要建筑物全年最小频率风向的上风侧;

4 供油、卸油泵房以及导热油罐区、燃油罐区、熔融盐储罐区、天然气贮存设施应与其他生产辅助及附属建筑分开,单独成区布置;

5 站前建筑设施宜集中布置,应做到与生产联系方便、生活便利、站容美观。

14.1.2 发电区各建(构)筑物之间的间距应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

14.1.3 冷却设施布置应符合下列规定:

1 冷却塔宜结合根据地形、地质条件靠近汽机房布置,不应対周边集热器产生阴影和遮挡;

2 直接空冷平台朝向应根据空冷平台区域、蒸汽分配管顶部的全年、夏季、夏季高温大风的主导风向、风速、风频等因素,兼顾空冷机组运行的安全性和经济性综合确定;

3 直接空冷平台应根据汽轮机排汽管道方向进行布置,变压

器、电气配电间、贮油箱等可布置在平台下方,但应满足空冷平台、变压器的消防要求,以及变压器安装、检修要求;

4 采用机力通风冷却塔时,单侧进风塔的进风面宜面向夏季主导风向。双侧进风塔的进风面宜平行于夏季主导风向。

14.1.4 发电区道路设计应符合现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22 的规定。发电区各建筑物之间,应根据生产、生活和消防的需要设置行车道路、消防车道和人行道,并应符合下列规定:

1 汽机房及蒸汽发生器区、导热油罐区、储热区域、燃油罐区、天然气贮存设施区应设环形消防车道;当设置环形消防车道有困难时,可沿长边设置尽端式消防车道,并应设回车道或回车场,回车场的面积应不小于 $12\text{m} \times 12\text{m}$;供大型消防车使用时,应不小于 $15\text{m} \times 15\text{m}$;

2 发电区消防车道的宽度应不小于 4.0m ,道路上空遇有管架等障碍物时,其净高应不小于 4m ;

3 屋外配电装置裸露部分的场地可铺设草坪或碎石、卵石,直接空冷平台下场地宜采用混凝土地坪。

14.1.5 发电区内各功能区域的围墙或围栅设置应符合下列规定:

1 屋外配电装置区域站内部分应设置 1.8m 高的围栅,变压器场地周围应设置 1.5m 高的围栅;

2 天然气贮存设施区应设置不低于 2.2m 高的不燃烧体实体围墙;导热油罐区、燃油罐区应设置 1.8m 高的围栅;当导热油罐区、燃油罐区、天然气贮存设施区利用站区围墙时,该段围墙应为高度不低于 2.5m 的不燃烧体实体围墙。

14.1.6 发电区竖向布置应根据生产工艺要求、工程地质、水文气象、土石方量及地基处理等因素进行设计,并应符合下列规定:

1 建(构)筑物、道路等标高的确定,应满足生产要求;地上、地下设施基础、管线、管架、管沟、隧道及地下室等的标高应统筹安排,合理交叉,排水畅通;

2 建筑物零米标高的确定应考虑建筑功能、交通联络、场地

排水、地质条件等因素,宜高出室外地面设计标高 150mm~300mm;软土地区应考虑室内外沉降差异影响;

3 场地的最小坡度及坡向应以能较快排除地面水为原则,应与建筑物、道路及场地的雨水窖井、雨水口的设置相适应,并按当地降雨量和场地上质条件等因素确定;

4 发电区地形起伏较大时,在满足工艺要求的前提下,可采用阶梯布置形式;阶梯的划分应满足传热介质工艺、交通运输便利和地下设施布置要求;在两台阶交接处,应根据地质条件采取边坡稳定的措施。

14.1.7 发电区管线布置应满足下列要求:

1 主要管架、管线和沟道应统一规划,集中布置,并留有合理的管线走廊;

2 工艺流程合理并便于施工及检修;

3 防止污水渗入生活给水管道和有害、易燃气体渗入其他沟道和地下室内;

4 避免遭受机械损伤和腐蚀;

5 避免管道内液体冻结;

6 电缆沟及隧道应防止地面水、地下水及其他管沟内的水渗入,并应防止各类水灌入电缆沟及隧道内;电缆沟及隧道应设置可靠的集水和排水设施;

7 电缆沟及隧道在进入建筑物处或在适当的距离及地段应设置防火隔墙,电缆隧道的防火墙上应设防火门。

14.1.8 发电区管线敷设方式应符合下列规定:

1 发电区可采用综合管架进行敷设;

2 生产、生活、消防给水管和雨水、污水排水管等宜采用地下敷设;

3 压缩空气管、燃油管、天然气管、热力管等宜架空敷设;导热油管线宜架空敷设,应满足管道疏放油的需求;

4 酸液和碱液管可采用架空或地沟敷设,对发生故障时有可

能扩大灾害的管道不宜同沟敷设；

5 发电区内的电缆可采用架空、地沟、隧道、排管、直埋敷设，电缆不应与其他管道同沟敷设；

6 管架、管线和沟道宜沿道路布置，地下管线和沟道宜敷设在道路行车道之外；

7 易燃易爆的管道不应穿越与其无关的建（构）筑物、生产装置、辅助生产车间及仓储设施、贮罐区等。

14.1.9 管沟、地下管线与建筑物、道路及其他管线的水平距离以及管线交叉时的垂直距离，应根据地下管线和管沟的埋深、建筑物的基础构造及施工、检修等因素综合确定。

14.2 热传输设施布置

14.2.1 热传输设施应设置导热油主泵及防凝泵、导热油膨胀及溢流罐及溢流回收泵、导热油系统缓冲罐及容器等。

14.2.2 集热场导热油主泵及导热油防凝循环泵应综合考虑节省导热油泵压头、防火要求和工艺流程等因素，宜集中布置。

14.2.3 导热油膨胀罐及溢流罐、耗散回收系统设备宜布置在同一区域。缓冲罐宜靠近蒸汽发生器设备布置。

14.2.4 导热油炉宜靠近导热油相关设施布置。

14.3 储热设施布置

14.3.1 导热油与熔融盐充放热换热器应布置在冷热罐之间。

14.3.2 高温熔融盐泵与低温熔融盐泵宜布置在靠近换热器一侧的相应储罐顶部，并设置独立的支撑平台。

14.3.3 熔融盐储罐与换热器宜室外布置。

14.3.4 熔融盐储罐区域应设置防护堤。

14.4 蒸汽发生设施布置

14.4.1 蒸汽发生器宜靠近汽机房布置。

14.4.2 各级换热器可分层布置,并应考虑检修空间。

14.4.3 导热油循环泵和导热油防凝泵宜靠近蒸汽发生器区域布置。

14.5 汽机房及集中控制室布置

14.5.1 汽机房布置应符合生产工艺流程,设备布局紧凑、合理,管线连接短接、整齐,厂房布置简洁、明快。

14.5.2 寒冷地区汽轮机及热力系统加热器、给水泵、凝结水泵等辅助设备宜室内布置。

14.5.3 汽机房布置应根据发电站的站区、综合主厂房内各工艺专业设计的布置要求确定。

14.5.4 当汽轮机为轴向或侧向排汽时,汽轮机应低位布置。当汽轮机为垂直向下排汽时,汽轮机应高位布置。

14.5.5 汽轮机的主油箱、油泵及冷油器等设备宜布置在汽轮机房零米层并远离高温管道。汽轮机主油箱及油系统应设置防火措施。

14.5.6 事故油箱(坑)应布置在汽机房外侧,其布置标高和管道的设计应能满足事故时排油畅通的需要。事故油箱(坑)的容积不应小于一台最大机组油系统的油量。

14.5.7 除氧器给水箱的安装标高,应满足各种工况下给水泵不发生汽蚀的要求。

14.5.8 凝汽器胶球清洗装置宜布置在凝汽器旁。

14.5.9 电站应设置集中控制室。

14.5.10 集中控制室的出入口不应少于2个,净空高度应不小于3.6m。

14.6 辅助燃料设施布置

14.6.1 辅助锅炉提供辅助蒸汽,宜靠近汽机房和蒸汽发生器布置。

14.6.2 辅助锅炉房内设施布置应根据辅助锅炉燃料类型、锅炉容量等条件确定。

14.6.3 导热油防凝锅炉的布置宜靠近导热油区。

14.6.4 熔融盐初熔锅炉宜靠近储罐区设置。

14.7 检修维护

14.7.1 汽轮机安装检修场地设置应符合下列规定：

1 汽机房检修场地面积宜满足汽轮机发电机组在汽机房内检修的要求。

2 当汽机房运转层采用大平台布置时，至少每2台机组设置1个零米安装检修场，其大小可按满足大件吊装及汽轮机翻缸的需要确定。

3 当汽轮机采用岛式布置时，至少每2台机组设置1个零米检修场。安装场地的设置与设备进入汽机房的位置和零米检修场统筹、合并设置。

14.7.2 汽机房内桥式起重机设置应符合下列规定：

1 应设置1台电动桥式起重机；

2 起重量应按检修起吊最重件确定，不包括发电机定子；

3 起重机的轨顶标高应满足起吊物件最大起吊高度的要求。

14.7.3 利用汽机房桥式起重机起吊受到限制的地方，如加热器、水泵、凝汽器端盖等设备和部件，应设置必要的检修起吊设施。

14.7.4 汽机房的运转层应留有利用桥式起重机抽出发电机转子所需要的场地和空间。汽机房底层应留有抽、装凝汽器冷却管的空间位置。

14.7.5 发电区如下位置应考虑检修起吊及维护的必要性：高低温熔融盐泵组布置区域、导热油泵区域、储热传热区间内各大型部件，如滤网等。蒸汽发生器部分大型阀门等附件应考虑检修起吊的可行性。检修起吊设施应符合下列要求：

1 室内布置、起重量为1t及以上的设备、需要检修的管件和

阀门,应设置检修起吊设施;

2 室内布置、起重量为 3t 及以上的并经常使用的设备,宜设置电动起吊设施;

3 室内布置、起重量为 10t 及以上的设备应设置电动起吊设施;

4 露天布置的设备可根据周围的条件设置移动或固定式起吊设施。

15 电气设备及系统

15.1 发电机与主变压器

15.1.1 发电机及其励磁系统的选型和技术要求应分别符合现行国家标准《隐极同步发电机技术要求》GB/T 7064、《旋转电机定额和性能》GB 755、《同步电机励磁系统 定义》GB/T 7409.1、《同步电机励磁系统 电力系统研究用模型》GB/T 7409.2、《同步电机励磁系统 大、中型同步发电机励磁系统技术要求》GB/T 7409.3 和《中小型同步电机励磁系统基本技术要求》GB 10585 的规定。

15.1.2 发电机主变压器的选型应符合现行国家标准《电力变压器 第1部分:总则》GB 1094.1、《电力变压器 第2部分:液浸式变压器的温升》GB 1094.2、《电力变压器 第3部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》GB 1094.3、《电力变压器 第4部分:电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则》GB 1094.4、《电力变压器 第5部分:承受短路的能力》GB 1094.5、《电力变压器 第7部分:油浸式电力变压器负载导则》GB 1094.7 和《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451 的规定。

15.1.3 当发电机与主变压器为单元连接时,该变压器的容量宜按发电机的最大连续容量扣除不能被高压站用启动/备用变压器替代的高压厂用工作变压器计算负荷的差值进行选择。变压器在正常使用条件下连续输送额定容量时绕组的平均温升不应超过 65°C 。

15.1.4 主变压器宜采用双绕组变压器,并应符合下列规定:

1 当需要两种升高电压送出时,也可采用三绕组变压器,但每个绕组的通过功率应达到该变压器额定容量的 15% 以上;

2 连接两种升高电压的三绕组变压器不宜超过 2 台。

15.1.5 主变压器宜选用无励磁调压型变压器。经调压计算论证确有必要且技术经济比较合理时,可选用有载调压变压器。主变压器的额定电压、阻抗及电压分接头的选择应满足受电系统近期、远期及调相调压要求。

15.1.6 若两种升高电压均为直接接地系统且技术经济合理时,可选用自耦变压器,但主要潮流方向应为低压/中压向高压送电。

15.2 电气主接线

15.2.1 发电机的额定容量为 50MW 级及以下,与变压器为单元连接且有站用分支引出时,发电机的额定电压宜采用 6.3kV,当技术经济比较合理时,也可采用 10.5kV。

15.2.2 发电机与双绕组变压器宜采用单元接线,发电机与变压器之间宜装设断路器。发电机与三绕组变压器为单元接线时,在发电机与变压器之间宜装设断路器和隔离开关。站用分支应接在变压器与该断路器之间。

15.2.3 35kV~220kV 配电装置的接线方式应按电站在电力系统中的地位、地区电力网接线方式要求、负荷的重要性、出线回路数、设备特点、配电装置型式以及电站的单机和规划容量等条件确定,并应符合下列规定:

1 单回线路与电网相连接的配电装置,宜采用单母线接线或线路-变压器组接线;

2 两回及以上线路与电网相连接的配电装置,可采用单母线分段或双母线接线型式;

3 初期工程可采用断路器数量较少的过渡接线方式,但配电装置的布置应便于过渡到远期接线。

15.2.4 220kV 及以下母线避雷器和电压互感器宜合用一组隔离开关。110kV~220kV 线路上的电压互感器与耦合电容器不应装设隔离开关。220kV 及以下线路避雷器以及接于发电机与变压器引出线的避雷器不宜装设隔离开关,变压器中性点避雷器不

应装设隔离开关。

15.2.5 发电机的中性点接地方式可采用不接地方式、经消弧线圈或高电阻的接地方式。

15.2.6 主变压器的中性点接地方式应根据接入电力系统的额定电压和要求决定。当采用接地或经消弧线圈接地时,应装设隔离开关。

15.3 交流站用电系统

15.3.1 高压站用电系统宜采用 6kV 中性点不接地或经电阻接地方式。低压站用电系统宜采用 380V/220V 动力和照明网络共用的中性点直接接地方式。

15.3.2 当发电机与主变压器为单元接线时,其站用分支线上宜装设断路器。当断路器无开断短路电流要求时,可选用仅满足动、热稳定要求的断路器,但应采取相应的措施,使该断路器仅在其允许的开断短路电流范围内切除短路故障。也可采用能满足动稳定要求的隔离开关或连接片等。

15.3.3 高压站用变压器的阻抗电压不应大于 10.5%。当发电机出口装设断路器,且支接于主变低压侧的高厂变兼作启动电源时,可采用有载调压变压器。

15.3.4 当高压站用备用变压器的阻抗电压在 10.5%以上时,或引接地点的电压波动超过 $\pm 5\%$ 时,应采用有载调压变压器。备用变压器引接地点的电压波动,应计及全站停电时负荷潮流变化引起的电压变化。

15.3.5 当发电机与变压器为单元连接时,高压站用工作电源应从主变压器低压侧引接,供给该机组的站用负荷。

15.3.6 高压站用变压器容量应按高压电动机计算负荷与低压站用电的计算负荷之和选择。低压站用工作变压器的容量宜留有 10%裕度。

15.3.7 高压站用备用电源,可采用下列引接方式:

1 可由高压配电装置母线中电源可靠的最低一级电压母线引接,并应保证在全站停电的情况下,能从外部电力系统取得足够的电源;

2 当技术经济合理时,可从外部电网引接专用线路供电;

3 全站有 2 个及以上高压站用备用或启动/备用电源时,宜引自两个相对独立的电源。

15.3.8 高压站用备用变压器(电抗器)的容量不应小于最大一台(组)高压站用工作变压器(电抗器)的容量,低压站用备用变压器的容量应与最大的一台低压工作变压器的容量相同。

15.3.9 站用备用电源的设置应符合下列规定:

1 保安类负荷,应设置自动投入的备用电源;

2 失电对机组出力产生较大影响的负荷宜设置备用电源。

15.3.10 容量为 100MW 级及以下的机组,高压站用备用变压器(电抗器)宜按 1 台设置,低压站用备用变压器宜按 1 台设置。

15.3.11 高、低压站用电系统均应采用单母线接线。当辅机电动机较多,容量较大时,可设置 2 段母线供电,将负荷分接在 2 段母线上,2 段母线可由 1 台变压器供电。

15.3.12 电站应设置固定的交流低压检修供电网络,并应在各检修现场装设电源箱。

15.3.13 全站低压站用变压器宜采用“Dyn”接线。站用工作电源与备用电源应相位一致,站用电源的切换可采用并联切换的方式。

15.3.14 交流站用电系统宜设置交流保安电源。交流保安电源的电压和中性点的接地方式应与全站交流高压或低压站用电系统一致。交流保安电源宜采用快速启动的柴油发电机组或满足快速启动要求的燃气发电机组。

15.4 高压配电装置

15.4.1 高压配电装置的设计应符合国家现行标准《污秽条件下使

用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第1部分:定义、信息和一般原则》GB/T 26218.1、《电力设施抗震设计规范》GB 50260、《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060、《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352 和《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229 的规定。

15.4.2 配电装置的选型应满足以下要求:

1 35kV 及以下的配电装置宜采用屋内开关柜型式。

2 110kV 及以上配电装置:

- 1) 配电装置的型式选择应根据设备选型和进出线方式,以及工程实际情况,结合电站总平面布置,经过技术经济比较后确定配电装置型式;
- 2) 对于 e 级污秽及高海拔地区,应进行技术经济比较后,确定设备型式及配电装置型式。

15.5 直流电源系统及交流不间断电源

15.5.1 直流电源系统的设计应符合现行行业标准《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044 的规定。

15.5.2 电站内应设置向直流控制负荷和动力负荷供电的蓄电池组。

15.5.3 蓄电池组应以全浮充电方式运行,不宜设端电池,蓄电池配置应符合下列规定:

1 蓄电池组宜按机组配置,每台机组宜装设 1 组控制负荷和动力负荷合并供电的蓄电池组。单机容量为 100MW 以上机组,当控制系统按单元机组设置时,每台机组宜装设 2 组控制负荷和动力负荷合并供电的蓄电池组;

2 升压站设有电力网络计算机监控系统时,220kV 及以上配电装置应独立设置 2 组控制负荷和动力负荷合并供电的蓄电池组;110kV 配电装置根据规模可设置 2 组或 1 组蓄电池;

