UDC

**中华人民共和国国家标准**

P GB/T ××××—20××

线性菲涅耳式太阳能光热发电站技术标准

Technical standards of Linear Fresnel solar thermal power plant

（征求意见稿）

20××-××-×× 发布 20××-××-×× 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部

中华人民共和国国家标准

线性菲涅耳式太阳能光热发电站技术标准

Technical standards of Linear Fresnel solar thermal

power plant

GB/T××××-20××

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期：20×× 年 × 月 × 日

中国××出版社

20×× 北 京

前 言

本标准是根据住房和城乡建设部2017年工程建设国家标准制修订计划（建标[2016]248号）文件的要求，由北京兆阳光热技术有限公司会同有关单位共同编制而成。

本标准在编制过程中，编制组进行了广泛的调研，对线性菲涅耳式太阳能光热发电站的关键技术进行了专题研究，认真总结实践经验，参考有关国际标准，并在广泛征集意见的基础上，制定本标准。

本标准共分为31章和1个附录，主要技术内容是：总则、术语、基本规定、电力系统要求、太阳能资源评估、站址选择、总体规划、集热场布置、发电区布置、集热系统及设备、热传输系统及设备、热储存系统及设备、蒸汽发生系统及设备、汽轮机设备及系统、水处理设备及系统、信息系统、仪表与控制、电气设备及系统、水工设施及系统、辅助系统及附属设施、建筑与结构、供暖通风与空气调节、施工准备、土建工程施工、安装工程、调试、验收、运行与维护、环境保护与水土保持、职业安全与职业卫生、消防等。

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，由北京兆阳光热技术有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程如有意见或建议，请寄送北京兆阳光热技术有限公司（地址：北京市通州区马驹桥景盛南二街35号，邮编：101102）。