3 当远离主厂房的槽式太阳能场配电系统需要直流电源时,宜设置动力和控制合用的成套直流电源装置。

15.5.4 直流母线电压应符合下列规定：

1 正常运行时，直流母线电压应为直流系统标称电压的 105%；

2 均衡充电时，直流母线电压应不高于直流系统标称电压的 110%；

3 事故放电时，直流母线电压宜不低于直流系统标称电压的 87.5%。

15.5.5 蓄电池组负荷统计应符合下列规定：

1 当装设 2 组蓄电池时，对控制负荷每组应按全部负荷统计；

2 对事故照明负荷每组应按全部负荷的 60%统计；

3 对动力负荷，宜平均分配在两组蓄电池上，每组可按所连接的负荷统计。

15.5.6 配置动力岛区域蓄电池组容量时，厂用交流电源事故停电时间应按 1h 计算。供交流不间断电源用的直流负荷计算时间可按 0.5h 计算。镜场区域 UPS 蓄电池计算时间宜根据镜场集热设备的性能参数确定。

15.5.7 蓄电池组的充电及浮充电设备的配置应符合下列规定：

1 当采用高频开关充电装置时，每组蓄电池宜装设 1 套配置有备用模块的充电设备；

2 对于配置 2 组蓄电池，当采用晶闸管充电装置时，宜再设置 1 台充电装置作为公用备用；当采用配置有备用模块的高频开关充电装置时，可不装设备用充电装置；

3 充电设备的容量及输出电压的调节范围，应满足蓄电池组浮充电和充电的要求。

15.5.8 直流系统宜采用单母线或单母线分段接线方式。当采用单母线分段接线时，每组蓄电池和相应的充电设备应接在同一母线上，公用备用的充电设备应能切换到相应的两段母线上，蓄电池和充电设备均应经隔离和保护电器接入直流系统。

15.5.9 直流系统应采用不接地方式,直流主母线应装设绝缘监察装置。

15.5.10 电站采用计算机监控时,应设置交流不间断电源。交流不间断电源装置应采用在线式。

15.5.11 单元机组交流不间断电源的设置应满足机组计算机控制系统的要求。每台机组可配置 1 台交流不间断电源装置。

15.5.12 对于网络控制室和远离主厂房的光热太阳能场供电区,当需要向交流不间断负荷供电时,可分区设置独立的交流不间断电源装置,也可与就地直流系统合并设置交直流电源成套装置。

15.5.13 交流不间断电源装置旁路开关的切换时间不应大于 5ms。交流厂用电消失时,机组交流不间断电源满负荷供电时间不应小于 0.5h。

15.5.14 机组交流不间断电源装置应由一路交流电源、一路交流旁路电源和一路直流电源供电。交流主电源和交流旁路电源应由不同厂用母线段引接。对于设置有交流保安电源的机组,交流主电源宜由保安电源引接。直流电源可由机组的直流动力电源引接。

15.5.15 交流不间断电源主母线应采用单母线或单母线分段接线方式。当有冗余供电或互为备用的不间断负载时,交流不间断电源主母线应采用单母线分段,负载应分别接到不同的母线上。

15.6 电气监测与控制

15.6.1 电站的电气系统及网络控制部分应设在集中控制室内,主要电气设备和元件宜采用分散控制系统控制或可编程控制器控制,其监测和控制方式宜与全厂机组控制协调一致。

15.6.2 电力网络计算机监控系统等计算机控制系统应采用开放式、分布式结构,其站控层设备及网络宜采用冗余配置。

15.6.3 下列设备或元件应在分散控制系统或可编程控制器进行控制和监视:

- 1 发电机、主变压器或发电机变压器组；
- 2 发电机励磁系统；
- 3 厂用高压电源，包括高压工作变压器和高压启动/备用变压器；
- 4 高压厂用电源线；
- 5 主厂房内低压厂用变压器及低压母线分段断路器；
- 6 主厂房内低压厂用备用变压器及备用电源；
- 7 集热系统、储热系统供电电源；
- 8 消防水泵；
- 9 主厂房动力中心至电动机控制中心的电源馈线。

15.6.4 下列设备或元件宜在分散控制系统或可编程控制器进行控制和监视：

- 1 各辅助车间低压厂用变压器及备用电源；
- 2 各辅助车间动力中心至电动机控制中心的电源馈线。

15.6.5 下列设备或元件宜在分散控制系统、可编程控制器进行监视：

- 1 直流系统；
- 2 交流不间断电源；
- 3 柴油发电机组或燃气机组。

15.6.6 电力网络计算机监控系统监控范围应包括下列设备和线路：

- 1 母线联络及分段断路器；
- 2 110kV 及以上线路及旁路断路器；
- 3 联络变压器。

15.6.7 高压隔离开关宜采用远方控制，110kV 及以下供检修用的隔离开关和接地开关可采用就地控制。

15.6.8 发电机变压器组、启动/备用变压器、母线联络及母线分段回路断路器应采用三相联动操作机构。

15.6.9 隔离开关、接地开关和母线接地器与相应的断路器之间

应装设防止误操作的闭锁装置,闭锁装置可由机械的、电磁的或电气回路的闭锁构成。在电力网络计算机监控系统中应设置五防闭锁功能。

15.6.10 电站单元机组应装设 1 套自动准同步装置,也可再装设 1 套带有闭锁的手动准同步装置。电站的网络控制部分应装设捕捉同步装置或带闭锁的手动准同步装置。

15.6.11 高压厂用电源切换宜采用带同步检定的厂用电源快速切换方式。

15.6.12 交流保安电源宜设置独立的控制系统。

15.6.13 单元机组的励磁系统自动电压调节、自动准同步、继电保护、故障录波以及厂用电源快速切换等功能宜由专用装置实现。

15.6.14 继电保护和安全自动装置发出的跳、合闸指令,应直接接入断路器的跳合闸回路。与继电保护、安全自动装置、厂用电切换相关的断路器的跳合闸回路应监视其回路的完好性。

15.6.15 信号灯或计算机显示器上模拟图的颜色应符合下列规定,并可用闪烁表示提醒或注意:

- 1 红色:开关合闸、设备运行、带电、危险状态;
- 2 绿色:开关分闸、设备停止、不带电、安全状态;
- 3 黄色:故障、异常状态;
- 4 白色或黑色:其他状态,当对红、绿或黄不适宜时使用。

15.6.16 电压为 250V 以上的回路不宜引入控制屏和保护屏。

15.7 电气测量仪表

15.7.1 电气设备的测量和计量设计应符合现行国家标准《电力装置电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063 的规定。

15.7.2 控制室电气参数测量宜采用计算机监控系统,就地测量可采用常规仪表或综合测控保护装置。

15.7.3 采用计算机监控时,电气参数测量宜采用交流采样或经变送器的直流采样方式,就地测量可采用一次仪表测量或直接仪

表测量方式。

15.7.4 互感器、变送器、交流采样装置和仪表等应满足运行监视及经济核算对测量精度的要求。

15.8 元件继电保护和安全自动装置

15.8.1 发电机、变压器以及高、低压厂用电源等电气设备和元件的继电保护设计应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的规定。

15.8.2 发电机、主变压器以及高压厂用变压器应设置与控制系统独立的保护装置,控制系统故障时不应影响保护装置的正常工作。高、低压厂用电系统可采用保护与测控功能合一的综合保护测控装置,装置中的保护功能宜相对独立。

15.8.3 双重化配置的保护装置宜分别安装在不同的保护屏上,当其中一套保护因异常需退出运行或检修时,不应影响另一套保护的正常运行。设有发电机断路器时,发电机和变压器的保护装置应安装在不同的保护屏上。

15.8.4 双重化配置的每套保护装置的交流电压、交流电流宜分别取自不同的电压互感器和电流互感器或相互独立的绕组,其保护范围应交叉重叠,避免死区。

15.8.5 双重化配置的电量保护装置的直流电源应相互独立。2套电量保护宜由2段直流母线分别供电。

15.8.6 非电量保护应设置独立的电源。当机组配置2套电池组时,非电量保护应配置取自两套蓄电池的双电源切换装置。

15.9 照明系统

15.9.1 照明系统的设计应符合现行国家标准《建筑照明设计标准》GB 50034 的规定。

15.9.2 电站正常照明和应急直流照明应分别设置,供电方式应符合下列规定:

1 正常照明应由动力和照明网络共用的中性点直接接地的低压站用变压器供电;发电机额定容量小于或等于 100MW 时,正常照明由动力和照明网络共用的低压站用变压器供电,发电机额定容量大于 100MW,正常照明可由连接高低压站用供电系统的中央照明变压器供电;

2 应急直流照明应由蓄电池直流系统供电;应急照明与正常照明可同时使用,正常时由低压 380V/220V 站用电供电,事故时自动切换到蓄电池直流母线供电;控制室与集中控制室的应急直流照明,除长明灯外,也可为正常时由 380V/220V 站用电供电,事故时自动切换到蓄电池直流母线供电,通过技术经济论证应急照明可采用交流应急供电;

3 汽机房的出入口、通道、楼梯间以及远离汽机房的重要工作场所要求的应急照明应采用应急灯。

15.9.3 生产车间的照明灯具,当其安装高度在 2.2m 及以下,且处于特别潮湿的场所、或高温场所时,应采用 24V 及以下电压。电缆隧道内的照明灯具宜采用 24V 电压供电。如采用 220V 电压供电时,应有防止触电的安全措施,并应敷设灯具外壳专用接地线。

15.9.4 照明灯具应按工作场所环境条件和使用要求选择,在满足眩光限制和配光要求条件下,应采用光效高、寿命长的光源。应急直流照明应采用能瞬时可靠点燃的白炽灯。室内、外照明灯具的安装应便于维修。在调压站、辅助燃料罐区、蓄电池室、柴油发电机室等有爆炸危险的场所应采用防爆灯具。

15.9.5 冷却塔障碍照明应符合当地航空管理部门要求。高建筑物标志灯供电电源可由就近可靠的 380V/220V 配电柜供电,标志等回路不允许 T 接其他用电负荷。

15.10 过电压保护与接地

15.10.1 电气装置的过电压保护设计应符合现行国家标准《绝缘

配合 第1部分:定义、原则和规则》GB 311.1、《绝缘配合 第2部分:使用导则》GB/T 311.2、《建筑物防雷设计规范》GB 50057和《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 的规定。

15.10.2 交流电气系统的设计应符合现行国家标准《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 的规定。

15.10.3 集热场内应设置接地网,接地网除应采用人工接地极外,还应充分利用支架及基础的金属构件。

15.10.4 交流接地系统的设计应符合国家现行标准《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065 和《电力工程地下金属构筑物防腐技术导则》DL/T 5394 的规定。

15.10.5 站内不同用途和不同电压的电气装置、设施可使用一个主接地网。各种类型的接地网应与主接地网连接。

15.10.6 电站接地的类别划分应符合下列规定:

1 电站的交流接地系统可按用途分为工作接地、保护接地、雷电保护接地和防静电接地;

2 电站电子设备接地可分为工作接地和设备保护接地。

15.10.7 不同接地类别的接地电阻应符合下列规定:

1 交流接地系统工作接地的接地电阻应保证在电气系统的工作电流或接地故障电流经接地电阻时,接地点的电位升高不超过规定值;

2 交流接地系统保护接地的接地电阻应保证故障电流能使相应的保护装置动作或使外壳电位在安全值以下;

3 雷电保护接地的接地电阻应根据过电压保护的需要确定;

4 防静电接地的接地电阻应在 30Ω 以下;

5 电子设备的接地电阻值应符合设备技术要求;

6 主接地网的接地电阻应符合本条第1款~第5款各接地子系统的接地电阻最小值的要求。

15.10.8 接地体的材料及截面选择应符合下列规定:

1 主接地网接地体材料宜选用热浸镀锌的钢材,当工程确有需要时也可采用铜接地体;

2 设备的单根接地线导体截面应按流经该接地线的短路电流时发热的热稳定要求选择;

3 主接地网接地导体的截面不宜小于设备单根接地线最大截面的 70%。

15.11 其他设施

15.11.1 电站应设有电气试验室,其试验设备应能满足电气设备维修、校验、调试的需要。电气试验室的规模应根据电站的类型、单机容量和规划容量来确定。

15.11.2 当外部就近有可利用的电气试验室时,电站内可不再设单独的电气试验室。

15.11.3 电缆选择与敷设的设计应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的规定。

15.11.4 在有爆炸和火灾危险场所的电气装置设计应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 和《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229 的规定。

16 水处理设备及系统

16.1 水质及水的预处理

16.1.1 水处理系统应根据全部可利用水源近年的水质全分析资料进行设计,水质全分析资料应符合下列规定:

- 1 地表水、再生水至少 1 年的逐月资料;
- 2 地下水、矿井排水、海水至少 1 年各季资料;
- 3 采用海水冷却的,海水取水口至少 1 年逐月海水水温资料。

16.1.2 预处理系统设计及设备选择应符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068 的规定。

16.2 水的预脱盐

16.2.1 水的预脱盐应根据水源类型及水质特点等因素选择处理工艺。

16.2.2 非海水水源的预脱盐系统设计及设备选择应符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL/T 5068 的规定。

16.2.3 海水淡化系统的设计及设备选择应符合现行国家标准《火力发电厂海水淡化工程设计规范》GB/T 50619 的规定。

16.3 除盐水处理系统

16.3.1 补给水处理系统应根据进水水质、热力系统水汽质量标准、机组补给水率、设备及药品的供应条件,以及环境保护要求等因素,经技术经济比较确定。

16.3.2 除盐水处理系统的出力应满足电站全部除盐水处理系统正常水汽损失的补充水量要求,同时应按机组启动期间的用水要

求对系统出力进行校核。各项正常水汽损失应按表 16.3.2 计算。

表 16.3.2 槽式太阳光热发电站各项正常水汽损失

序号	损 失 类 别	正 常 损 失
1	厂内水汽循环损失	为最大连续蒸发量的 2%~3%
2	蒸汽发生器排污损失	根据计算或蒸汽发生器技术要求,应不小于 0.3%
3	闭式热水网损失	循环水量的 0.5%~1.0%
4	集热系统镜面清洗水损失	根据具体工程情况确定
5	空冷机组循环冷却水损失	
6	对外供汽损失	
7	其他用汽、用水损失	
8	厂外供除盐水量	

16.3.3 除盐水处理系统可选用离子交换法、预脱盐加离子交换法或预脱盐加电除盐法等除盐系统,选择的处理系统应结合工程的具体条件经技术经济比较确定。当酸碱供应困难、受环保要求限制或为凝汽式电站,宜选用预脱盐加电除盐处理工艺。

16.3.4 除盐水系统设计及设备选择应符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068 的规定。

16.4 凝结水精处理

16.4.1 电站凝结水精处理系统的设置应根据机组参数、机组启动频率和机组冷却方式等因素确定,并应符合下列规定:

1 湿冷、直接空冷和表面式凝汽器间接空冷机组宜设置除铁装置,除铁装置不设备用;

2 混合式凝汽器间接空冷机组应设置除铁和除盐装置,除铁装置不设备用,除盐装置宜设置备用设备。

16.4.2 凝结水精处理系统处理能力应与凝结水泵的最大流量相适应,凝结水精处理系统的设计压力应按凝结水泵关闭压力设计。

16.4.3 机组设置凝结水精处理装置时,每台机组应设置1套精处理装置。精处理系统设有除盐装置时,每台机组应分别设置1套树脂再生装置,精处理装置的树脂应采用体外再生方式进行再生。

16.5 热力系统的化学加药和水汽取样

16.5.1 热力系统化学加药设施应根据蒸汽发生器型式、机组参数及水化学工况设置,并应符合下列规定:

1 蒸汽发生器给水宜采用加氨及加联氨或其他化学除氧剂处理;

2 蒸汽发生器水宜采用碱性处理。

16.5.2 热力系统的水汽监测项目、仪表及取样点设置应根据机组容量、型式、参数、热力系统和化学监督的要求确定。取样分析的信号应能作为相关控制系统的输入信号。

16.6 冷却水处理

16.6.1 冷却水的处理系统应根据冷却方式、全厂水量平衡、补充水水质等因素,经技术经济比较后确定,并应满足防垢、防腐蚀和防菌藻及水生物滋生的要求。

16.6.2 循环供水系统应根据环保要求、水量平衡、水质平衡和补给水源确定浓缩倍数。采用非海水水源时,浓缩倍数宜不低于3.5倍。采用海水水源时,浓缩倍数宜为1.5倍~2.0倍。

16.6.3 循环冷却水处理系统的水质控制指标应符合现行国家标准《工业循环冷却水处理设计规范》GB/T 50050的规定。

16.7 抛物面反射镜清洗水处理

16.7.1 抛物面反射镜清洗水可采用软化水、反渗透产水或除盐水。处理工艺应经技术经济比较确定。

16.7.2 清洗水采用反渗透产水或除盐水时,清洗水处理系统和

除盐水处理系统宜合并设置。清洗水处理系统和除盐水处理系统合并设置时,应增加相关的除盐水处理系统设备容量,并符合下列规定:

1 增加的系统出力应能在抛物面反射镜 2 个清洗批次的时间间隔内累积 1 个清洗批次的清洗耗水量;

2 增加的水箱容积应能满足抛物面反射镜 1 个清洗批次的清洗耗水量。

16.8 废 水 处 理

16.8.1 废水处理系统应根据废水种类、性质、水量、复用条件和排放的水质要求等因素合理设置。废水经处理后应复用或达标排放。

16.8.2 废水处理系统的设计应符合现行行业标准《发电厂废水治理设计规程》DL/T 5046 的规定。

16.9 药 品 储 存

16.9.1 化学水处理药品仓库的设置应根据药品消耗量、供应和运输条件等因素确定。

16.9.2 药品储存设施的布置应便于运输和装卸。药品仓库内应设置安全防护设施和通风设施,并应采取相应的防腐措施。

17 辅助系统及附属设施

17.0.1 槽式太阳能光热发电站可不设中心修配厂,应设置汽轮机、电气、热工等设备的检修间,并设置聚光器和真空集热管组装车间。

17.0.2 电站的金属试验室、化学试验室、电气试验室、热工试验室的仪器设备和建筑面积配置,宜符合现行行业标准《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则》DL/T 5004 的规定。对使用率低和费用高的设备、仪器,宜按地区协作的原则统筹安排。

17.0.3 辅助燃料系统设置及设备布置应符合下列规定:

1 辅助燃料系统可集中布置在发电区,同时兼顾辅助燃料的输送便利;

2 辅助燃料系统设置应优先考虑供应可靠性;

3 辅助燃料年消耗量的确定主要考虑传热介质防凝、站区冬季供暖、机组启动和特殊工况机组用汽等因素;

4 辅助燃料系统宜采用单元制;

5 辅助燃料宜选用天然气等洁净能源;

6 辅助燃料采用天然气时,燃气质量和燃气贮配、净化、调压、计量的设计应符合现行国家标准《城镇燃气设计规范》GB 50028 的规定;

7 当辅助燃料采用天然气时,可采用液化天然气罐装车运输进站或管道直接引接,并应根据站址条件经技术经济比较后确定;

8 当采用液化天然气罐装车运输进站时,电站应设置卸气系统、站内储存系统和气化系统;站内储存系统的容量应满足站址地最恶劣天气条件下电站防凝、供暖等需求;

9 液化天然气罐装车数量应根据运输距离、罐车容量、电站

天然气日最大消耗量等因素确定；

10 当采用天然气管道直接引进站时，电站应设置调压系统。

17.0.4 辅助蒸汽系统设置及设备布置应符合下列规定：

1 宜设置辅助锅炉，容量应满足机组启动、站区供暖等用汽要求；辅助锅炉宜采用清洁燃料、快装蒸汽锅炉；

2 辅助蒸汽发生设备宜靠近辅助燃料系统布置。

17.0.5 压缩空气系统设置及设备布置应符合下列规定：

1 电站应设置控制用和检修用的压缩空气系统，压缩空气系统和空气压缩机应符合下列规定：

1) 电站压缩空气系统宜全站共用；

2) 压缩空气系统的设计应遵循仪表与控制用气优先的原则，系统设置应满足仪表与控制用气可靠性的要求；

3) 控制用和检修用压缩空气系统宜采用同型号、同容量的空气压缩机，并集中布置；空气压缩机出口接入同一母管，母管上应设控制用和检修用压缩空气电动隔离阀，并设压力低联锁保护，保证控制用压缩空气系统压力在任何工况下均满足工作压力的要求；仪表与控制用气和检修用气的贮气罐和供气系统应分开设置。

2 压缩空气系统设备选择应符合下列规定：

1) 空气压缩机型式宜采用螺杆式；仪表与控制用空压机的总容量应能满足全站仪表与控制用气设备的最大连续用气量，并应设置 1 台备用空压机；

2) 当全部空气压缩机停用时，仪表与控制用压缩空气系统的贮气罐容量应能维持不小于 10min 的耗气量，气动保护设备和远离空气压缩机房的用气点宜设置专用的稳压储气罐；

3) 仪表与控制用压缩系统应设有除尘过滤器和空气干燥器，并与空压机的容量相匹配，供气质量应符合现行国家标准《工业自动化仪表 气源压力范围和质量》GB/T 4830 的规定。

3 压缩空气系统设备宜集中布置在发电区靠近汽机房的适当区域,并应采取防止噪声和振动的措施。

17.0.6 氮气填充系统设置应符合下列规定:

1 导热油膨胀罐、导热油溢流罐、导热油泵密封装置等应采用氮气覆盖;

2 氮气来源可按外购氮气瓶或站内设置制氮系统考虑;

3 氮气系统可与压缩空气系统合并设置,压缩空气可作为制氮系统的气源。

17.0.7 汽轮机润滑油及变压器绝缘油处理系统设置应符合下列规定:

1 每台机组宜设置汽轮机润滑油净化装置 1 套、贮油箱 1 台;汽轮机润滑油净化装置的出力宜按每小时处理系统内总油量 20%配置,贮油箱容积应不小于机组润滑油系统油量的 110%;

2 汽轮机贮油箱可考虑移动式油罐车;

3 汽轮机润滑油净化装置宜布置在汽机房内。

17.0.8 电站保温油漆设计宜符合现行行业标准《火力发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072 的规定。

18 信息系统

18.1 一般规定

18.1.1 电站信息系统的总体规划与建设应做到技术先进、经济合理,统一规划、分步实施。

18.1.2 电站信息系统的总体规划与建设应满足企业信息化要求。

18.1.3 电站信息系统的规划设计应满足系统中数据的准确性、一致性和唯一性。

18.1.4 信息系统的设计应符合信息安全防护要求。

18.2 信息系统的总体规划

18.2.1 信息系统宜包括厂级监控系统、管理信息系统、安全防范系统、视频监视系统等。

18.2.2 信息系统规划应考虑各个系统在各个阶段的信息特征与信息需求,满足电站在设计、施工、调试和运行阶段的实际需要。

18.2.3 信息系统宜通过安全的网络接口和数据库设置,实现全厂信息的收集与管理。

18.2.4 实时系统与非实时系统之间的数据流向应为单向传输,并应采用必要的隔离措施。

18.3 管理信息系统

18.3.1 管理信息系统宜包括建设期管理信息系统和生产期管理信息系统。建设期管理信息系统的软硬件、系统数据、系统功能宜向生产期管理信息系统过渡。

18.3.2 建设期管理信息系统功能至少包括进度管理、质量管理、

物资管理、费用管理、安全环境管理、图纸文档管理、综合查询、系统维护等。

18.3.3 生产期管理信息系统功能至少包括生产管理、设备管理、经营管理、行政管理、综合查询、系统维护等。

18.4 安全防范系统

18.4.1 电站安全防范系统设计宜符合现行国家标准《安全防范工程技术标准》GB 50348 的规定。

18.4.2 电站安全防范系统宜包括入侵报警系统、视频安防系统和出入口控制系统等，系统之间应相互联动。

18.4.3 入侵报警系统设计应符合下列规定：

- 1 入侵报警系统范围宜包括站界围墙和重要区域；
- 2 入侵报警系统设计应符合现行国家标准《入侵报警系统工程设计规范》GB 50394 的规定。

18.4.4 视频系统设计应符合下列规定：

- 1 安防视频监视系统的监视范围宜包括电站出入口、特种材料库、固态熔融盐储存间等；
- 2 安防视频监控系统设置应符合现行国家标准《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395 的规定。

18.4.5 出入口控制系统设计应符合下列规定：

- 1 出入口控制系统设计应符合现行国家标准《出入口控制系统工程设计规范》GB 50396 的规定；
- 2 出入口控制系统的控制范围宜包括电站出入口、工程师室、电子设备间、配电间等重要房间；
- 3 出入口控制系统应与火灾报警系统及其他紧急疏散系统联动。

18.5 生产视频监视系统

18.5.1 生产视频监视系统的监视范围宜包括汽机房、升压站、电

子设备间、配电间、集热场、无人值班的辅助车间等。

18.5.2 生产视频监视系统应设置与管理信息系统连接的接口。

18.6 信息系统布线

18.6.1 信息系统布线设计应符合现行国家标准《综合布线系统工程设计规范》GB 50311 的规定。

18.6.2 管理信息系统、视频会议系统、安全防范系统和厂内通信系统布线宜统一设计。

18.7 信息安全

18.7.1 信息系统应按系统配置的内容,分别对硬件、网络操作系统、数据库、应用服务、客户服务和终端、接口等采取安全防范措施。

18.7.2 信息系统的硬件和环境安全措施应包括服务器和存储设备的备份和灾难恢复、网络设备安全及环境要求等。

18.7.3 网络操作系统的安全防范措施应包括系统的可靠性、系统间的访问控制、用户的访问控制等。

18.7.4 数据库应具有对存储数据的全面保护功能,数据库的安全防范措施应包括对数据安全及数据恢复的要求、用户访问控制、数据的一致性和保密性等。

18.7.5 应用系统的安全防范措施应包括用户访问控制、身份识别、操作记录、防病毒、防黑客入侵等。

18.7.6 接口的安全防范措施应包括信息系统与控制系统接口、各信息系统之间的接口,以及信息系统与外部接口的安全隔离等。

19 仪表及控制

19.1 一般规定

19.1.1 电站仪表与控制系统设计应根据机组特点、机组安全、经济运行以及启停控制要求确定。

19.1.2 集热器控制系统运行时,应采取保护人员安全的控制策略。

19.2 自动化水平

19.2.1 自动化水平应根据机组在电网中的地位、机组的容量和特点,以及预期的电站运行管理水平等因素确定。

19.2.2 集热场、集热系统、储热系统、蒸汽发生系统、汽轮发电机组及其他辅助车间的自动化水平应协调一致,所有系统应能在就地人员的巡回检查和少量操作的配合下,在集中控制室内通过操作员站实现整套机组启停、运行工况监视和调整、事故处理等。

19.3 控制方式及控制室

19.3.1 控制方式应根据机组的建设规模、自动化水平和实际运行管理模式确定,宜采用全站集中监控方式。全站宜设置1个集中控制室。

19.3.2 辅助系统可按照全能值班运行模式采用集中控制方式,控制点宜设置在集中控制室,辅助系统就地可设置供系统调试、启动运行初期、故障和巡检时使用的终端。

19.3.3 集中控制室及电子设备间应符合下列规定:

- 1 控制室的布置应根据电站规划容量和机组数量确定;
- 2 电子设备间可根据工艺设备的布置情况确定相对集中设

置或分散设置；

3 集中控制室及电子设备间的空调、照明、隔热、防火、防尘、防震、防噪声等措施应满足控制系统、控制设备对环境的要求。

19.4 检测和仪表

19.4.1 电站检测与仪表的设置应符合下列规定：

1 满足机组安全、经济运行的要求，并能准确地检测、显示工艺系统各设备的运行参数和运行状态；

2 检测仪表的设置宜与各主辅机配套供货的仪表统一协调，并应避免重复设置；

3 应设置反映主设备及工艺系统在正常运行、启停、异常及事故工况下安全、经济运行的参数和仪表；

4 运行中需要进行监视和控制的参数应设置远传仪表；

5 供运行人员现场检查 and 就地操作所必需的参数应设置就地仪表；

6 用于经济核算的工艺参数应设置检测仪表；

7 在爆炸危险气体和/或有毒气体可能释放的区域，应根据危险场所的分类，设置爆炸危险气体报警仪或有毒气体检测报警仪；

8 保护系统的检测仪表应三重或双重化设置，重要模拟量控制回路的检测仪表宜双重或三重化设置；

9 测量熔融盐、蒸汽、水、油等的一次仪表不应引入控制室。

19.4.2 检测和仪表应包括下列参数：

1 辅助系统的主要运行参数；

2 空冷岛系统的主要运行参数；

3 主要辅机的状态和运行参数；

4 电气系统的运行参数；

5 电气设备的运行状态和运行参数；

6 动力关断阀门的开关状态和调节阀门的开度；

7 仪表与控制用电源、气源及其他必要条件的供给状态和运行参数；

8 法向直接辐照度、风速、风向、云图、温度等必要的实时环境参数；

9 集热场主要运行参数宜包括下列内容：

- 1) 集热器就地控制器运行参数；
- 2) 集热器执行机构位置及状态参数；
- 3) 导热油温度；
- 4) 导热油压力；
- 5) 导热油循环泵运行参数；
- 6) 导热油膨胀罐、储油罐温度、液位。

10 储热系统主要运行参数宜包括下列内容：

- 1) 储热罐压力、温度、液位；
- 2) 储热介质温度、压力、流量；
- 3) 储热介质泵运行参数。

11 蒸汽发生系统主要运行参数宜包括下列内容：

- 1) 各换热器进出口压力；
- 2) 各换热器进出口温度。

12 汽轮机的主要运行参数宜包括下列内容：

- 1) 各段抽汽压力；
- 2) 各段抽汽温度；
- 3) 汽轮机排汽真空；
- 4) 汽轮机转速；
- 5) 汽轮机轴承金属温度；
- 6) 汽轮机振动；
- 7) 汽轮机轴向位移；
- 8) 汽轮机润滑油压力；
- 9) 汽轮机主汽门前蒸汽温度；
- 10) 主蒸汽压力。

13 除氧给水系统的主要运行参数应包括下列内容:

- 1) 除氧器水位;
- 2) 除氧器压力;
- 3) 主给水压力;
- 4) 主给水流量。

19.4.3 检测仪表的选择应符合下列规定:

- 1 仪表准确度等级应根据仪表用途、形式和重要性选择;
- 2 仪表防护等级应根据所在区域确定;
- 3 仪表应满足所在环境的防腐、防潮、防爆等要求;
- 4 测量腐蚀性介质或黏性介质时,应选用具有防腐性能的仪表、隔离仪表或采用适当的隔离措施;
- 5 不宜使用含有对人体有害物质的仪表。

19.5 报 警

19.5.1 报警应包括下列内容:

- 1 工艺系统参数偏离正常运行范围;
- 2 保护动作及主要辅助设备故障;
- 3 监控系统故障;
- 4 电源、气源故障;
- 5 电气设备故障;
- 6 火灾探测区域异常;
- 7 有毒有害气体的泄漏;
- 8 风速异常报警。

19.5.2 报警系统应具有自动闪光、音响和人工确认等功能。控制系统的功能范围内的全部报警项目应能在操作员站显示器上显示和打印机上打印。在机组启停过程中应抑制虚假报警信号。

19.5.3 控制室设置光字牌报警时,其输入信号不宜取自控制系统的输出,光字牌报警窗应仅限于下列内容:

- 1 重要参数偏离正常值;

2 单元机组主要保护跳闸；

3 重要控制装置电源故障。

19.5.4 控制系统的报警应根据信号的重要性设置报警优先级。

19.5.5 控制系统报警的报警源可来自控制系统的所有模拟量输入、数字量输入、模拟量输出、数字量输出、脉冲量输入及中间变量和计算值。

19.6 保 护

19.6.1 机组保护系统的设计应符合下列规定：

1 保护系统的设计应有防止误动和拒动的措施，保护系统电源中断和恢复不会误发动作指令。

2 保护系统应遵循独立性的原则，并应符合下列规定：

1) 机炉跳闸保护系统的逻辑控制器应单独冗余设置，或者设置独立的系统；

2) 保护系统应有独立的 I/O 通道，并有电隔离措施；

3) 冗余的 I/O 信号应通过不同的 I/O 模块引入；

4) 触发机组跳闸保护信号的仪表应单独设置，当无法单独设置需与其他系统合用时，其信号应首先进入保护系统；

5) 用于跳闸、重要的联锁和超驰控制的信号直接采用硬接线，而不应通过数据通信总线发送；

3 控制系统可能发生通信中断、操作员站功能失去、控制电源丧失等全局性或重大故障时，应设置下列独立于控制系统的硬接线后备操作手段：

1) 汽轮机跳闸；

2) 启动直流润滑油泵；

3) 启动交流润滑油泵；

4) 发电机或发电机变压器组跳闸；

5) 发电机灭磁开关跳闸；

6) 汽包事故放水门开；

7)汽轮机真空破坏门开;

8)启动柴油发电机组。

4 机组保护动作原因应设事件顺序记录,并具有事故追忆功能。

5 保护系统输出的操作指令应优先于其他任何指令。

19.6.2 集热场的主要保护项目应包括下列内容:

1 真空集热管超温保护;

2 导热油断流保护;

3 集热器设备要求的其他保护;

4 超最大风速时集热器的安全位置保护。

19.6.3 汽轮机的主要保护项目应包括下列内容:

1 汽轮机超速保护;

2 汽轮机润滑油压力低保护;

3 凝汽器真空过低保护;

4 汽轮机轴向位移大保护;

5 汽轮机轴承振动大保护;

6 手动停机指令;

7 发电机事故跳闸;

8 外部系统故障引起发电机解列;

9 汽轮机数字电液控制系统失电;

10 汽轮机要求的其他保护。

19.6.4 发电机的主要保护项目应包括下列内容:

1 发电机冷却系统保护;

2 发电机设备要求的其他保护。

19.7 开关量控制

19.7.1 开关量控制的功能应满足机组的启动、停止及正常运行工况的控制要求,并能实现机组在异常运行工况下的事故处理和紧急停机的控制操作。

19.7.2 开关量控制功能应满足下列要求:

1 实现发电机变压器组及站用电源泵、阀门的顺序控制、控制操作及试验操作;

2 在发生局部设备故障跳闸时,联锁启动和停止相关的设备;

3 实现状态报警、联锁及保护。

19.7.3 顺序控制应按驱动级、子组级、功能组级水平进行设计,设计应遵守保护、联锁操作优先的原则。在顺序控制过程中出现保护、联锁指令时,应将控制进程中断,并使工艺系统按照保护、联锁指令执行。

19.8 模拟量控制

19.8.1 模拟量控制系统应满足机组正常运行的控制要求。控制回路的设计应按照实用、可靠的原则。应能适应机组在启动过程中以及不同负荷阶段中安全经济运行的需求,并采取系统在事故及异常工况下与相关的联锁保护协同控制的措施。

19.8.2 模拟量控制宜设置下列项目:

- 1 集热场导热油温度调节系统;
- 2 储热系统储热介质流量调节系统;
- 3 蒸汽发生器过热蒸汽温度调节系统;
- 4 除氧器压力调节系统;
- 5 除氧器水位调节系统;
- 6 加热器水位调节系统。

19.9 控制系统

19.9.1 电站的控制应按由值班员统一集中控制的原则进行设计,主控制系统宜采用分散控制系统。当技术经济论证合理时,也可采用基于现场总线的分散控制系统,可在现场仪表和设备层采用现场总线技术。分散控制系统的功能应包括数据采集与处理、

模拟量控制、顺序控制。

19.9.2 分散控制系统的选择应符合下列规定：

- 1 系统内所有模件应为标准化、模件化和插入式结构；
- 2 数据通信系统、处理器模件、操作员站、电源模件应冗余配置；
- 3 整个控制系统的可利用率应至少为 99.9%；
- 4 每个机柜内每种类型输入/输出测点应有 10%~15% 的余量，每个机柜内应有 10%~15% 输入/输出模件插槽余量；
- 5 控制器站的处理能力应有 40% 余量，操作员站处理器能力应有 60% 余量；
- 6 处理器内部存储器应有 50% 余量，外部存储器应有 60% 余量；
- 7 共享式以太网通信负荷率不应大于 20%，其他网络通信负荷率不应大于 40%。

19.9.3 汽轮机控制系统应包括电子控制装置、液压系统、就地仪表和执行设备。汽轮机控制系统选型应坚持成熟、可靠的原则，电子控制装置宜与主控制系统选型一致，选型不一致时，应与主控制系统可靠通信。

19.9.4 发电机变压器组和厂用电源系统的顺序控制宜纳入主控制系统。

19.9.5 电站的集热场、热传输系统、热存储系统、蒸汽发生系统的监视与控制宜纳入主控制系统。

19.9.6 辅助车间可纳入全站控制系统监视与控制。

19.9.7 集热器就地控制装置可采用可编程控制器或其他控制装置。控制装置应与集热场控制系统进行通信。集热器就地控制装置应符合下列规定：

- 1 集热器就地控制装置应满足集热场的整体性能要求；
- 2 集热器就地控制装置外壳的防护等级不应低于 IP65。

19.9.8 集热场控制宜纳入电站主控制系统。

19.10 控制电源

19.10.1 主控制系统、集热场监控系统、汽轮机控制系统、机组的跳闸保护系统、现场观测站等重要系统的供电电源应有两路电源，互为备用。一路应采用交流不间断电源，一路采用站用保安段电源。