本标准主编单位：中国电力企业联合会

北京兆阳光热技术有限公司

本标准参编单位：中国能源建设集团西北电力试验研究院有限公司

中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司

内蒙古电力勘测设计院有限责任公司

河北省电力勘测设计研究院

中国葛洲坝集团电力有限责任公司

山东汇银新能源科技有限公司

常州龙腾光热科技股份有限公司

山东电力建设第三工程有限公司

本标准参加单位：

本标准主要起草人员：

本标准主要审查人员：

目录

1 总 则 1

2 术 语 2

3 基本规定 5

4 电力系统要求 7

4.1 一般规定 7

4.2 接入系统技术要求 7

4.3 系统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 太阳能资源评估 10

5.1 一般规定 10

5.2 参考气象站 10

5.3 现场观测站 10

5.4 太阳辐射数据验证与分析 11

6 站址选择 13

7 总体规划 15

7.1 一般规定 15

7.2 站区外部规划 15

7.3 站区内部规划 16

8 集热场布置 19

8.1 一般规定 19

8.2 集热器和传热流体回路布置 19

8.3 安全防护 20

9 发电区布置 21

9.1 一般规定 21

9.2 储热区域布置 21

9.3 蒸汽发生器区域布置 22

9.4 汽机房布置 22

9.5 辅助加热区域布置 23

9.6 集中控制室布置 23

9.7 维护检修场地及设施 23

9.8 综合设施 24

10 集热系统及设备 25

10.1 一般规定 25

10.2 集热器 25

10.3集热系统辅助设施 27

11 热传输系统及设备 29

11.1 一般规定 29

11.2 传热流体储存、膨胀系统 30

11.3 传热流体耗散回收系统 30

11.4 传热流体防凝系统 31

11.5 辅助系统 32

12 热储存系统及设备 33

12.1 一般规定 33

12.2 储热介质储存系统 33

12.3 储热介质传热系统 35

12.4 辅助设施 36

13 蒸汽发生系统及设备 38

13.1 一般规定 38

13.2 蒸汽发生系统 38

13.3 蒸汽发生设备 39

14 汽轮机设备及系统 41

14.1 汽轮机设备 41

14.2 主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统 42

14.3 给水系统及给水泵 42

14.4 除氧器及给水箱 43

14.5 凝结水系统及凝结水泵 44

14.6 疏放水系统 45

14.7 辅机冷却水系统 45

14.8 凝汽器及其辅助设施 46

15 水处理设备及系统 47

15.1 水质及水的预处理 47

15.2 水的预脱盐 47

15.3 除盐水处理系统 47

15.4 凝结水精处理 48

15.5 热力系统的化学加药和水汽取样 49

15.6 冷却水处理 49

15.7 清洗水处理 49

15.8 废水处理 50

15.9 药品储存 50

16 信息系统 51

16.1 一般规定 51

16.2 全厂信息系统的总体规划 51

16.3 管理信息系统 51

16.4 安全防范系统 51

16.5 生产视频监控系统 52

16.6 视频会议系统 52

16.7 信息系统布线 52

16.8 信息安全 53

17 仪表与控制 54

17.1 一般规定 54

17.2 自动化水平 54

17.3 控制方式及控制室 54

17.4 检测和仪表 55

17.5 报警 56

17.6 保护 57

17.7 开关量控制 58

17.8 模拟量控制 59

17.9 控制系统 59

17.10 控制电源 60

17.11 仪表导管、电缆及就地设备布置 61

17.12 热工实验室 61

18 电气设备及系统 62

18.1 发电机与主变压器 62

18.2 电气主接线 63

18.3 交流站用电系统 64

18.4 直流电源系统及交流不间断电源 65

18.5 高压配电装置 67

18.6 电气监测与控制 67

18.7 元件继电保护和安全自动装置 69

18.8 照明系统 70

18.9 电缆选择与敷设 71

18.10 过电压保护与接地 71

18.11 站内通信 71

18.12 其他电气设施 71

19 水工设施及系统 73

19.1 一般规定 73

19.2 水源及水务管理 73

19.3 供水系统 74

19.4 取水建（构）筑物 75

19.5 管道和沟渠 75

19.6 湿式冷却塔 75

19.7 空冷系统 76

19.8 给水排水 76

20 辅助系统及附属设施 78

21 建筑与结构 80

21.1 一般规定 80

21.2 抗震设计 80

21.3 建筑设计 81

21.4 地基与基础 83

21.5 汽机房结构 84

21.6 站区内其他建（构）筑物 84

21.7 水工建（构）筑物 85

22 供暖通风与空气调节 86

22.1 一般规定 86

22.2 汽机房 87

22.3 集中控制室和电子设备间 88

22.4 电气建筑 88

22.5 化学水处理建筑 92

22.6 其他建筑 92

22.7 厂区供暖系统与管网 93

23 施工准备 95

24 土建工程施工 99

24.1 一般规定 99

24.2 集热系统及设备土建结构 101

24.3 热传输系统土建结构 101

24.4 热储存系统及设备土建结构 101

24.5 蒸汽发生系统设备土建结构 103

24.6 汽轮发电机系统及设备土建结构 103

24.7 施工测量及变形观测 104

25 安装工程 106

25.1 一般规定 106

25.2 集热系统及设备安装 106

25.3 热传输系统及设备安装 110

25.4 热储存系统及设备安装 114

25.5 蒸汽发生系统及设备安装 118

25.6 发电系统及设备安装 121

26 调试 123

26.1 一般规定 123

26.2 集热系统与热传输系统调试 123

26.3 热储存系统调试 125

26.4 蒸汽发生系统调试 126

26.5 导热油/熔融盐换热器调试 127

26.6 分系统联合调试 127

26.7 整套启动调试 128

27 验收 130

27.1 一般规定 130

27.2 分系统验收 130

27.3 整套启动验收 133

27.5 机组的考核期 134

27.6 竣工验收 136

28 运行与维护 137

28.1 一般规定 137

28.2 运行控制 138

28.3 巡视检查与日常维护 140

28.4 异常运行及故障处理 142

29 环境保护与水土保持 143

29.1 一般规定 143

29.2 各类污染防治 143

29.3 自然地表生态保护 144

29.4 水土保持 145

30 职业安全与职业卫生 146

30.1 一般规定 146

30.2 职业安全 146

30.3 职业卫生 148

31 消防 150

31.1 一般规定 150

31.2 建（构）筑物的火灾危险性分类、耐火等级及防火分区 150

31.3 建（构）筑物的安全疏散和建筑构造 151

31.4 电站工艺系统消防 151

31.5 消防给水、灭火设施及火灾自动报警 152

31.6 施工消防 153

31.7 运行与维护消防 154

附录A 发电量计算 156

本标准用词说明 160

引用标准名录 161

附：条 文 说 明 170

**Contents**

**1 General provisions.....................................................................................................................1**