19.10.2 集热场的就地控制装置的电源引自太阳能集热区所属电气配电柜。

19.10.3 辅助车间控制系统均应有两路供电电源，该电源宜引自各辅助车间配电柜。

19.10.4 每组控制交流动力电源配电箱应有两路输入电源，分别引自厂用低压母线的不同段。影响机组安全运行的设备，其电源配电箱的一路输入电源应引自常用事故保安电源段。控制交流电源盘宜采用一路交流不间断电源，一路厂用保安段电源或第二路交流不间断电源。

19.10.5 仪表及测量管路的电伴热装置电源引自所属系统的低压母线。

19.11 仪表导管、电缆及就地设备布置

19.11.1 取源部件应设置在能真实反映被测介质参数的工艺设备或管道上。

19.11.2 露天布置的仪表与控制设备及导管、阀门等部件，应有防尘、防雨、防冻、防凝、防高温、防震、防腐、防止机械损伤等措施。

19.11.3 集热系统和储热系统的仪表导管设计和阀门选型应考虑防凝。

19.11.4 控制电缆宜敷设在电缆桥架内。桥架通道应避免遭受机械性外力、过热、腐蚀及易燃易爆物等的危害，并应根据防火要求实施阻隔。

19.11.5 集热场区电缆宜采用直埋和/或地沟敷设。电缆不应与

其他管道同沟敷设。

19.11.6 电缆的设计和选型应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的规定。

19.12 热工试验室

19.12.1 电站应设有热工自动化试验室,试验设备应能满足热工自动化设备维修、校验、调试的需要。

19.12.2 热工自动化试验室的规模,宜按照全站的仪表与控制设备日常维护、定期检定、校准或检验维修,备品、备件管理及技术改造等工作的职能设置。

19.12.3 热工试验室的工作场所应包括:计算机维护间、标准仪表间、备品备件保管间、热工现场维修间等。

20 水工设施及系统

20.1 一般规定

20.1.1 电站水工设计应符合现行国家标准《地表水环境质量标准》GB 3838、《生活饮用水卫生标准》GB 5749、《污水综合排放标准》GB 8978、《城镇污水处理厂污染物排放标准》GB 18918 的规定。

20.1.2 电站的节水措施应符合现行行业标准《发电厂节水设计规程》DL/T 5513 的规定。

20.2 水源及水务管理

20.2.1 电站的水源应稳定可靠。在确定水源的供水能力时,应综合当地农业、工业和其他用水情况及水利规划对水源变化的影响,在确定水源、取水量和取水地点时,应开展相关的论证工作。

20.2.2 北方缺水地区电站生产用水原则上禁止取用地下水,应控制使用地表水,优先利用城市污水处理厂的再生水和其他废水。当有不同水源可供选择时,应根据电站规划、水量、水质和水价等因素经技术经济比较确定。采用单一水源可靠性不能保证时,应另设备用水源。采用多水源供水时宜满足在事故时能相互调度。

20.2.3 电站供水水源的设计保证率应为 95%。

20.2.4 当采用地表水作为水源时,水量计算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。

20.2.5 当采用矿区排水作为补给水源时,应根据补给范围、边界条件、水文地质特征及补给水量,并结合矿区开采规划和疏干方式,分析确定可供电站使用的矿区稳定的最小排水量。

20.2.6 电站的设计耗水指标应为夏季纯凝工况对应的设计气象条件、机组满负荷运行时单位装机容量的耗水量。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。生产用水量中应包含集热系统聚光器冲洗用水。

20.2.7 电站的设计耗水指标应根据当地的水资源条件和采用的相关工艺方案来确定,并应符合表 20.2.7 的规定:

表 20.2.7 槽式太阳能光热发电站设计耗水指标 $[\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{GW})]$

序号	冷却方式	<50MW 级	$\geq 50\text{MW}$ 级
1	淡水循环冷却系统	≤ 1.20	≤ 1.00
2	直流冷却系统、海水循环冷却系统	≤ 0.18	≤ 0.12
3	空冷机组	≤ 0.2	≤ 0.15

20.2.8 电站中供、排水系统应配置必要的计量和监测装置。

20.3 供水系统

20.3.1 电站供水系统的选择应根据电站的类型与规模、水源情况、气象条件及环保要求等条件,通过技术经济比较综合确定。供水系统的设计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。

20.3.2 供水系统优化计算宜采用汽轮机在额定进汽量下的排汽参数。

20.3.3 电站宜采用单元制供水系统,每台机组宜采用 1 条进水、排水管沟,每台汽轮机可配置 2 台或 3 台循环水泵,宜根据工程情况优化确定,其总出力应为机组的最大计算用量。

20.3.4 附属设备冷却水宜取自循环水的进水,当水温过高、汛期泥沙和漂浮物较多或以海水为冷却水时,应采取相应措施或使用其他水源。

20.3.5 电站的用水的水质应根据生产工艺和生活、消防用水的要求确定,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。

20.4 取水构筑物及水泵房

20.4.1 地表水取水建筑物和水泵房应按保证率为95%的低水位设计,并以保证率97%的低水位校核。

20.4.2 地表水取水建(构)筑物±0.00m层标高应根据容量,结合水位历时过程、取水建筑物型式、设备布置和运行操作条件等因素确定,并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。

20.4.3 集中取水的补给水泵台数不宜少于2台,其中1台应为备用。

20.4.4 取水构筑物及水泵房的设计应符合国家现行标准《泵站设计规范》GB 50265、《室外给水设计标准》GB 50013及现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339的规定。

20.5 输配水管道及沟渠

20.5.1 补给水总管的条数,应根据电站的规划容量、水源情况、总平面布置等因素综合考虑,并应符合下列规定:

1 补给水管宜采用2条总管,可根据工程具体情况分期建设;当每条补给水管能供给补给水量的60%,补给水总管之间可不设联络管;

2 当有适当容量的蓄水池或备用水源,可采用1条总管;

3 在补给水系统总管及电站内主要用户的接管上,均应设置水量计量装置。

20.5.2 输配水管道及沟渠的设计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。

20.6 冷却设施

20.6.1 冷却设施的选择,应根据工程当地气象条件、总平面布置、机组参数、运行方式、建筑物高度限制和运行经济性等因素,经

技术经济比较后确定。

20.6.2 当采用空冷机组时,空冷系统形式应根据当地气象条件、机组的运行方式、冷却设施布置、防冻防噪声要求等因素,通过技术经济比较后确定。光热电站宜采用直接空冷系统。

20.6.3 湿式冷却塔的塔型选择,应根据循环水的水量、水温、水质和循环水系统的运行方式等使用要求,并结合下列因素及具体工程条件,通过技术经济比较确定:

- 1 当地的气象、地形和地质等自然条件;
- 2 冷却塔与周边布置的建筑物、集热器等的相互影响;
- 3 材料和设备的供应情况及施工条件。

20.6.4 建设在寒冷和严寒地区的冷却设施,应根据机组特点及运行方式采用可靠的防冻措施。

20.6.5 直接空冷系统的主进风侧布置方位宜面向夏季主导风向,并应分析高温大风气象条件出现频率对空冷系统的影响。

20.6.6 空冷凝汽器平台下布置的设备及建筑物宜靠近汽机房 A 列布置,高度不宜超过空冷凝汽器平台高度的 1/4。

20.6.7 空冷系统的设计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。

20.6.8 空冷凝汽器支撑结构平面布置宜采用规则、对称的布置型式。

20.6.9 湿式冷却塔的工艺设计应符合国家现行标准《工业循环水冷却设计规范》GB/T 50102、《机械通风冷却塔工艺设计规范》GB/T 50392 和《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的规定。

20.7 给水排水

20.7.1 净水站水处理工艺流程的选择应根据原水水质、设计处理能力、处理后的水质要求、场地条件,通过技术经济比较确定。给水处理设施的工艺设计应符合现行国家标准《室外给水设计标准》GB 50013 的规定。

20.7.2 当电站采用自备的生活饮用水系统时,水源选择、水源卫生防护及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。生活饮用水应消毒,消毒设计应符合现行国家标准《室外给水设计标准》GB 50013 的规定。

20.7.3 电站建筑的给水排水设计应符合现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB 50015 和《民用建筑节水设计标准》GB 50555 的规定。

20.7.4 电站内的生活污水、生产废水和雨水宜采用分流制排水系统,排水系统的设计应符合现行国家标准《室外排水设计规范》GB 50014 的规定。

20.7.5 各类废、污水应按清污分流的原则分类收集输送,并应根据其污染程度、复用和排放要求进行处理,处理后复用的杂用水水质应符合现行国家标准《城市污水再利用城市杂用水水质》GB/T 18920 的规定。处理后对外排放的水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 的规定和地方综合排放标准的要求。

20.7.6 其他含有腐蚀性物质油类或有害物质的废水,温度高于 40℃ 的污水、废水,经处理合格后再排入生产废水管沟内。

20.7.7 生活污水、含油废水处理的设计应符合现行行业标准《发电厂废水治理设计规范》DL/T 5046 的规定。

20.8 水工建(构)筑物

20.8.1 水工建(构)筑物应按规划容量统一规划和布置,条件合适时,宜分期建设。取、排水构筑物和水泵房建设规模,应根据施工难易程度、分期布置条件及建设进度,经技术经济比较确定。

20.8.2 水工建(构)筑物的设计应根据水文、气象、地质、施工条件、建材供应和当地的具体情况,通过技术经济比较确定。

20.8.3 水工建(构)筑物的设计应符合国家现行标准《混凝土结构设计规范》GB 50010、《水工混凝土结构设计规范》DL/T 5057

和《给水排水工程构筑物结构设计规范》GB 50069 的规定,对与水接触部位应提出建筑材料、混凝土的抗渗、抗冻和构造等专门要求,取排水设施中的取排水枢纽建筑、渠道、输水隧洞、防洪堤及码头、防波堤等应符合国家现行标准《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》DL 5180、《水工隧洞设计规范》DL/T 5195 和《堤防工程设计规范》GB 50286 的规定。

20.8.4 位于站区的水泵房及取水建筑物,其建筑外观应与站区的其他建筑物相协调。站区外的水泵房及取水建筑物,其建筑造型处理应与周围环境相协调。

20.8.5 对远离站区的水泵房,应设置必需的生产和生活设施。

20.8.6 水工建(构)筑物的设计应根据介质对水工建(构)筑物的腐蚀性,采取有效的防腐措施,并应符合现行国家标准《工业建筑防腐蚀设计标准》GB/T 50046 的规定。

20.8.7 海水建(构)筑物应采用防海水腐蚀的建筑材料或采取其他有效防腐措施,并应符合国家现行标准《河港工程总体设计规范》JTJ 212 和《海港工程混凝土结构防腐蚀技术规范》JTJ 275 的规定。

20.8.8 在软弱地基上修建水工建筑物时,应考虑地基的变形和稳定。当不能满足设计要求时,应采取地基处理措施。建筑物四周宜设置沉降观测点。

20.8.9 排水设施与河床连接处应设排水口,排水口型式可根据地形地质条件、消能及抗冲刷和散热要求等因素确定。

21 建筑与结构

21.1 一般规定

21.1.1 建筑设计应根据工艺流程、使用要求、自然条件、周围环境、建筑材料和建筑技术等因素,进行建筑物内部交通、防火、防爆、防水、防腐蚀、防噪声、抗震、节能等设计。宜将建筑物、构筑物与工艺设备视为统一的整体考虑,与周围环境相协调。

21.1.2 电站结构设计除应符合承载力极限状态和正常使用极限状态的设计规定外,还应满足耐久性、防火、防爆及防腐蚀等要求。

21.1.3 除临时性建筑外,电站内建筑物、构筑物的结构设计使用年限均为 50 年。

21.1.4 结构设计应根据结构破坏可能产生后果的严重性,采取不同的安全等级。汽机房屋面的主要承重结构设计安全等级为一级,其余建筑物、构筑物均为二级。

21.1.5 变形缝应同时满足伸缩、抗震及地基变形要求,变形缝构造和材料应满足特殊部位的需要,采取防水、防火、保温和防腐蚀等措施。

21.1.6 对位于特殊环境的结构应采取相应的防护措施。

21.2 建筑设计

21.2.1 电站建筑物的防火设计应符合现行国家规范《建筑设计防火规范》GB 50016、《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222 的规定。

21.2.2 电站区辅助、附属和生活建筑物的面积应执行现行国家及行业的有关规定,贯彻节约用地的原则,宜采用联合建筑。

21.2.3 电气设备间不应有管道穿过。电气设备间建筑屋面宜采

用现浇钢筋混凝土结构,应设置防水层。

21.2.4 严寒和寒冷地区的生活建筑及人员集中的附属辅助建筑,应设置防寒、防风沙设施。建筑热工设计应符合现行行业标准《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ 26 的规定。

21.3 抗震设计

21.3.1 抗震设防烈度为 6 度及以上的建(构)筑物应进行抗震设防设计。

21.3.2 电站建(构)筑物抗震设计应符合现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011、《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223、《电力设施抗震设计规范》GB 50260 的规定。除临时建筑外,均应按丙类建筑进行抗震设防。

21.3.3 抗震设防烈度为 7 度及以上时,应按《建筑抗震设计规范》GB 50011 规定对饱和砂土和饱和粉土进行液化判别。地基基础及建(构)筑物抗液化措施应符合现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 的规定。

21.4 汽机房结构

21.4.1 汽机房框架、排架宜采用钢筋混凝土结构。

21.4.2 当汽机房屋架跨度大于 18m 时,应采用钢屋架或实腹钢架。当跨度为 18m 及以下时,宜采用钢屋架或实腹钢架。

21.4.3 汽机房围护结构应与承重结构体系相适应,宜采用轻型砌块,必要时可采用新型轻质墙板或压型钢板。

21.4.4 汽轮发电机基础结构设计应符合现行国家标准《动力机器基础设计规范》GB 50040 的规定。汽轮发电机基础应根据设备布置及要求设计,宜做动力计算。

21.4.5 电站建(构)筑物的屋面、楼(地)面结构设计应考虑在生产使用、检修、施工安装时,由设备、管道、运输工具、材料堆放等重物所引起的活荷载作用。

21.4.6 汽机房活荷载标准值及组合值系数、频遇值系数、准永久系数和基本组合的分项系数,应符合现行行业标准《火力发电厂土建结构设计技术规程》DL 5022 的规定。

21.4.7 其他建筑物活荷载及基本组合的分项系数,应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的规定。

21.4.8 汽机房结构宜采用空间体系进行结构整体分析。

21.5 地基与基础

21.5.1 地基与基础的设计应根据工程地质和岩土工程条件,结合各建(构)筑物的使用要求、结构类型、材料供应等,选用安全、经济、合理的地基方案和基础型式。

21.5.2 地基设计除应进行承载力计算外,尚应按照现行国家标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007 的规定对地基变形和稳定进行验算。各建(构)筑物的总沉降量和差异沉降,应满足结构设计和使用功能的要求。

21.5.3 当地基的承载力、变形或稳定不能满足设计要求时,应进行地基处理。

21.5.4 选择地基处理方案时,应考虑上部结构、地质条件、当地施工条件等因素,经多方案技术经济比较后确定。

21.5.5 岩土条件复杂地区的地基处理,宜进行原体试验。地基处理施工完成后,应进行检验,并应符合国家现行标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007、《建筑地基处理技术规范》JGJ 79 的规定。

21.5.6 各建(构)筑物应避免采用未经处理的可液化土层作为天然地基持力层。

21.5.7 主要建(构)筑物应设置沉降观测点。

21.6 熔融盐罐基础

21.6.1 熔融盐罐基础设计应满足下列要求:

1 地基土中不应出现过多热量,而改变地基土的力学性质;

2 地基不均匀沉降满足罐体正常运行。

21.6.2 熔融盐罐基础宜采用外环墙式基础或环墙式基础。环墙内地基土应换填易密实、隔热性好、承载力高的材料。换填部分变形量应计入总变形值中。

21.6.3 熔融盐罐应进行地基变形计算,变形值应符合现行国家标准《钢制储罐地基基础设计规范》GB 50473 的规定。

21.6.4 当罐底平均压力大于天然地基承载力特征值或变形不能满足要求时,应进行地基处理。

22 供暖通风与空气调节

22.1 一般规定

22.1.1 供暖、通风与空气调节室外空气计算参数的选用宜符合现行国家标准《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的规定。

22.1.2 站区以外的生活福利建筑物的供暖空调应符合当地建设标准。

22.1.3 电站建筑物集中供暖热媒宜采用热水,热水回水温度不应大于 70°C ,供水水温差宜为 $25^{\circ}\text{C}\sim 40^{\circ}\text{C}$ 。

22.1.4 供暖、通风和空气调节室内设计参数应符合现行行业标准《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL/T 5035 的规定。

22.1.5 供暖、通风和空气调节系统的防火及排烟措施,应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 及《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229 的规定。

22.1.6 空气调节系统及装置的设置范围应根据工艺要求和生产实际需要确定,宜选用风冷分体空调机。

22.1.7 工艺无特殊要求时,车间内经常有人的工作地点夏季空气温度不应超过表 22.1.7 的规定。

表 22.1.7 工作地点夏季空气温度规定($^{\circ}\text{C}$)

夏季通风室外计算温度	≤ 22	23	24	25	26	27	28	29~32	≥ 33
允许最大温差	10	9	8	7	6	5	4	3	2
工作地点温度	≤ 32	32						32~35	35

注:1 工作地点系指工人为观察和管理生产过程而经常或定时停留的地点,当生产操作在车间内的许多不同地点进行时,则整个车间均算为工作地点。

2 汽机房汽轮机、高压加热器、低压加热器和除氧器等产生强辐射热量的设备周围区域,不执行本表规定。

22.1.8 电站各类建筑及车间的通风设计应符合下列规定：

1 排除余热、余湿的通风系统，生产车间室内温度应满足工作地点夏季空气温度的有关规定；

2 排除有毒、有害气体的稀释通风系统应满足工作场所空气中有毒物质允许浓度的要求；

3 排除可燃或爆炸性气体的通风系统应满足工作场所空气中可燃或爆炸性气体浓度小于其爆炸下限值的要求。

22.1.9 事故通风应符合下列规定：

1 生产过程中可能突然放散大量有害气体或有爆炸危险气体的场所应设置事故通风；事故通风量宜根据放散物的种类、安全及卫生浓度要求，按全面排风计算确定，且换气次数不应小于 12 次/h；

2 事故通风的手动控制装置应分别在室内和室外便于操作的地点设置；

3 事故通风机应与爆炸危险气体检测报警装置联锁，室内爆炸危险气体浓度达到爆炸下限值 25% 时应能自动启动。

22.1.10 当环境空气较为恶劣或工艺设备有防尘要求时，应采用正压通风，进风应过滤。

22.2 汽 机 房

22.2.1 汽机房供暖宜按维持室内温度 +5℃ 计算围护结构热负荷，计算时不考虑设备、管道散热量。

22.2.2 汽机房的通风设计应符合下列规定：

1 宜采用自然通风方式；

2 利用除氧间高侧窗或其他排风措施，经技术经济比较合理时，汽机房可不设避风天窗；

3 当自然通风达不到卫生或生产要求时，应采用机械通风或自然与机械结合的通风方式。

22.2.3 汽机房的通风换气量应符合下列规定：

- 1 应按同时排除余热和余湿量计算;
- 2 余热量的确定应计算设备和管道的散热量。

22.3 电 气 建 筑

22.3.1 网络控制室、继电器室、不停电电源室、通信机房等,夏季应设置空气调节装置。

22.3.2 汽机房内的厂用配电装置室内夏季温度不宜高于 35°C 。设在其他建筑的厂用配电装置室内夏季温度不宜高于 40°C ,冬季室内温度不低于 5°C 。

22.3.3 汽机房内厂用配电装置室,夏季通风室外计算温度大于或等于 30°C 时,通风系统宜采取降温措施。

22.3.4 厂用配电装置室设机械通风时,通风量应按排除室内设备散热量进行确定。

22.3.5 蓄电池室通风与空调系统设计应符合下列规定:

1 防酸防爆式蓄电池、调酸室应采用机械进风,室内应保持负压;防酸防爆式蓄电池换气次数不应少于 6 次/h,室内空气不得再循环;调酸室的通风换气次数不宜少于 5 次/h;冬季室内温度不低于 18°C ;

2 阀控式密封铅酸蓄电池应设置经常使用的通风系统和事故通风系统;经常使用的通风系统排风量应按换气次数不少于 3 次/h 计算;事故通风系统排风量应按换气次数不少于 6 次/h 计算,事故通风宜由经常使用的通风系统和事故通风系统共同保证;进风宜过滤,室内应保持负压;夏季室内温度应为 $25^{\circ}\text{C} \sim 30^{\circ}\text{C}$,冬季室内温度不低于 18°C ;

3 蓄电池室内的空气调节装置应防爆,通风机及电机应直接连接并防腐防爆;室内不应装设开关和插座。

22.3.6 蓄电池室冬季围护结构耗热量,宜由散热器供暖系统承担。冬季排风热损失宜补偿。

22.3.7 电压互感器、电流互感器、励磁盘及灭火电阻布置在发电

机出线小室时,宜采用自然通风。发电机出线小室布置有硅整流装置时,宜采用自然进风、机械排风。

22.3.8 降温通风系统的房间计算冷负荷应按排除室内电气设备散热量与围护结构的热量进行确定。

22.4 集中控制室

22.4.1 集中控制室应根据工艺对室内的温度、湿度要求设置空气调节装置。

22.4.2 集中控制室和电子设备间等空气调节系统宜按一用一备或两用一备配置空气处理设备。

22.4.3 集中控制室的通风、空调系统的防火排烟措施应视消防设施的性质确定。

22.4.4 其他控制室应根据工艺要求及生产实际需要设置空气调节装置。

22.5 化学水处理建筑

22.5.1 化学水处理室夏季宜采用自然通风,冬季供暖按维持室内温度5℃计算。

22.5.2 加药间应设置换气次数不少于15次/h的机械通风装置、通风机和电动机应直联并防爆。

22.5.3 严寒地区化学药品库及计量、加药间供暖系统应计算排风造成冷风侵入的热补偿,间断运行的通风系统,其进风百叶应设置封闭措施。

22.5.4 散发腐蚀性气体和贮存腐蚀性药品的房间,其供暖通风设施应考虑防腐措施。

22.5.5 化验室应设换气次数不少于6次/h的机械排风装置,并根据工艺要求设置空气调节装置。

22.5.6 天平室及微量分析室等应根据工艺要求设置空气调节装置。

22.5.7 汽水取样间的高温盘间宜设换气次数不少于 10 次/h 的机械通风装置,仪表盘间宜设空气调节装置。

22.6 站区供暖系统及管网

22.6.1 站区供暖系统的供暖热水锅炉宜布置在启动锅炉房内,且供暖热水锅炉应与启动锅炉使用同一种燃料。

22.6.2 供暖热水锅炉的容量和台数应根据供暖和通风热负荷选择,不宜设备用,但当任何 1 台供暖热水锅炉停止运行时,其余供暖热水锅炉应满足 60%~75%热负荷的需要,严寒地区取高值。

22.6.3 站区供暖系统的其他设备应按下列要求选择:

1 热网循环水泵不少于 2 台,其中 1 台备用;备用热网循环水泵应能自动投运;

2 站区供暖系统补水装置的流量不应小于循环水量的 2%,补给水不能直接补入热网时,设 2 台热网补给水泵,1 台运行应能满足热网循环水量 2%的正常补水量;事故时,2 台同时运行。

22.6.4 站区供暖系统补给水及定压方式可采用开式膨胀水箱、直接补水、补给水泵或其他方式。

22.6.5 站区供暖热水管网应采用闭式双管制系统。

22.6.6 站区供暖热水管网的设计流量应满足热负荷需要。

22.6.7 站区供暖热网的主干管应通过供暖热负荷集中地区域。站区供暖热网管道可采用地上架空或地下敷设的方式。

22.6.8 当补给水水泵房、岸边水泵房等远离站区,且站区供暖管网不能供给时,其生产和生活建筑宜采用以电能作为热源的局部集中或分散供暖方式,热源设备不设备用。

22.7 其他建筑

22.7.1 电站位于集中采暖地区时,设备间冬季室内温度不应低于 5℃;循环水泵房、污水泵房、空压机房等设有人员值班室,室内温度不应低于 16℃。

22.7.2 循环水泵房或岸边水泵房,水泵配用的电动机布置在地上部分时,宜采用自然通风;当水泵配用的电动机布置在地下部分时,宜设机械通风装置。

22.7.3 空压机房夏季宜采用自然通风,通风量按排除余热计算。冬季空压机由室内吸风时,应按吸风量进行热风补偿,室外计算参数应采用室外供暖计算温度。

22.7.4 燃气锅炉房应设置自然通风或机械通风设施,正常通风量应按换气次数不少于 6 次/h 确定。燃气锅炉房应选用防爆型的事故排风机,事故排风量应按换气次数不少于 12 次/h 确定,机械通风设施应设置导除静电的接地装置。

23 环境保护与水土保持

23.1 一般规定

23.1.1 环境保护和水土保持设计应贯彻国家和地方环境保护和水土保持法律法规,符合地方标准、行政规章及环境保护规划。

23.1.2 环境影响评价应根据国家和地方环境保护行政主管部门的政策要求进行。

23.1.3 环境保护设计应满足国家产业政策和发 展循环经济及节能减排的要求,采用清洁生产工艺,对产生的各项污染物及生态环境影响应采取防治措施。环境保护和水土保持防治措施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

23.1.4 环境保护设计方案应以批准的建设项目环境影响报告书(表)为依据。

23.1.5 水土保持设计方案应以批准的水土保持方案为依据。

23.1.6 废水、废气、固体废物的处理应选用高效处理方案和无毒或低毒的药剂,对处理过程中产生的二次污染应采取相应的治理措施。

23.1.7 环境保护标志应符合现行国家标准《环境保护图形标志 排放口(源)》GB 15562.1 的规定。

23.2 各类污染防治

23.2.1 噪声防治应符合下列规定:

1 对周围环境的影响应符合现行国家标准《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348 和《声环境质量标准》GB 3096 的规定;

2 噪声首先从声源上进行控制,选择符合国家噪声控制标准的设备;

3 应对总平面布置、建筑物和绿化的隔声、消声、吸声等作用进行优化,以降低发电站噪声影响;

4 电站发电区的噪声控制宜采取优化厂房围护结构设计、采用隔声效果好的围护材料和门窗等措施。

23.2.2 废水治理应符合下列规定:

1 应做节约用水设计,提高水的循环利用率和重复利用率,采取合理生产工艺减少废水产生量;

2 各生产作业场所排出的各种废水和污水,应按清污分流原则分类收集,分类输送,达标排放;对外排放水质应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978;

3 环境保护监测应明确对厂区排水口进行日常监测的要求,并配备必要的环境监测设备;

4 酸碱废水宜采用酸碱中和处理工艺;含油废水宜采用油水分离处理工艺;生活污水宜采用生化处理装置处理;镜面的冲洗废水应根据电站所处区域及清洗方案确定相应的处理方案,循环复用。

23.2.3 排放的大气污染物应符合现行国家标准《锅炉大气污染物排放标准》GB 13271 的规定,并应符合地方政府颁发的有关排放标准的规定。

23.2.4 传热介质、储热介质宜按分质分类的原则分类贮存,贮存设施应采取防渗措施。废弃传热介质、废弃储热介质应按分质分类的原则进行处理。

23.3 水土保持

23.3.1 水土保持设计应符合现行国家标准《生产建设项目水土保持技术标准》GB 50433 和《水土保持工程设计规范》GB 51018 的规定。

23.3.2 施工期应合理控制施工扰动范围,设置必要的防护措施。

23.3.3 站区应合理规划,减少对地表植被的破坏。

23.3.4 水土保持设计应考虑水土保持监测。

24 职业安全和职业健康

24.1 职业安全

24.1.1 职业安全的设计应以审查通过的安全预评价报告为依据,并应符合现行行业标准《火力发电厂职业安全设计规程》DL 5053 的规定。

24.1.2 电站设计中应对职业安全危险因素进行分析、对危险区域进行划分,并采取相应的防护措施。

24.1.3 电站的集热场、发电区、作业场所、辅助建筑、附属建筑、生活建筑和易爆、易燃的危险场所应设计防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道。

24.1.4 对有爆炸危险的设备和厂房应按不同类型的爆炸源和危险因素采取相应的防爆防护措施。防爆设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的规定。

24.1.5 安全疏散设施应设置照明和明显的疏散指示标志。爆炸危险场所应按照爆炸源和危险因素采取防爆措施。

24.1.6 电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求,并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施,应设置防直击雷和安全接地等措施。其设计应符合国家现行标准《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060、《建筑物防雷设计规范》GB 50057 和《高压配电装置设计规范》DL/T 5352 的规定。

24.1.7 电站应采用设置防护罩、安全距离、警告报警设施、防护栏杆、防护盖板等措施防机械伤害和坠落。预防机械伤害和坠落设计应符合现行国家标准《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083 和《机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置设计与制造

一般要求》GB/T 8196 的规定。

24.1.8 站内车辆应采取限速、设警示牌、限通行等防止伤害事故措施。

24.1.9 在站区及作业场所对人员有危险、危害的地点、设备和设施均应设有醒目的安全标志或涂有安全色,应配置避免站区强光对人眼及人身产生伤害的护目镜等保护措施,安全标志的设置应符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894 的规定,安全色的设置应符合现行国家标准《安全色》GB 2893 的规定。

24.1.10 劳动环境检测监督站和安全教育室设计应符合现行行业标准《电力行业劳动环境监测技术规范 第1部分:总则》DL 799.1 的规定,可与环保监测站合并使用。

24.2 职业卫生

24.2.1 职业卫生设计应符合现行行业标准《火力发电厂职业卫生设计规程》DL 5454 的规定。

24.2.2 电站设计中应对职业卫生危害因素进行分析,并采取相应的防护措施。

24.2.3 集热场周边防风沙设施应根据气象、地貌条件等设置。

24.2.4 电站设计中,在储热区、配电间、蓄电池室和汽轮机采用的抗燃油介质等可能产生有毒有害物质的区域,以及使用含有对人体有害物质的仪器和仪表设备,应配备相应的防毒及防化学伤害的安全防护设施。

24.2.5 汽轮机、集热器驱动电机、传热介质循环泵、溶盐泵、给水泵等泵类噪声和振动控制,应符合现行国家标准《声环境质量标准》GB 3096 和《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348 的规定。电站预防振动应对振动源进行控制,并采取隔振、减振等措施。预防振动设计应符合现行国家标准《动力机器基础设计规范》GB 50040 的规定。

24.2.6 电站防低温、防高温、防潮的设计应按照国家现行规定有

针对性地采取措施。

24.2.7 对于有可能产生工频电磁场的场所,应考虑防工频电磁影响的措施。

24.2.8 警示标识应醒目,应注明产生职业病危害种类、后果、预防及应急救治措施等内容。

25 消 防

25.1 一 般 规 定

25.1.1 消防设计应贯彻“预防为主、防消结合”的方针,防止或减少火灾损失,保障人身和财产安全。

25.1.2 消防设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229 和《有机热载体》GB 23971 的规定。

25.2 建(构)筑物火灾危险性分类、耐火等级及防火间距

25.2.1 电站建(构)筑物的火灾危险性分类及其耐火等级应符合表 25.2.1 的规定:

表 25.2.1 建(构)筑物的火灾危险性分类及其耐火等级

建(构)筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
汽机房、辅助锅炉房	丁	二级
熔融盐储存间	甲	二级
熔融盐事故泄放池	丙	二级
电气控制楼、集控楼、继电器室	丁	二级
屋内配电装置楼(内有每台充油量 $>60\text{kg}$ 的设备)	丙	二级
屋内配电装置楼(内有每台充油量 $\leq 60\text{kg}$ 的设备)	丁	二级
岸边水泵房、循环水泵房	戊	二级
生活、消防水泵房、综合水泵房	戊	二级
稳定剂室、加药设备室	戊	二级
取水建(构)筑物	戊	二级
空冷凝汽器平台	戊	二级
冷却塔	戊	三级

续表 25.2.1

建(构)筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
化学水处理室、循环水处理室	戊	二级
天然气调压站	甲	二级
空气压缩机室(无润滑油或不喷油螺杆式)	戊	二级
空气压缩机室(有润滑油)	丁	二级
热工、电气、金属实验室	丁	二级
天桥	戊	二级
变压器检修间	丙	二级
雨水、污(废)水泵房	戊	二级
检修车间	戊	二级
污(废)水处理构筑物	戊	二级
给水处理构筑物	戊	二级
泡沫设备室	戊	二级
电缆隧道	丙	二级
柴油发电机房	丙	二级
特种材料库	乙	二级
一般材料库	戊	二级
材料棚库	戊	二级
消防车库	丁	二级

注:1 除本表规定的建(构)筑物外,其他建(构)筑物的火灾危险性、耐火等级应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》(GB 50016)的规定,火灾危险性应按火灾危险性较大的物品确定。

2 电气控制楼、集控楼、继电器室、天桥未采取防止电缆着火延燃的措施时,火灾危险性应为丙类。

3 电站辅助用油闪点不小于60℃时,贮油罐和供、卸油泵房、油处理室的火灾危险性应为丙类。

4 当特种材料库储存氢、氧、乙炔等气瓶时,火灾危险性应按储存火灾危险性较大的物品确定。

25.2.2 电站内建(构)筑物防火分区的允许建筑面积,应符合现

行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229 的规定。

25.2.3 电站内的建(构)筑物构件的燃烧性能和耐火极限,应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

25.2.4 电站内建(构)筑物的间距要求应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229 的规定。

25.3 工艺系统

25.3.1 发电区的工艺系统设计应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229 的规定。

25.3.2 导热油系统和管道设计应符合下列规定:

1 导热油管网应采用闭式系统;油品的自燃点不应低于该油品的最高允许使用温度、闭口闪点应不低于 100℃;油品中的硫含量、氧含量、酸值、水分、水溶性酸碱、残碳、低沸物等质量指标和要求应符合现行国家标准《有机热载体》GB 23971 和《有机热载体安全技术条件》GB 24747 的规定;

2 集热场区域的导热油管道宜沿地面架空敷设,当布置有困难时可选用地沟方式敷设;导热油管道架空敷设或地沟方式敷设均应采取防火分隔措施;

3 导热油加热炉的设计应符合现行国家标准《有机热载体炉》GB/T 17410 的规定;

4 导热油管线的布置应避开电缆沟;管线路径与电缆沟交叉时,应采取防火分隔措施;

5 卸油、贮油及输油系统的防雷、防静电设施的设计,应符合现行国家标准《石油库设计规范》GB 50074 的规定。

25.4 消防给水、灭火设施及火灾自动报警

25.4.1 电站宜采用独立的消防给水系统。

25.4.2 电站所需消防用水量应按同一时间内发生的火灾次数及一次火灾的最大灭火用水量计算。建筑物一次灭火用水量应为室外和室内消防用水量之和。

25.4.3 消防给水系统可采用具有稳压装置或高位水箱的临时高压给水系统。消防给水系统应满足任一建筑物的最大消防用水量,并满足其最不利点处消防设施的工作压力。

25.4.4 电站消防水泵应设置备用泵,电动泵作为工作泵,柴油机驱动消防泵作为备用泵。

25.4.5 发电区域内应设置室内、室外消火栓系统。消火栓系统、自动喷水灭火系统、水喷雾灭火系统等消防给水系统可合并设置。

25.4.6 导热油罐区宜采用泡沫灭火系统和消防冷却水系统。泡沫灭火系统、消防冷却水系统的设计应符合现行国家标准《泡沫灭火系统技术规范》GB 50151 和《石油库设计规范》GB 50074 的规定。

25.4.7 电站熔融盐火灾宜采用干粉灭火剂或砂土覆盖,不应采用水和泡沫灭火。

25.4.8 电站内油浸变压器容量为 $9 \times 10^4 \text{ kV} \cdot \text{A}$ 及以上时,应设置火灾探测报警系统、水喷雾灭火系统或其他固定式灭火系统。

25.4.9 电站自动喷水灭火系统、水喷雾灭火系统的设计应符合现行国家标准《自动喷水灭火系统设计规范》GB 50084 和《水喷雾灭火系统技术规范》GB 50219 的规定。

25.4.10 电站建(构)筑物灭火器的配置设计应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 的规定。

25.4.11 电缆夹层、控制室、电缆隧道、电缆竖井及室内配电装置处应设置火灾自动报警系统,设计应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116 的规定。