**2 Terms..........................................................................................................................................2**

**3 Basic requirement......................................................................................................................5**

**4 Requirements of electric power system .................................................................................7**

4.1 General requirement........................................................................................................... 7

4.2 Technical requirements for the connection to the power system........................................7

4.3 Relay protection and automatic safety equipment ............................................................7

4.4 Dispatching automation system ........................................................................................ 8

4.5 System communication ..................................................................................................... 8

4.6 Electric energy metering ................................................................................................... 8

**5 Solar resource assessment ..................................................................................................... 10**

5.1 General requirement........................................................................................................... 10

5.2 Reference weather station ................................................................................................. 10

5.3 Site observation station ..................................................................................................... 10

5.4 Validation and analysis of solar radiation data .................................................................. 11

**6 Site selection..............................................................................................................................13**

**7 Overall planning...................................................................................................................... 15**

7.1 General requirement........................................................................................................... 15

7.2 Off-site planning ............................................................................................................... 15

7.3 On-site planning . .............................................................................................................. 16

**8 Layout of solar field ............................................................................................................... 19**

8.1 General requirement........................................................................................................... 19

8.2 Layout of collector and heat transfer fluid circuit............................................ 19

8.3 Safety protection ............................................................................................................... 20

**9 Layout of power block............................................................................................................ 21**

9.1 General requirement............................................................................................................21

9.2 Layout of thermal storage block ....................................................................................... 21

9.3 Layout of steam generator block........................................................................................ 22

9.4 Layout of turbine room ..................................................................................................... 22

9.5 Layout of auxiliary heating block ..................................................................................... 23

9.6 Layout of central control room ......................................................................................... 23

9.7 Maintenance and overhaul facilities..................................................................... 23

9.8 Complex facilities ............................................................................................................. 24

**10 Solar collector system and equipmen .................................................................................25**

10.1 General requirement......................................................................................................... 25

10.2 Collectors ........................................................................................................................ 25