25.5 消防供电及照明

25.5.1 电站内的自动灭火系统、与消防有关的电动阀门及交流

控制负荷,应按Ⅰ类负荷供电。

25.5.2 消防水泵及汽机房电梯应按Ⅰ类负荷供电。

25.5.3 电站内的火灾自动报警系统宜由站内不间断电源系统供电。火灾自动报警系统配有蓄电池时,可由站用电源供电。

25.5.4 消防用电设备采用双电源供电时,应在最末一级配电装置或配电箱处切换。

25.5.5 电站内应急照明的设计应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229 和《建筑照明设计标准》GB 50034 的规定。

25.5.6 汽机房、生产办公楼、有人员值守的辅助建筑物、电缆夹层应沿疏散走道及其转角处以及安全出口设置灯光疏散指示标志,标志的设置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

25.5.7 建筑内设置的安全出口标志灯和火灾应急照明灯具应符合现行国家标准《消防安全标志 第一部分:标志》GB 13495.1 和《消防应急照明和疏散指示系统》GB 17945 的规定。

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

- 《建筑地基基础设计规范》GB 50007
- 《建筑结构荷载规范》GB 50009
- 《混凝土结构设计规范》GB 50010
- 《建筑抗震设计规范》GB 50011
- 《室外给水设计标准》GB 50013
- 《室外排水设计规范》GB 50014
- 《建筑给水排水设计规范》GB 50015
- 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019
- 《城镇燃气设计规范》GB 50028
- 《建筑照明设计标准》GB 50034
- 《动力机器基础设计规范》GB 50040
- 《工业建筑防腐蚀设计标准》GB/T 50046
- 《工业循环冷却水处理设计规范》GB/T 50050
- 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058
- 《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060
- 《电力装置电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063
- 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064
- 《交流电气装置的接地设计规范》GB/T 50065
- 《给水排水工程构筑物结构设计规范》GB 50069
- 《石油库设计规范》GB 50074
- 《自动喷水灭火系统设计规范》GB 50084
- 《工业循环水冷却设计规范》GB/T 50102

《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116
《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140
《泡沫灭火系统设计规范》GB 50151
《电力工程电缆设计标准》GB 50217
《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222
《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223
《水喷雾灭火系统技术规范》GB 50219
《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB 50229
《输气管道工程设计规范》GB 50251
《电力设施抗震设计规范》GB 50260
《泵站设计规范》GB 50265
《堤防工程设计规范》GB 50286
《综合布线系统工程设计规范》GB 50311
《安全防范工程技术标准》GB 50348
《机械通风冷却塔工艺设计规范》GB/T 50392
《入侵报警系统工程设计规范》GB 50394
《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395
《出入口控制系统工程设计规范》GB 50396
《生产建设项目水土保持技术标准》GB 50433
《钢制储罐地基基础设计规范》GB 50473
《民用建筑节能设计标准》GB 50555
《火力发电厂海水淡化工程设计规范》GB/T 50619
《水土保持工程设计规范》GB 51018
《厂矿道路设计规范》GBJ 22
《压力容器》GB 150
《热交换器》GB/T 151
《绝缘配合 第1部分:定义、原则和规则》GB 311.1
《绝缘配合 第2部分:使用导则》GB/T 311.2
《旋转电机 定额和性能》GB 755

《电力变压器 第1部分:总则》GB 1094.1

《电力变压器 第2部分:液浸式变压器的温升》GB 1094.2

《电力变压器 第3部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》GB 1094.3

《电力变压器 第4部分:电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则》GB 1094.4

《电力变压器 第5部分:承受短路的能力》GB 1094.5

《电力变压器 第7部分:油浸式电力变压器负载导则》GB 1094.7

《安全色》GB 2893

《安全标志及其使用导则》GB 2894

《声环境质量标准》GB 3096

《地表水环境质量标准》GB 3838

《工业自动化仪表 气源压力范围和质量》GB/T 4830

《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083

《火力发电厂职业卫生设计规程》DL 5454

《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578

《生活饮用水卫生标准》GB 5749

《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451

《隐极同步发电机技术要求》GB/T 7064

《同步电机励磁系统 定义》GB/T 7409.1

《同步电机励磁系统 电力系统研究用模型》GB/T 7409.2

《同步电机励磁系统 大、中型同步发电机励磁系统技术要求》GB/T 7409.3

《机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》GB/T 8196

《污水综合排放标准》GB 8978

《中小型同步电机励磁系统基本技术要求》GB 10585

《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326

《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348

《锅炉大气污染物排放标准》GB 13271
 《消防安全标志 第一部分:标志》GB 13495.1
 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
 《电能质量 供电电压偏差》GB/T 14325
 《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549
 《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543
 《电能质量 电力系统频率偏差》GB/T 15945
 《环境保护图形标志排放口(源)》GB 15562.1
 《有机热载体炉》GB/T 17410
 《消防应急照明和疏散指示系统》GB 17945
 《城镇污水处理厂污染物排放标准》GB 18918
 《城市污水再利用城市杂用水水质》GB/T 18920
 《中国地震动参数区划图》GB 18306
 《有机热载体》GB 23971
 《电能质量 公用电网间谐波》GB/T 24337
 《有机热载体安全技术条件》GB 24747
 《污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第1部分:定义、信息和一般原则》GB/T 26218.1
 《电网运行准则》GB/T 31464
 《太阳能资源测量总辐射》GB/T 31156
 《太阳能资源测量直接辐射》GB/T 33698
 《太阳能资源测量散射辐射》GB/T 33699
 《海港工程混凝土结构防腐蚀技术规范》JTJ 275
 《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448
 《电力系统通信运行管理规程》DL/T 544
 《电力系统动态记录装置通用技术条件》DL/T 553
 《电力系统自动交换电话网技术规范》DL/T 598
 《电力行业锅炉压力容器安全监督规程》DL/T 612
 《电站锅炉压力容器检验规程》DL 647

《发电厂凝汽器及辅机冷却器管选材导则》DL/T 712

《电力系统安全稳定导则》DL 755

《电力行业劳动环境监测技术规范 第1部分:总则》DL 799.1

《火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则》DL/T 834

《电站汽轮机技术条件》DL/T 892

《电站锅炉安全阀技术规程》DL/T 959

《电力系统调度自动化设计规程》DL/T 5003

《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则》DL/T 5004

《火力发电厂土建结构设计技术规程》DL 5022

《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL/T 5035

《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044

《发电厂废水治理设计规范》DL/T 5046

《火力发电厂职业安全设计规程》DL 5053

《水工混凝土结构设计规范》DL/T 5057

《发电厂化学设计规范》DL 5068

《火力发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072

《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137

《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》DL 5180

《水工隧洞设计规范》DL/T 5195

《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339

《高压配电装置设计规范》DL/T 5352

《电力工程地下金属构筑物防腐技术导则》DL/T 5394

《发电厂节水设计规程》DL/T 5513

《地面气象观测规范 第1部分:总则》QX/T 45

《地面气象观测规范 第2部分:云的观测》QX/T 46

《地面气象观测规范 第5部分:气压观测》QX/T 49

《地面气象观测规范 第6部分:空气温度和湿度观测》QX/T 50

《地面气象观测规范 第7部分:风向和风速观测》QX/T 51

《地面气象观测规范 第8部分:降水观测》QX/T 52

《地面气象观测规范 第 11 部分:辐射观测》QX/T 55
《地面气象观测规范 第 12 部分:日照观测》QX/T 56
《地面气象观测规范 第 17 部分:自动气象站观测》QX/T 61
《地面气象观测规范 第 18 部分:月地面气象记录处理和报表
编制》QX/T 62
《地面气象观测规范 第 19 部分:月气象辐射记录处理和报表
编制》QX/T 63
《地面气象观测规范 第 22 部分:观测记录质量控制》QX/T 66
《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ 26
《建筑地基处理技术规范》JGJ 79
《河港工程总体设计规范》JTJ 212
《海港工程混凝土结构防腐蚀技术规范》JTJ 275
《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21
《锅炉安全技术监察规程》TSG G0001
《安全阀安全技术监察规程》TSG ZF001
《锅炉除氧器技术条件》JB/T 10325

中华人民共和国国家标准

槽式太阳能光热发电站设计标准

GB/T 51396 - 2019

条 文 说 明

编 制 说 明

《槽式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51396—2019,经住房和城乡建设部 2019 年 11 月 22 日以第 316 号公告批准发布。

本标准制订过程中,编制组进行了广泛深入的调查研究,总结了我国槽式太阳能光热发电站工程建设的实践经验,同时参考了国外先进技术法规、技术标准,经广泛征求意见后编制而成。

为便于广大施工、监理、设计、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,《槽式太阳能光热发电站设计标准》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

3	基本规定	(125)
4	电力系统	(126)
4.1	一般规定	(126)
4.2	接入系统	(126)
4.3	继电保护及安全自动装置	(126)
4.4	调度自动化	(126)
4.6	电能计量	(127)
5	太阳能资源分析	(128)
5.1	一般规定	(128)
5.2	参考气象站	(128)
5.3	太阳能现场观测站基本要求	(129)
5.4	太阳辐射观测数据验证与分析	(129)
6	站址选择	(130)
7	总体规划	(132)
7.1	一般规定	(132)
7.2	站区内部规划	(132)
8	集热系统	(133)
8.1	一般规定	(133)
8.2	集热器	(133)
8.3	驱动与跟踪系统	(134)
9	热传输系统	(135)
9.1	一般规定	(135)
9.3	传热介质储存、膨胀系统	(135)

10	储热系统	(136)
10.1	一般规定	(136)
10.2	储热介质储存系统	(137)
10.3	储热介质传热系统	(138)
10.4	储热系统辅助设施	(139)
11	蒸汽发生系统	(140)
11.2	蒸汽发生系统	(140)
11.3	蒸汽发生设备	(140)
12	汽轮机及辅助系统	(141)
12.1	汽轮机设备	(141)
13	集热场布置	(142)
13.1	集热场总平面布置	(142)
13.2	集热器及导热油回路布置	(142)
13.3	集热场安全防护设施	(142)
13.4	检修维护设施	(142)
15	电气设备及系统	(143)
15.1	发电机与主变压器	(143)
15.2	电气主接线	(143)
15.3	交流站用电系统	(144)
15.4	高压配电装置	(145)
15.5	直流电源系统及交流不间断电源	(145)
15.6	电气监测与控制	(145)
15.7	电气测量仪表	(146)
15.8	元件继电保护和安全自动装置	(146)
15.9	照明系统	(146)
16	水处理设备及系统	(147)
16.1	水质及水的预处理	(147)
16.4	凝结水精处理	(147)
16.5	热力系统的化学加药和水汽取样	(147)

16.7	抛物面反射镜清洗水处理	(148)
17	辅助系统及附属设施	(149)
18	信息系统	(150)
18.4	安全防范系统	(150)
19	仪表及控制	(151)
19.9	控制系统	(151)
19.11	仪表导管、电缆及就地设备布置	(151)
20	水工设施及系统	(152)
20.2	水源及水务管理	(152)
20.3	供水系统	(152)
20.4	取水构筑物及水泵房	(153)
20.5	输配水管道及沟渠	(153)
20.6	冷却设施	(153)
20.7	给水排水	(153)
20.8	水工建(构)筑物	(154)
21	建筑与结构	(155)
21.1	一般规定	(155)
21.2	建筑设计	(155)
21.4	汽机房结构	(155)
21.5	地基与基础	(155)
21.6	熔融盐罐基础	(155)
22	供暖通风与空气调节	(157)
22.3	电气建筑	(157)
22.5	化学水处理建筑	(158)
22.7	其他建筑	(158)
23	环境保护与水土保持	(158)
23.1	一般规定	(159)
23.2	各类污染防治	(159)
23.3	水土保持	(159)

25	消 防	(161)
25.3	工艺系统	(161)
25.4	消防给水、灭火设施及火灾自动报警	(161)

3 基本规定

3.0.3 槽式太阳能光热发电站等级的划分,考虑了国际上已投入商业运行同类型电站的主流机型、发展趋势等因素,同时参考了我国现行火电站、光伏电站防洪标准等对规划容量的分级。

槽式太阳能光热发电站等级的划分,主要考虑了 50MW 机组为国际上已投入商业运行槽式太阳能光热发电站的主流机型,同时兼顾槽式太阳能光热发电站与我国火电站、光伏电站的防洪、消防标准在初期投资上相当。

3.0.4 发电方式指纯太阳能发电或辅助燃料参与发电方式,运行方式指连续运行、间断运行方式。

3.0.9 考虑到槽式太阳能光热发电站起停频繁,易造成金属疲劳,对工艺系统设备、管道的使用寿命造成一定影响。同时参考国外已商业运行同类型电站经验,工艺系统设计寿命确定为 25 年。

4 电力系统

4.1 一般规定

4.1.1 本条规定了槽式太阳能光热发电站与国民经济发展规划和电力行业发展规划的关系。

4.1.2 在太阳能资源丰富的前提下,槽式太阳能光热发电站首先考虑电力市场因素;其次是临近负荷中心和现有电力设施,避免长距离输送造成电站送出工程投资过大。

4.1.3 与常规发电站不同,太阳能光热发电站机组启/停频繁,对有关电气设备(主要是断路器)要求较高。

4.2 接入系统

4.2.3 考虑现阶段槽式太阳能光热发电站建设成本较大,电站设计应简化电气接线,减少出线电压等级。

4.3 继电保护及安全自动装置

4.3.1 现行国家标准《继电保护及安全自动装置技术规程》GB/T 14285 适用于 35kV 及以上电压等级电力设备及线路的继电保护及安全自动装置,涵盖了槽式太阳能热发电站的系统保护要求。

4.4 调度自动化

4.4.1 计算机监控系统具备远动功能,可不设专门的远动终端(RTU)。

4.4.2~4.4.4 自动发电控制系统(AGC)、自动电压控制系统(AVC)、电力调度数据网接入设备、相量测量单元(PMU)均需要根据调度机构主站设置情况和需要确定。

4.6 电 能 计 量

4.6.1 电能计量关口点一般都设置在电站内与电网设施的产权分界处和电量交换处,或双方协商确定。

5 太阳能资源分析

5.1 一般规定

5.1.1 槽式太阳能光热发电站设计首先需要分析站址所在地区的太阳能资源概况,并对该地区太阳能资源的丰富程度进行初步评价,同时分析相关的地理条件和气候特征,为站址选择和技术方案初步确定提供参考依据。

5.1.2 若站址所在地附近没有长期观测记录太阳辐射的气象站,可借助公共气象数据库(包括卫星观测数据)或商业气象(辐射)软件包进行对比分析。

5.1.3 我国有太阳辐射长期观测记录的气象站只有近百个,实际覆盖面积较小,尤其在太阳能资源相对丰富的我国西北地区,大多数情况下,参考气象站距电站较远,很难获得站址所在地实际的太阳能辐射状况。对于试验型槽式太阳能光热发电站而言,由于其规模小,各种影响相对较小,可借助公共气象数据库或其他手段进行粗略的分析推算。但商业型槽式太阳能光热发电站,由于规模较大,辐射资源分析无论是对项目本身的收益还是对输入电网的影响都比较大,因此,项目建设前期宜先在站址所在地设立太阳辐射现场观测站,并进行至少一个完整年的现场观测记录。

5.2 参考气象站

5.2.3 收集极端气温作为计算系统散热损失、蓄能器选型的依据。收集风速作为集热器支架强度设计的依据。如参考气象站距站址较远,一般气象资料应收集站址附近气象站的相关数据。

5.3 太阳能现场观测站基本要求

5.3.1 现场观测站的观测装置包括:日照辐射表、测温探头、风速传感器、风向传感器、控制盒等。观测装置的安装位置应视野开阔,且在一年当中日出和日落方位应没有大于5°的遮挡物。

法向直射辐照度(DNI)是进行槽式太阳能光热发电站设计和发电量计算的重要条件,是最重要的测量数据。

5.4 太阳辐射观测数据验证与分析

5.4.1 实测数据记录时,由于设备故障、断电等原因,有时会出现数据缺测或记录偏差,因此,需进行实测数据完整性分析。

5.4.2 实测数据记录时,由于一些特殊原因,有时会产生不合理的无效数据,因此,需进行实测数据合理性分析。

5.4.3 太阳辐射观测数据经完整性和合理性检验后,宜进行数据完整率计算,可按照下列公式进行计算:

有效数据完整率=(应测数日-缺测数日-无效数目)/应测数日 $\times 100\%$

若数据完整率较小,且又无其他有效数据补缺,该组数据可视作无效。

缺测数据的填补也可借助其他相关数据,采用插补订正法、线性回归法、相关比值法等进行处理。

5.4.4 不同年的太阳能辐射数据有差异属正常现象,根据长序列观测数据修正后的典型太阳年太阳能辐射数据作为槽式太阳能光热发电站的设计依据有利于准确预测电站的发电量、对电站进行经济效益评价。

6 站址选择

6.0.3 槽式太阳能光热发电站除占地大的特性外,对站址地形和用地形状也有着特殊的要求。站址地形:对太阳北回归线以北的地区(北回归线约为北纬 23.5° ,我国大部分地区均处于太阳北回归线以北),站址尽量选择在北高南低且坡度小于 2%、东西方向高度基本一致的场地。若选择在南高北低地区时,坡度不宜大于 1%。用地形状:如 50MW 的槽式太阳能光热发电站,站址选择时宜按东西长 1.60km、南北宽 1.40km 考虑(最经济的站区用地形状宜采用东西长约 1.50km、南北宽 1.30km)。

当场地地形北高南低时,根据地形坡度的不同,竖向设计南→北坡度一般采取 0.3%~1.0%。当场地地形坡度小于 1.3%时,可采取平坡式布置,例如,站区南北长度为 1.30km,当场地地形坡度为 1.3%,如果竖向设计南→北坡度采取 1.0%,则场平高程与场地自然高程之间差 3.9m,相当于站区北侧挖 1.95m、南侧填 1.95m,这在工程角度上是合理的。当场地地形坡度大于 1.3%时,可采取阶梯式布置解决。

当场地地形南高北低时,集热器回路不能沿着地势南高北低布置,若沿着地势南高北低布置时余弦损失加大,集热器效率下降很大,经投资和效益对比计算后发现非常不经济。所以当场地地形南高北低时,集热器回路宜按南北方向一平布置,此时竖向设计北→南坡度一般控制在 0.3%以内较为合理:当竖向设计北→南坡度为 0.3%时,一个回路(约为 300m)南北场平高差为 0.9m,这个高差可通过支架混凝土基础来调整。当场地地形南高北低时,整个站区南北方向采取阶梯式布置是解决场平的唯一方法,例如,站区南北长度为 1.30km,场地地形坡度为 1.0%,那么按北→南

坡度 0.3% 场平时场平高程与场地自然高程之间差 9.1m, 这部分高差可通过设置两级台阶来吸收, 如图 1 所示。

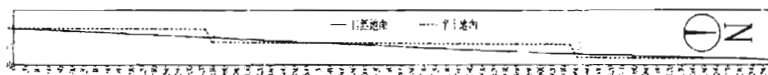


图 1 在南高北低场地台阶式竖向设计场平断面示意图

场地的理想东西向坡度是一致的, 但自然界基本找不到这样的场地, 且对于槽式太阳能光热发电站这样的大的场地竖向设计来讲东西一致是大忌, 对场地排水非常不利。槽式太阳能光热发电站东西向场平坡度一般采取 0.3%~2.0%, 特别是对南高北低的场地, 因南北向场平坡度限制的非常小, 所以东西向场平坡度值选择大一点有利于场地排水, 当工程条件有限制时场地中已布置排水沟, 以便场地雨水顺利排出。

7 总体规划

7.1 一般规定

7.1.2 电站以发电区为中心,结合集热场布置及站址条件进行总体规划,要求各类管线联系及对外接口顺捷,方便施工。

7.1.5 电站站区防洪(涝)规划关系到生产运行安全,规划时应严格遵循电站安全要求,通过技术经济比较确定防护措施类型。设计时可利用站址既有防洪(涝)措施,山前电站编制防洪排涝规划时宜保持原有自然形成排水体系。

7.2 站区内部规划

7.2.1 站区内分区应以工艺系统合理为原则,边界应清晰明确,分区间宜采用道路分隔,并应满足防火、防爆、消防、职业安全和职业卫生要求。

7.2.4 发电区位置选择及区内建筑布置应综合工艺、地形、地质等条件确定。对于高大建筑,如主厂房、冷却塔(平台)、热存储罐等还应考虑避免对集热器遮挡,对办公类建筑宜考虑采光、通风等因素。

电站可能采用辅助燃料有油品、燃气等,站内油品(燃气)储存区,可根据运输条件、供应情况布置于发电区或站区边缘。当采用管线输送时,燃气储存区宜靠近气源。

对可能散发有毒物质设施,如热存储设施、储氨设施等,宜单独成区,并充分考虑风向地形等因素对有毒物质扩散影响。

8 集热系统

8.1 一般规定

8.1.2 集热器支架承载抛物面反射镜、真空集热管组成一个标准集热模块,一定数量的标准集热模块组成一个集热器组件,一个集热器组件配置一套驱动跟踪系统,标准集热模块通过支架与土建基础连接,集热组件的末端标准集热模块通过末端支架与土建基础连接,集热组件的中间标准集热模块通过中间支架与土建基础连接,驱动装置通过驱动支架与土建基础连接。

集热器回路应由多个集热器组合串联而成,一般情况下,传热介质在集热器回路中流程为 600m,集热器组合开口弦长应不小于 5.7m,集热器组合长度应不小于 99m。

8.2 集热器

8.2.2 如采用基材为玻璃的反射镜,其基材应为低铁超白浮法玻璃。为保证集热器的效率,要求反射镜具有较高的反射率与型面精度,4mm 厚度反射镜反射率不低于 93.5%,5mm 厚度反射镜效率不低于 92.5%其他型式反射镜反射率应不低于 93.5%。抛物面镜反射率的测量根据 ISO 9050 标准,空气质量 AM1.5,辐射波长 $300\mu\text{m}\sim 2500\mu\text{m}$ 范围测量得出。对于型面精度,要求反射镜对于 70mm 直径阳光拦截率应不低于 98%。

8.2.3 真空集热管内管应采用钢管,外管应采用高透光玻璃管,钢管与玻璃管应采用玻璃金属熔封连接。

(1)为保证集热器效率,要求集热管应具有较高的透过比、吸收比、开口有效利用长度比例、真空度以及较低的发射比。

(2)真空集热管玻璃套管应采用减反射镀膜技术,镀膜长度不

小于玻璃套管整体长度的 95%，太阳能辐射平均透过比（根据 ASTM G173-03 标准，AM1.5，辐射波长 $280\mu\text{m}\sim 2500\mu\text{m}$ 范围）不低于 96%。

（3）真空集热管钢管应镀有选择性吸收涂层，太阳能辐射平均吸收比（根据 ASTM G173-03 标准，AM1.5，辐射波长 $280\mu\text{m}\sim 2500\mu\text{m}$ 范围）不低于 95%。

（4）真空集热管在 25°C 时，集热管有效工作长度比例不低于 96%。

（5）真空集热管真空度应不低于 10^{-3}mbar 。

（6）真空集热管在 400°C 时平均发射比应不高于 10%。

8.2.4 当支架采用其他材料时，支架结构设计应满足相应标准的规定，材质防腐能力满足电站设计寿命周期要求。

8.3 驱动与跟踪系统

8.3.3 驱动与跟踪系统中液压系统工作温度应考虑系统在环境较寒冷的场合时能顺利启动。

驱动与跟踪系统应有手动和自动两种运行方式。运行控制人员可对单个或者一组集热器以手动方式来控制跟踪系统，并可指定跟踪运行的角度。运行控制人员可对单个或者一组集热器以自动方式来控制跟踪系统，自动运行可以在每天跟踪开始时自动从起始位置开始跟踪，也可以在暂停或者手动运行方式结束后根据当时的实际时间来继续自动跟踪。

运行控制人员可以根据不同外部情况手动运行到达保护位置。

9 热传输系统

9.1 一般规定

9.1.1 按照槽式发电系统特点与示范要求,槽式发电站均采用了储热系统,相应需要优化系统确定最优的太阳倍数,所以热传输系统的热负荷以优化后的热负荷作为设计热负荷。

9.1.2 对于无大规模应用经验导热油应对其进行性能及安全评估后方可采用。

9.1.3 由于导热油具备的良好特性,目前已投运的商业运行的槽式发电站传热介质几乎均采用导热油,且以联苯-联苯醚为多。基于理化特性、价格以及成熟性考虑,建议传热介质采用导热油。

鉴于解决熔融盐系统的防凝以及水系统的传热与储热技术问题有一定的难度,因此本标准推荐采用导热油。目前也有熔融盐系统的中试电站以及水直接生成蒸汽系统的试验装置投运,在处理好相关技术问题,且经技术经济比较合理时,也可采用熔融盐、水等传热介质。

9.3 传热介质储存、膨胀系统

9.3.6 在有条件时,溢流油罐的容积考虑接收系统中最大隔离空间的导热油,以便分区检修。

10 储热系统

10.1 一般规定

10.1.1 本条主要阐明储热系统的选择和技术路线确定的主要考虑因素。

关于储热技术成熟程度以及储热与集热系统的最佳匹配问题简要分析如下：

槽式热发电技术路线主要有：直接产生水蒸气、导热油集热-熔融盐储热、熔融盐集热储热这三种。可用于槽式热发电的储热技术型式主要有：水蒸气储热、混凝土储热、斜温层储热、熔融盐储热等，其中蒸汽储热在太阳能热发电站中少有应用；混凝土储热处于研究和试验阶段；斜温层储热也有应用和示范；硝酸钠-硝酸钾二元盐双罐储热是最成熟、应用最多的储热方式，该技术在西班牙17个电站已实现商业化应用。针对导热油集热-熔融盐储热和熔融盐槽式这两种槽式热发电，其储热系统的储热介质温度范围有所不同，其换热系统存在巨大差异。冷热双罐的储热系统是槽式太阳能热电站最成熟的储热系统，与其他储热技术路线相比，双罐储热系统的建造和运维经验最为丰富。

储热系统和技术路线的选择确定，应综合考虑多方面因素，经过不同方案的技术经济比较确定。本条主要针对二元盐储热介质使用温度 $290^{\circ}\text{C}\sim 386^{\circ}\text{C}$ 的储热系统及其主要设备配置。

10.1.2 通过对国际上成功运行的槽式电站储热系统和国内外设备供应商的产品调研，同时兼顾未来的技术发展和技术进步，提出了储热系统的基本要求，包括储热系统容量的确定、技术路线的选择、储热系统配置及设备布置、辅助系统配置等。

10.2 储热介质储存系统

10.2.1 本条列出了储热介质的普遍适用原则,主要考虑储热介质的物理化学特性,兼顾其使用安全性、技术经济性、配套设施以及易于运行和管理等。

10.2.2 如条文说明第 10.1.1 条所述,不同储热介质对应不同的储热系统及工艺路线。综合分析当前世界上已成功运行的槽式太阳能热电站(含导热油槽和熔融盐槽式)的储热系统和技术路线,硝酸钠-硝酸钾二元盐可作为首选储热介质,其基本质量要求有:硝酸盐纯度大于 99%;杂质含量要求:亚硝酸盐低于 0.2%,氯化物低于 0.03%,碳酸盐低于 0.05%,硫酸盐低于 0.15%,氢氧根碱低于 0.04%,高氯化物低于 0.04%,钙、镁均低于 0.04%,不溶物低于 0.06%。

直接产生水蒸气的热发电系统储热可采用水蒸气为储热介质,该种系统在西班牙建成试验电站,验证了其可行性。德国宇航中心对混凝土固体介质储热通过试验研究,验证了其可行性。蒸汽储热的储热容量受到制造成本的限制,难以做大;混凝土固体储热在未来随着技术的发展和成本的下降,有可能得以应用。

10.2.3 熔融盐量计算公式见式(1):

$$m = K \cdot m_{\text{net}} = K \cdot \frac{Q_0 t}{c_p \Delta T} = K \cdot \frac{Q_{\text{th,tes}}}{c_p \Delta T} \quad (1)$$

式中: m ——所需的熔融盐质量(kg);

m_{net} ——储热用净熔融盐量(kg);

Q_0 ——机组额定热耗(kJ/h);

t ——储热时间(h);

c_p ——温度范围内的平均定压比热容[kJ/(kg·℃)];

ΔT ——熔融盐的工作温度范围(℃);

$Q_{\text{th,tes}}$ ——储热系统总热量(kJ);

K ——裕度系数。

考虑到熔融盐泵吸入口至熔融盐罐底留有一定高度,以及管道及设备的容积残留等因素,工程中需留有一定裕度, K 可取1.03倍~1.05倍。

10.2.4 本条主要针对熔融盐双罐系统,说明熔融盐罐设计选型的基本原则。

1 考虑熔融盐储罐顶部需留有一定的安全空间,熔融盐罐容积应为熔融盐最大体积的1.15倍~1.20倍。

2 拱顶储罐耗钢量小,能承受较高的剩余压力,对基础及罐壁的附加压力较低,熔融盐罐宜采用立式拱顶圆筒状的形式。

3 罐体高度主要取决于熔融盐泵泵体的长度,熔融盐泵泵体长度与设备商的制造能力有关。罐体高径比选择应考虑高温熔融盐带来的应力集中问题,以保证熔融盐罐的运行安全。

4 储罐材料的选择根据储热介质的特性和温度来确定。

5 罐壁厚度应根据设计压力、设计温度、使用年限和腐蚀速率等因素,经过计算来确定。

6 罐内应设熔融盐均布装置,使罐内熔融盐温度场达到均匀分布,避免罐内出现温度分布不均引起熔融盐局部凝结和较高的应力集中,保证熔融盐罐的运行安全。

7 提出罐体安全阀和疏放口的设置要求,是基于运行安全的考量。

10.3 储热介质传热系统

10.3.1 本条提出冷、热盐泵流量计算的考虑因素。

10.3.2 本条提出冷、热熔融盐泵台数选定的基本原则以及冷、热盐泵扬程计算考虑因素。熔融盐泵的可靠性要求非常高,熔融盐泵在储热系统中是动设备,是整个系统中最容易失效的部件,为了保证系统的可靠安全,常采用两台或者多台泵并联的形式。熔融盐泵扬程要留有余量,一般取计算扬程的1.05倍~1.10倍,管道压力损失计算参照《电厂动力管道设计规范》GB 50764—2012第

7.3 节,主要考虑管路的沿程和局部阻力压力损失,因素包含管道布置、管径、介质流量和参数等,同时考虑由于熔融盐泵的吸入管管口和泵体出口的高度差引起的静压差。

10.3.3 本条提出了熔融盐-导热油换热器选择的基本原则,参数包括熔融盐和导热油分别的进出口温度、压力和流量,熔融盐和导热油的热物性参数和换热效率等,以及换热器类型选择和疏放要求等。

10.3.4 本条的提出主要基于考虑熔融盐运行的可靠性、防凝结和安全要求,管道倾角设置需考虑管径、管道长度等因素。

10.4 储热系统辅助设施

10.4.1 熔融盐初始熔化炉的台数选择应考虑熔融盐加注时间和加注过程的不间断问题。

10.4.3 本条提出熔融盐防凝的基本要求和罐内电加热器的设置要求。

10.4.4 本条参照现行国家标准《储罐区防火堤的设计规范》GB 50351,提出熔融盐泄露隔离设施的设置原则。

10.4.5 本条提出储热罐区辅助部分的要求。

11 蒸汽发生系统

11.2 蒸汽发生系统

11.2.2 对于采用直接蒸汽发生系统的蒸汽发生系统设备,可按 $1\times 100\%$ 容量配置。

11.3 蒸汽发生设备

11.3.3 蒸汽发生系统汽水侧安全阀配置要求如下:

(1)1套蒸汽发生系统至少应安装2台安全阀。蒸汽发生器、过热器、再热器都应装设安全阀。

(2)蒸汽发生器和过热器设置的所有安全阀的排放量总和应大于蒸汽发生系统的最大连续蒸发量。当所有安全阀开启后,蒸汽发生系统的超压幅度在任何情况下不得大于蒸汽发生系统设计压力的6%。强制循环的蒸汽发生系统按蒸汽发生系统出口处受压元件的计算压力计算。

(3)再热器安全阀的总排放量应大于再热器的最大设计流量。

(4)采用100%带安全阀功能的三用阀(减温、减压、安全)高压旁路,当高压旁路具有独立的安全保护功能控制回路,并符合现行行业标准《电力行业锅炉压力容器安全监督规程》DL/T 612的规定时,蒸汽发生系统中的过热器系统安全阀可由高压旁路阀代替。再热器安全阀的排放量为全部三用阀高压旁路的流量再加上其喷水量。

12 汽轮机及辅助系统

12.1 汽轮机设备

12.1.3 干旱指数是反映气候干旱程度的指标,通常定义为年蒸发能力和年降水量的比值,即:

$$r = \frac{E_0}{P} \quad (2)$$

式中: r ——干旱指数;

E_0 ——年蒸发能力,常以 E-601 水面蒸发量代替(mm);

P ——年降水量(mm)。

根据选用站 E-601 蒸发器多年平均年水面蒸发量和多年平均年降水量,可算得多年平均年干旱指数。多年平均年干旱指数 r 与气候分布有密切关系,当 $r < 1.0$ 时,表示该区域蒸发能力小于降水量,该地区为湿润气候;当 $r > 1.0$ 时,即蒸发能力超过降水量,说明该地区偏于干旱; r 越大,即蒸发能力超过降水量越多,干旱程度就越严重。

13 集热场布置

13.1 集热场总平面布置

13.1.2 集热器布置朝向为集热管焦线方向。

13.2 集热器及导热油回路布置

13.2.1 集热器上的阴影与相邻集热器的间距、集热器的开口尺寸、追踪角度等因素有关,在达到有效法向直接辐射照度集热器开始追踪太阳时,阴影面积应低于 50%。集热场的布置优化还涉及法向直接辐射强度 DNI、太阳倍数、可利用土地面积以及集热器系统价格等因素,通过平准化成本 LCOE 优化确定。

13.2.3 目前集热器厂家规定集热器布置焦线方向的最大坡度为不大于 0.035。

13.3 集热场安全防护设施

13.3.2 集热场防风沙措施包括设置防风防沙网、提高集热场外排集热器结构强度和种植防风林等方法。

13.4 检修维护设施

13.4.1 集热场材料库、检修维护车间用来存放镜片、球形膨胀节、软管等备品备件和耗材,应与发电区材料库、检修维护车间统一考虑。

13.4.2 集热场运行维护设备主要包括检修吊车、镜面清洗车辆和维护车辆,应与发电区车辆库统一考虑。

15 电气设备及系统

15.1 发电机与主变压器

15.1.3 根据槽式太阳能光热发电站的发展现状及规模,本条主要参照现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049 的规定。

15.2 电气主接线

15.2.1 根据现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049-2011 第 17.2.1 条规定,对于 50MW 级及以下容量的发电机与变压器为单元接线且有厂用分支引出时,采用 6.3kV 额定电压可以不再设置高压站用变压器而直接采用限流电抗器连接并直接向 6kV 厂用电系统供电,从而降低工程造价。槽式太阳能光热发电站受太阳能资源的限制,每天都需要启停机操作,为避免厂用电的频繁切换,槽式太阳能光热发电站宜在发电机出口装设断路器,发电机停机时,通过系统倒送电的方式为站用电提供电源。随着机组容量的增加,若仍然采用 6.3kV 电压等级,由于发电机出口额定电流及短路电流均较大,必须提高发电机出口断路器参数来满足需求,从而增加了设备投资。此时,应综合考虑机组出口设备选择、站用电设备选择、站用电负荷等因素,经技术经济比较后,确定合理的发电机出口电压等级。

15.2.2 主接线型式未推荐发电机电压直配线及电压母线方案,主要原因为太阳能热发电机组的出力只能相对稳定,直接供负荷难以满足供电连续性的要求,还需要接入电网,通过电网调节满足负荷需求,所以对电站的接入方式还是以直接接入电网为主。

同样,对于发电机与主变压器采用扩大单元接线或者两组发

电机双绕组变压器组共用一台高压侧断路器的联合单元接线也不适用于槽式太阳能光热发电站。因为槽式太阳能光热发电站存在经常性的夜间停机工况,此时,需断开发电机出口断路器采用主变压器倒送电的方式满足站用电需求,无论扩大单元接线还是联合单元接线都存在变压器长时间或者经常性空载运行的情况,故不推荐采用。

15.2.3 对于单回线路与电网连接的电站,单母线接线操作方便、便于远期扩建,更适用于规划有2台~3台主变压器的情况。线路-变压器组单元接线型式简单,设备开关最少,适用于电站只有1台主变压器和一回送出线路的情况。

对于两回及以上线路与电网相连接的电站,通常发电机台数较多,进、出线整体规模较大,故主接线可采用单母线分段或双母线接线等。

15.3 交流站用电系统

15.3.2 对于50MW级及以下的发电机厂用分支上装设断路器已有成熟的运行经验,其优点是:当厂用分支回路发生故障时,仅将高压厂用变压器切除,而不影响整个机组的正常运行。