10.3 Auxiliary facilities of heat collection System................................................................ 27

**11 Heat transfer system and equipment ……………………………………………………...29**

11.1 General requirement……………………………………………………………………..29

11.2 Heat transfer fluid storage and expansion system……………………………………… 30

11.3 Heat transfer fluid dissipation recovery system ………………………………...………30

11.4 Heat transfer fluid anti-freezing system ………………………………………………...31

11.4 Auxiliary systems ……………………………………………………………………….32

**12 Thermal storage systems and equipment………………………………………………….33**

12.1 General requirement……………………………………………………………………..33

12.2 Storage system of thermal storage medium………………………………………..……33

12.3 Heat transfer system of thermal storage medium………………………………………..35

12.4 Auxiliary facilities……………………………………………………………………… 36

**13 Steam Generating system and equipment…………………………………………….38**

13.1 General requirement …………………………………………………………………….38

13.2 Steam generation system ………………………………………………………………..38

13.3 Steam generation equipment ……………………………………………………………39

**14 Steam turbine equipment and systems ……………………………………………………41**

14.1 Steam turbine equipment………………………………………………………………. 41

14.2 Main steam, reheat steam and bypass system …………………………………………..42

14.3 Feedwater system and pumps…………………………………………………………...42

14.4 Deaerator and feedwater storage tank…………………………………………………...43

14.5 Condensate system and Condensed pumps……………………………………………...44

14.6 Draining and discharge system………………………………………………………… 45

14.7 Cooling water system of auxiliary equipment …………………………………………..45

14.8 Condenser and auxiliary facilities……………………………………………………….46

**15 Water treatment equipment and system ………………………………………………….47**

15.1 Water quality and water pretreatment …………………………………………………..47

15.2 Water pre-desalination…………………………………………………………………. 47

15.3 Demineralized water treatment system………………………………………………… 47

15.4 Condensate polishing system …………………………………………………………...48

15.5  Chemical dosing and water-steam sampling for thermal cycle system ………………...49

15.6 Cooling water treatment ………………………………………………………………...49

15.7 Mirror cleaning water treatment ………………………………………………………...49

15.8 Waste water treatment …………………………………………………………………..50

15.9 Chemicals storage……………………………………………………………………….50

**16 Information system ………………………………………………………………………...51**

16.1 General requirement ………………………………………………………….…………51

16.2 Overall planning of the plant information system ………………………………………51

16.3 Management information system………………………………………………………..51

16.4 Safety and protection system…………………………………………………………………………….51

16.5 Production video monitoring system…………………………………………………..52

16.6 Video meeting system…………………………………………………………………...52

16.7 Cabling of information system…………………………………………………………..52

16.8 Information security……………………………………………………………………..53

**17 Instrumentation and control……………………………………………………………….54**

17.1 General requirement……………………………………………………………………..54

17.2 Level of automation……………………………………………………………………..54

17.3 Control mode and control room…………………………………………………………54

17.4 Measurement and instrumentation………………………………………………………55

17.5 Alarming system………………………………………………………………………...56

17.6 Protection system………………………………………………………………………..57

17.7 On-off control……………………………………………………………………………58

17.8 Modulating control………………………………………………………………………59

17.9 Control system…………………………………………………………………………..59

17.10 Control power supply…………………………………………………………………..60

17.11 Instrumentation tube, cable, and local equipment arrangement…………………..……61

17.12 Thermal laboratory……………………………………………………………………..61

**18 Electrical equipment and system.………………………………………………………….62**

18.1 Generators and main transformer ……………………………………………………….62

18.2 Main electrical connection ……………………………………………………………...63

18.3 AC auxiliary power system……………………………………………………………...64

18.4 DC system and AC uninterruptible power supply………………………………..……..65

18.5 High Voltage switchgear arrangement ………………………………………………….67

18.6 Electrical monitoring and control……………………………………………………….67

18.7 Relay protection and safety automaton equipment……………………...69

18.8 Lighting system …………………………………………………………………………70

18.9 Cable selection and routing……………………………………………………………...71

18.10 Overvoltage protection and grounding.……………………………………..71

18.11 In-plant communication………………………………………………………………..71

18.12 Other electrical facilities ……………………………………………………….71

**19 Hydraulic facilities and systems……………………………………………………………73**

19.1 General requirement……………………………………………………………………..73

19.2 Water resources and water management………………………………………………...73

19.3 Water supply system…………………………………………………………………….74

19.4 Water intake building and structure……………………………………………………..75

19.5 Piping and culvert……………………………………………………………………….75

19.6 Wet cooling tower……………………………………………………………………….75

19.7 Water surface cooling…………………….………………………………………..76

19.8 Air cooling system………………………………………………………………………76

**20 Auxiliary system and ancillary facilities…………………………………………………..78**

**21 Buildings and structures……………………………………………………………………80**

21.1 General requirement……………………………………………………………………..80

21.2 Seismic resistant design…………………………………………………………………80

21.3 Architectural design……………………………………………………………………..81

21.4 Ground and foundation………………………………………………………………….83

21.5 Structure of steam turbine room……………………………………………………...84

21.6 Other buildings and structures in plant………………………………………………….84

21.8 Hydraulic building and structure………………………………………………………...85

**22 Heating ，ventilation and air conditioning……………………………………………….86**

22.1 General requirement……………………………………………………………………..86

22.2 Steam turbine hall……………………………………………………………………….87

22.3 Central control room and electronic equipment room…………………………………88

22.4 Electrical building……………………………………………………………………….88

22.5 Chemical water treatment building………………………………………………….91

22.6 Other buildings…………………………………………………………………………..92

22.7 Heating system and piping network in plant………………………………………….....93

**23 Construction preparation…………………………………………………………………95**

**24 Civil engineering…………………………………………………………………………...99**

24.1 General requirement……………………………………………………………………99

24.2 Civil structure of Solar collecting system and equipment……………………………...101

24.3 Civil structure of heat transfer system………………………………………………..101

24.4 Civil structure of thermal storage system and equipment……………………………...101

24.5 Civil structure of steam generation system and equipment……………………...103

24.6 Civil structure of turbine equipment and system……………………………………...103

24.7 Construction survey and deformation observation……………………………………104

**25 Installation engineering………………………………………………………………...106**

25.1 General requirement……………………………………………………………………106

25.2 solar collecting system and equipment Installation………………………………..106

25.3 Heat transfer system and equipment installation………………………………………110

25.4 Thermal storage system and equipment installation…………………………………...114

25.5 steam generation system and equipment installation……………………….118

25.6 Power generation system and equipment installation………………………………..121

**26 Commissioning………………………………………………………………………….123**

26.1 General requirement……………………………………………………………………123

26.2 Commissioning of solar collecting system and heat transfer system……123

26.3 Commissioning of thermal storage systerm………………………………………...125

26.4 Commissioning of steam generation systerm ………………………………………..126

26.5 Commissioning of heat conducting oil/molten salt heat exchanger ……….127

26.6 Subsystem joint commissioning ………………………………………………127

26.7 Start-up and commissioning of the whole system……………………128

**27 Acceptance…………………………………………………………………………………130**

27.1 General requirement……………………………………………....................................130

27.2 Subsystem acceptance ………………………………………………………………130

27.3 Start-up and acceptance of the whole system………………………………....133

27.4 Trial operation and transfer of production acceptance……………………….……134

27.5 Assessment Period of Units…………………………………………………………136

**28 Operation and maintenance section…………………………………………………… 137**

28.1 General requirement………………………………………………………………..137

28.2 Operation control…………………………………………………………………138

28.3 Inspection and routine maintenance………………………………………140

28.4 Abnormal operation and fault handling………………………………142

**29 Environment protection and water and soil conservation…………………………….143**

29.1 General requirement…………………………………………………………………..143

29.2 Control principles of various types pollutions………………………………………..143

29.3 Natural surface ecological protection………………………………………………….144

29.4 Water and soil conservation……………………………………………………………145

**30**  **Occupational safety and occupational health……………………………………………146**

30.1 General requirement……………………………………………………………………146

30.2 Occupational safety…………………………………………………………………….146

30.3 Occupational health…………………………………………………………………….148

**31 Fire fighting………………………………………………………………………………..150**

31.1 General requirement……………………………………………………………………150

31.2 Fire hazard classification, fire resistance rating and fireproof zones classification……150

31.3 Safe evacuation and construction structure of buildings…………………………….…151

31.4 Fire protection of power plant process system………………………………………....151

31.5 Fire water supply, fire fighting facilities and automatic fire alarm…………152

31.6 Construction fire protection…………………………………………………….…153

31.7 Operation and maintenance of fire fighting………………………………………154

**Appendix A Estimation of electric output…………………………...………………156**

**Explanation of wording in this standard………………………………...………………160**

**List of quoted** **standards…………………………………………………………………..……161**

**Addition:Explanation of provision……………………………………………………………170**

1 总 则

1.0.1 为了规范线性菲涅耳式太阳能光热发电站的设计、施工准备、土建工程施工、安装工程、调试、验收、运行与维护技术要求，做到安全可靠、经济合理，制定本标准。

1.0.2 本标准适用于新建、扩建和改建线性菲涅耳式太阳能光热发电站的设计、施工准备、土建工程施工、安装工程、调试、验收、运行与维护。

1.0.3 线性菲涅耳式太阳能光热发电站的技术要求除应符合本标准外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 太阳能光热发电solar thermal electricity /power