15.3.14 现行国家标准《大中型火力发电站设计规范》GB 50660—2011第16.3.17条规定“200MW级及以上的机组应设置保安电源”。从保安电源的启动时间要求上看,柴油发电机组通常在15s以内,可实现厂用电源的快速切换,而内燃机组的启动-带载过程需要2min左右,对于200MW级及以上的机组来讲,内燃机的启动时间是无法满足大型火电机组的保安电源快速启动要求的,只能选择柴油发电机组。而对于200MW以下的机组,常规火力发电站是没有保安电源的需求的,但根据槽式太阳能光热发电站中导热油系统、储热系统的工艺特性,需要在全站失电时保证部分负荷的继续运行,故应设置交流保安电源,以防止导热油和熔融盐由于温度过低而凝结、报废,但这些系统设备在停电后并没有快速启

动的要求,内燃机的启动时间完全能够满足需要。此外,槽式太阳能热电站中的辅助燃料大多数采用天然气,选择小型燃气内燃机组取代柴油机组可以实现燃料的共享利用,不需要再为柴油发电机组单独准备燃料,因此,本标准认为柴油发电机组和满足电站工艺系统启动要求的内燃机组均可作为保安电源使用。

保安电源的容量选择应考虑保安负荷的投运规律,对于在时间上能错开运行的保安负荷,可分阶段统计同时运行的负荷,并取大者作为计算功率。

15.4 高压配电装置

15.4.2 根据目前国内槽式太阳能光热电站的选址规划,大多位于青海、西藏等高海拔地区,故本条第2款第2项在现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049—2011规定的基础上改写为:“对于e级污秽及高海拔地区,应进行技术经济比较后,确定设备型式及配电装置型式。”

15.5 直流电源系统及交流不间断电源

15.5.2 本条参照现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049的有关规定,对电力网络计算机监控系统蓄电池的设置以及远离主厂房的集热场配电系统直流电源设置做了规定。

15.5.7 本条参照现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049的规定,对高频开关电源及备用模块设置做了规定。

15.5.11 本条参照现行国家标准《大型火力发电厂设计规范》GB 50660的规定,取消对于600MW级及以上机组配置要求。

15.6 电气监测与控制

15.6.2 本条参照现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049的规定,对于站控层设备及网络宜采用冗余配置时,取消了受控制功能的限制。

15.6.3 本条参照现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049 的规定,增加了主厂房内低压厂用备用变压器及备用电源、集热系统、储热系统供电电源的监控内容。

15.6.5 本条参照现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049 的规定,取消了并联电容器、串联补偿装置等的监控内容。

15.6.6 本条参照现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049 的规定,增加了柴油发电机组的监控内容。

15.6.13 本条参照现行国家标准《大型火力发电厂设计规范》GB 50660 的规定,取消了对于 200MW 及以上机组的限制要求。

15.7 电气测量仪表

15.7.1~15.7.4 参照现行国家标准《大型火力发电厂设计规范》GB 50660 的规定制订。

15.8 元件继电保护和安全自动装置

15.8.1~15.8.6 参照现行国家标准《大型火力发电厂设计规范》GB 50660 的规定制订。

15.9 照明系统

15.9.2 本条结合电站照明设计要求,对正常照明、应急照明电源供电做出了规定。

15.9.3 根据现行国家标准《特低电压(ELV)限值》GB/T 3805 的规定:“当电气设备采用 24V 以上的安全电压时,应采取防止直接接触带电体的保护措施”,参照现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049 的规定执行。

16 水处理设备及系统

16.1 水质及水的预处理

16.1.1 原水水质是设计的重要依据,作为锅炉补给水的水源应进行水质全分析,并对分析次数及项目作出规定。

由于地表水、再生水这类水源水质会受到自然气候,如暴雨、洪水、干旱或其他人为污染的影响,所以需要较多时间段的水质资料,掌握其变化情况和规律。

16.1.2 集热系统镜面冲洗需要除盐水,冲洗水水质要求由镜面生产厂提出,故强调集热系统镜面冲洗水水质要求。

蒸汽发生系统水汽质量标准可参照现行国家标准《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》GB/T 12145 执行。

16.4 凝结水精处理

16.4.1 槽式太阳能电站每天启停,考虑其给水系统容易产生铁腐蚀产物,所以设置除铁装置,保证水蒸气品质。

直接空冷的汽轮机组,由于空冷器面积非常大,凝结水系统含铁量也非常大,所以凝结水精处理系统设置除铁设备。

混合式间接空冷系统,由于空冷器冷却表面庞大,冷却水系统中不可避免地存在大量铁和铝的腐蚀产物,且凝结水和循环水在凝汽器混流,加之热力系统要求维持中性水工况,所以应对凝结水进行 100% 的除铁、除盐处理。

16.5 热力系统的化学加药和水汽取样

16.5.1 蒸汽发生系统水汽质量标准可参照现行国家标准《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》GB/T 12145 执行。

16.7 抛物面反射镜清洗水处理

16.7.2 由于抛物面反射镜的数量庞大,一个运行班次不可能完成对所有抛物面反射镜清洗一遍,所以要完成抛物面反射镜的 1 个清洗周期,需要按每个班次的清洗能力将全部抛物面反射镜分成一定数量的批次进行清洗,故清洗水处理系统容量的设置与清洗批次有关。

17 辅助系统及附属设施

17.0.1 槽式太阳能光热发电站的检修多依靠专业检修公司或地区协作的集中检修方式。

17.0.5 根据火电站的经验,设置整个电站的配气中心不仅具有系统运行安全、可靠、稳定等优点,而且有利于减少空气压缩机规格、数量及占地面积,控制工程造价,便于统一管理、节能降耗。

17.0.6 氮气填充的目的是为防止传热介质氧化或燃烧、稳定介质压力、防止介质泄漏。

18 信 息 系 统

18.4 安全防范系统

18.4.1 本条根据现行国家标准《安全防范工程技术规范》GB 50348 和目前火力发电厂安防系统设计做法制订。

19 仪表及控制

19.9 控制系统

19.9.1 全站控制系统具体指用于控制吸热器、储换热及蒸汽发生系统、汽轮发电机组、辅助车间的分散控制系统。

19.11 仪表导管、电缆及就地设备布置

19.11.2、19.11.3 防凝：导热油、熔融盐系统的仪表选型以及仪表导管设计要充分考虑导热油、熔融盐的低温结晶问题，管路设计应避免死角或有一定防护措施。

20 水工设施及系统

20.2 水源及水务管理

20.2.2~20.2.5 参照了修编后的现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的规定。

20.2.7 现阶段没有槽式太阳能光热发电站各用水系统用水量及耗水量的实测值,考虑到与火电机组相比较,用水工艺系统中无脱硫系统、除灰渣系统及输煤抑尘清扫等系统,故本标准设计耗水指标是在发电厂多年节水经验的基础上,结合槽式太阳能光热发电站各用水工艺设计情况,参考现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049 经计算确定。考虑到聚光器及集热管数量多,当采用水清洗时,清洗用水量可观,所以生产用水量中包含了集热系统聚光器冲洗用水量。同时,表 20.2.7 中当机组冷却方式采用空冷时,发电站设计耗水指标是以辅机设备冷却采用湿式冷却水系统进行计算的。

电站申请取水指标时,应增加管道损失量和水处理系统自用水量。

20.3 供水系统

20.3.1~20.3.2 这几条参照了修编后的现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的规定。

20.3.3 槽式太阳能光热发电站占地面积大,电站供水系统设置单元制还是母管制应根据发电区在发电站总体规划的位置,结合管道长度、供水对象所需压力的匹配程度,通过技术经济比较后确定。

20.4 取水构筑物及水泵房

20.4.1~20.4.2 参照了修编后的现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的规定。

20.5 输配水管道及沟渠

20.5.1~20.5.2 参照了修编后的现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339 的规定。

20.6 冷却设施

20.6.1 冷却设施的选择受诸多因素影响,各种冷却设施都有一定的适用范围,但又受自身特点的限制,除应满足使用要求和国家及地区相关政策外,还要根据槽式太阳能光热发电站自身特点,结合自然条件、场地布置、运行经济性等方面比较后确定。

20.6.6 在寒冷和严寒地区,冷却设施运行中最大的隐患和危害是冻结。由于槽式太阳能电站特殊的运行方式,机组负荷低时,采用湿式冷却系统时,冷却塔易结冰,采用空冷系统时散热器易结冻变形,同时夜晚时冷却设施通常要停运,故复杂的运行方式要求机组的冷却设施有可靠的防冻措施。

20.6.8 考虑到空冷凝汽器支撑结构为高架结构,主要荷载集中在支架顶部,因此从抗震设计角度宜采用平面布置规则、对称的结构型式。

20.7 给水排水

20.7.6 随着对环境保护的日益重视,为消除或减少污染,需对生活污水、生产废水进行处理,处理后尽量重复利用,当不能重复利用时,对外排放的水质应符合现行国家标准《城市污水再利用城市杂用水水质》GB/T 18920、《污水综合排放标准》GB 8978 的规定。

20.8 水工建(构)筑物

20.8.1 水工建筑物(特别是厂外取水构筑物和水泵房)的施工,受自然条件影响较大,施工条件一般比较困难,施工费用较多,因此,应按规划容量统一规划。当取水构筑物和水泵房不受场地布置和施工等条件的限制,且经济上合理时,则应分期建设,以节省投资。

21 建筑与结构

21.1 一般规定

21.1.6 特殊环境的结构是指处于地下腐蚀环境和承载有腐蚀介质和高温设备的结构。

21.2 建筑设计

21.2.3 电气设备间如有管道穿过会出现漏管或结露水,影响电气设备的运行。电气设备间如采用成品房,其屋面亦应增加防水层。

21.4 汽机房结构

21.4.2 根据汽轮发电机组布置要求,汽机房跨度一般不小于18m,采用混凝土梁时其构件断面较大,不利于抗震设计。采用预应力结构时,现场一般不具备制作条件且构件数量较少,故不推荐采用。基于屋架吊装对施工工期的影响,推荐采用钢屋架。

21.4.4 对于高转速汽轮发电机基础进行动力计算,采用整体数模分析。

21.5 地基与基础

21.5.5 特殊地基土是指湿陷性黄土、膨胀土、盐渍土、冻胀土、岩溶等。

21.6 熔融盐罐基础

21.6.1 熔融盐罐底部温度在 $280^{\circ}\text{C}\sim 500^{\circ}\text{C}$,为保证地基土在高温下物理力学指标不会发生改变,应进行隔热、降温处理。一般采

用罐底换填一定厚度的隔热材料、辅加通风管道等措施。

21.6.2 换填可以隔绝罐底高温对地基土力学性能的影响。换填质量不好,会对罐体沉降影响很大,因此要求换填的材料应易于施工,并具有耐高温性能。换填材料一般采用碎石、轻骨料。换填材料的承载力特征值应大于罐底压力。

22 供暖通风与空气调节

22.3 电气建筑

22.3.2 主厂房、集控楼设有散热量较大的干式变压器和电气设备时,室内环境设计温度不宜高于 35℃。当符合下列条件之一时,通风系统宜采取降温措施:

(1)对炎热高湿地区的电气设备间,尤其是设有干式变压器、高压变频器等散热量很大的配电间,室内温度普遍过高,根据对未设置降温设备的电气设备间室内温度的实地调研和检测,一般均超过 40℃,最高可达 45℃ 以上。本条给出了这类电气设备间夏季室内的设计标准,并按一定的气象条件规定了设置降温通风系统的范围。

(2)一般电气设备的环境最高允许温度不超过 40℃,通风设计中的不保证设计温度的时间不宜过长,因此规定不宜高于 35℃ 作为设计温度,而过低的室内温度耗能较多。

22.3.5 蓄电池室夏季通风系统设计主要依据如下:

1 现行国家标准《氢气使用安全技术规程》GB 4962—2008 中第 4.1.5 条规定:“氢气使用区域应通风良好,保证空气中氢气最高含量不超过 1%(体积)”。

现行国家标准《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50736—2012 中第 6.3.2 条规定:“用于排除氢气与空气混合物时,吸风口上缘至顶棚平面或屋顶的距离不大于 0.1m。位于房间下部区域的吸风口,其下缘至地板间的距离不大于 0.3m”。

2 阀控密封式蓄电池室因室内温度要求一般需设置散热器供暖或空调装置。为减少空调及供暖耗能,要求阀控密封式蓄电

池室按换气次数不少于 3 次/h 设置经常使用的通风用排风机,该风机与氢气浓度检测仪下限报警信号联锁运行,也可作为非空调或供暖季节的平时通风用。经常使用的通风用排风机的风量可按 $2 \times 100\%$ 配置,当发生过充事故时,事故通风可由两台经常使用的通风用排风机共同保证,即可满足换气次数不少于 6 次/h 的事故通风要求。

22.3.8 降温通风为排出室内余热的通风设计,因此不计算围护结构传热的负荷。

22.5 化学水处理建筑

22.5.1 电除盐、反渗透、过滤器及离子交换器在运行中无有害气体产生,故通风以满足夏季排除余热的要求即可。

22.7 其他建筑

22.7.1 启动锅炉与供暖热水锅炉选用同一种燃料的锅炉,可最大限度节约成本,运行、维护方便。热水供暖锅炉一般提供低于 100°C 热水作为供暖热媒。

23 环境保护与水土保持

23.1 一般规定

为了保护生态环境,实现可持续发展,国家加强了环保的管理力度,制定了一系列的法律、法规、政策和标准。各省、自治区和直辖市也根据本地区的具体情况,相应颁发了地方性的法规和政策。槽式太阳能光热发电站的设计,应遵循保护环境的指导思想,贯彻国家环境保护的法律、法规及产业政策以及地方制定的有关规定。

23.2 各类污染防治

23.2.2 根据清洁生产原则,槽式太阳能光热发电站设计应减小对水资源的消耗量,减少废污水产生量,对处理达标的废污水应回收利用。

槽式太阳能光热发电站的废水处理宜采用清污分流、分散处理、达标集中排放的原则。可根据不同废、污水的污染因子,采取有针对性的处理方案,避免各类废、污水混合后因污染物成分复杂、处理难度大、污水处理设施投资高等问题。

23.2.4 应根据现行国家标准《危险化学品重大危险源辨识》GB 18218 和《危险废物鉴别标准》GB 5085 对传热介质及储热介质进行鉴别,并根据鉴别结果采取相应措施,若属于危险源则需有严格的防泄露措施及应急预案,若属危险废物则分类处理或返厂再生。

23.3 水土保持

槽式太阳能光热发电站水土保持措施应包括主体工程及附属工程的拦渣措施,斜坡防护措施,土地整治、防洪排导措施,降水蓄

渗措施和施工期的临时防护措施,以及适宜区域布置的植物防护措施。

项目位于风沙区或因项目建设导致扰动地表、损坏植被、引起土地沙化的区域时,应采取防风固沙措施。

25 消 防

25.3 工 艺 系 统

25.3.2 根据国家标准《润滑剂、工业用油和有关产品(L类)的分类 第1部分:总分组》GB/T 7631.1-2008的分类,适用于润滑剂和工业用油的有关产品类别名称采用“L”为字头表示,本类产品分为18个组,其中Q组适用于有机热载体。按《润滑剂、工业用油和有关产品(L类)的分类 第12部分:Q组(有机热载体)》GB/T 7631.12-2014标准Q组产品又划分为L-QA、L-QB、L-QC、L-QD、L-QE五类,依据使用环境、适用的传热系统类型和最高使用温度,L-QB、L-QC、L-QD类油品适用于锅炉及传热系统,L-QC、L-QD类油品适用于闭式系统。根据槽式光热电站的运行特点,L-QD类油品的最高使用温度大于320℃,最适用于光热电站。

根据《锅炉安全技术监察规定》TSG G0001-2012第11.1.4条“有机热载体的最高工作温度不应当高于其自燃点温度,并且至少低于其最高允许使用温度10℃”的规定,本标准规定导热油的自燃点不应低于该油品的最高允许使用温度。

鉴于槽式光热电站导热油的工作温度一般大于300℃,油品仅限于在L-QC和L-QD中选择,依据《有机热载体》GB 23971标准中表1及表2的技术要求,本标准规定导热油系统应采用闭式系统,导热油的闭口闪点大于100℃。

25.4 消防给水、灭火设施及火灾自动报警

25.4.2 《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974-2014第3.1.1条规定“工厂、仓库、堆场、储罐区或民用建筑的室外消防用

水量,应按同一时间内的火灾起数和一起火灾灭火所需室外消防用水量确定。同一时间内的火灾起数应符合下列规定:……工厂、堆场和储罐区等,当占地面积大于 100hm^2 ,同一时间内的火灾起数应按 2 起确定,工厂、堆场和储罐区应按需水量最大的两座建筑(或堆场、储罐)各计 1 起……”,目前国内槽式太阳能光热发电站单机 50MW 的站区面积不小于 200hm^2 ,站区所属居民区的人口在 1.5 万人以下,按照上述规范的要求,电站同一时间内的火灾起数应按 2 起确定。

槽式太阳能电站多以单元机组为单位进行布置设计,发电区布置在集热场中间位置,单元机组的集热场面积占厂区总面积的 95% 以上,发电区仅占 5% 不到,紧邻布置时,单元机组之间间距都已达到 $2\text{km}\sim 3\text{km}$ 。集热场区的火灾危险性最高的物质为导热油,考虑到导热油火灾不能用水扑救,故集热场区域不设室外消火栓,多采用泡沫消防车灭火,集热场道路设计满足消防车可以到达每一台集热器的要求。发电区设备布置密集,导热油油量大且存储集中,人员也相对集中,如果同一时间内的火灾起数依据发电区面积、人数考虑,则可按 1 次确定,如果按集热场或机组占地面积为依据,同一时间内的火灾起数应按 2 起确定。

槽式太阳能光热发电站多分期建设,因每台机组占地面积都很大,如果全站机组数量较多,则电站达到终期规模时总占地面积将非常大,机组之间间距有时非常远,这时在电站初期一并考虑远期规划装机容量的消防给水系统是不现实的,也无法明确一个全站同一时间内的火灾起数。故本标准未明确规定电站同一时间内的火灾次数,设计时需根据电站规划规模、分期建设情况、各期规划场地相对位置及供水情况具体分析确定。

25.4.7 熔融盐遇水存在蒸汽爆炸的危险性,不应使用水作为熔融盐火灾的灭火剂,泡沫属于有机化合物也不适合用于熔融盐系统的灭火剂。根据现行国家标准《石油化工企业设计防火规范》GB 50160—2008,对于化工产品类的火灾推荐使用干粉灭火剂。