将太阳能转化为热能，通过热功转换过程发电的系统。

2.0.2 线性菲涅耳式太阳能光热发电站 linear Fresnel solar thermal power plant

具有由菲涅耳聚光器和位于菲涅耳反射镜焦线处的吸热器组成集热场特征的太阳能光热发电站。

2.0.3 典型太阳年 typical solar year（TSY）

分析太阳能光热发电站所需要的关于直接辐射和其他相关气象变量的完整标准数据库。该数据库能够作为某地一年的辐射度估计的参考，具有长期变化特性。

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

直接辐射在与射束垂直的平面上的辐照度。单位：W/m2。

2.0.5 设计点 design point

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

2.0.6 线性菲涅耳式集热场 linear Fresnel solar field

将太阳能聚集并转化为热能的系统，一般由线性菲涅耳式集热器阵列组成。

2.0.7 集热系统collector system

将太阳能聚集并转化为热能的系统，一般由反射镜、吸热器及其配套设施组成。

2.0.8 线性菲涅耳式聚光器 Fresnel concentrator

利用菲涅耳透镜或反射镜使太阳辐射会聚的聚光器。

2.0.9 东西轴线性菲涅耳式 E-W axis

集热器轴线呈东西向线性布置的菲涅耳式太阳能光热镜场。

2.0.10 南北轴线性菲涅耳式 N-S axis

集热器轴线呈南北向线性布置的菲涅耳式太阳能光热镜场。

2.0.11 散焦 defocusing

由于某种自发的或太阳跟踪系统意外故障而减少太阳辐射聚焦的行为。

2.0.12 集热器回路 collector loop

线聚焦集热器依次串联连接，同样流量的传热介质依次流过各集热器的集热管。一个回路由一排或多排集热器串联组成。

2.0.13 吸热器 receiver

用于接收太阳辐射的装置，它包括吸热体和任何附带的透明盖层。

2.0.14 真空集热管 evacuated tube receiver

吸热器的一种，其管壁与吸热体之间抽成一定真空度的透明管，吸热体具有选择性吸收表面，简称集热管。

2.0.15 导热油 heat transfer oil

又称热载体油。用于间接传递热量的一类热稳定性较好的的专用油品。

2.0.16 直接蒸汽发生系统 direct steam generation

水作为传热流体，通过集热管吸收太阳能直接加热，产生高温蒸汽的系统。

2.0.17 热储存系统 thermal storage system

将吸热器输出的热量部分或全部存储的系统。

2.0.18 固态储热 solid thermal storage

高温条件下具有稳定理化特性、同时不发生相变的混凝土或其他固态蓄热材料作为储热介质的热储存系统。

2.0.19 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，使系统储存热量或释放热量的方法。

2.0.20 潜热储热 latent heat thermal storage

通过改变储热介质的相态使系统储存热量或释放热量的方法。

2.0.21 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。

2.0.22 混凝土储热模块 concrete thermal storage module

具有储热、取热能力的耐高温混凝土系统独立单元；多个不同功能的混凝土储热模块经过串/并联组成混凝土储热装置整体。

2.0.23 热储存系统容量 capacity of thermal energy storage system

在某一启动条件下，热储存系统可以提供的完全释热量。

2.0.24 热储存系统额定容量rated capacity of thermal energy storage system

在汽轮发电机额定功率条件下，热储存系统可以提供的完全释热量。

2.0.25 发电区 power block

由储热区域、蒸汽发生器区域、汽机房、辅助加热区域、集中控制室和有关设施组成的相对集中的区域。

3 基本规定

3.0.1 线性菲涅耳式太阳能光热发电站的设计、施工、调试、验收、运行与维护应保障人民生命财产安全、人身健康、工程安全、生态环境安全、公众权益和公共利益、促进能源资源节约利用和满足社会经济管理要求。

3.0.2 线性菲涅耳式太阳能光热发电站站址选择应综合当地总体规划和环境生态、军事及航空要求、太阳能资源、水文、气象条件、工程地质和地形特点、水源、辅助燃料来源、电力系统条件、安装和运输条件、与附近污染源的距离等因素，通过技术经济比较后确定，并统筹规划本期工程和远期工程。3.0.3 电站规模应按照汽轮发电机组装机容量分为大型光热电站、中型光热电站和小型光热电站。汽轮发电机组装机容量大于或等于400MW为大型光热电站，汽轮发电机组装机容量小于400MW且大于或等于50MW为中型光热电站，汽轮发电机组装机容量小于50MW为小型光热电站。

3.0.43 电站设计应兼顾系统与设备和装置的可靠性和安全性，工程建设的可实施性，运行与维护的便捷性，以及全寿命周期的经济性。

3.0.5 集热系统的聚光比和电站热力系统参数应以提高集热系统、热传输系统、热储存系统、蒸汽发生系统、汽轮机等整体系统效率予以确定。

3.0.6 电站太阳倍数应根据典型气象年法向直接辐射和电力系统负荷，综合电站建设成本、运行与维护成本、年发电量以平准化度电成本最小所对应的集热系统规模、热储存系统容量和汽轮发电机组容量确定。

3.0.7 电站集热系统、热储存系统、热传输系统、蒸汽发生系统应按照设计点进行设计。

3.0.8 电站应减少传热流体的热能转换，宜采用单一的传热流体介质。

3.0.9 电站系统容量匹配应符合下列规定：

1 集热系统规模和热储存系统容量应按照一定的太阳倍数与汽轮发电机组额定容量相匹配。

2 蒸汽发生系统的最大连续蒸发量应与汽轮机调节阀全开时的进汽量相匹配。

3 发电机的容量应与汽轮机的最大出力相匹配。

3.0.10 电站应采用经过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。

3.0.11 线性菲涅耳式太阳能光热发电站工艺系统设计与使用寿命不应小于25年。

3.0.12 电站宜采用全站统一的标识系统。标识系统应符合现行国家标准《电厂标识系统编码标准》GB/T 50549的有关规定。

4 电力系统要求

4.1 一般规定

4.1.1 大型、中型线性菲涅耳式太阳能光热发电站应具备参与电力系统的调频和调峰的能力，并应符合现行国家标准《电网运行准则》GB/T 31464的有关规定。

4.1.2 电站与电网连接的主变压器、断路器等电气设备，应满足电站频繁起停机运行工况的要求。

4.2 接入系统技术要求

4.2.1 线性菲涅耳式太阳能光热发电站接入系统方案应综合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的有关规定。

4.2.3 电站接入电力系统应根据装机容量选择电压等级，但最多不宜超过两种。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“N-1”原则。

4.2.4 电站电气设备短路水平应满足电站投产后10年~15年短路电流水平要求。

4.2.5 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。

4.2.6 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 12325、《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326和《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543的有关规定。

4.3 系统继电保护及安全自动装置

4.3.1 线性菲涅耳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《继电保护及安全自动装置技术规程》GB/T 14285的有关规定。

4.3.2 220kV及以上送出线路应装设全线速动保护，按双重化设置。110kV及以下送出线路可装设阶段式距离保护、零序电流保护或电流保护，当系统稳定需要时也应装设全线速动保护。

4.3.3 电站35kV及以上母线应装设母线保护，220kV及以上电压母线还应装设断路器失灵保护。

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的有关规定。

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。

4.4 调度自动化

4.4.1 线性菲涅耳式太阳能光热发电站远动功能宜纳入网络计算机监控系统，不宜单独设远动终端。远动信息应符合现行行业标准《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003的有关规定。

4.4.2 大型和中型线性菲涅耳式太阳能光热发电站应具有自动发电控制和自动电压控制的功能。

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110kV及以上电压系统的线性菲涅耳式太阳能光热发电站可根据需要装设同步相量测量装置。

4.4.5 电站宜设置太阳能功率预测预报系统，并具有向调度机构上传功率预测结果、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 线性菲涅耳式太阳能光热发电站通信设计应符合现行行业标准《电力系统通信管理规程》DL/T 544和《电力系统通信自动交换网技术规范》DL/T 598的有关规定。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 电站至电力调度部门之间宜有两个独立的调度通道，且至少一个为光纤数字通道。

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。

4.5.4 电站系统通信和站内通信可共用通信电源。

4.6 电能计量

4.6.1 线性菲涅耳式太阳能光热发电站电能关口计量点宜设置在电站与电网设施的产权分界处或贸易结算点，启动/备用变压器高压侧也应设置电能关口计量点。在发电机出口、主变高压侧和高压站用变分支应装设考核用电能表。电能计量装置应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448、《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137和《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202的有关规定。升压变电站计量与测量装置的设计，应符合现行国家标准《电力装置的电测量仪表装置设计规范》GB 50063的有关规定。

4.6.2 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。

4.6.3 计量用互感器的精度应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448中的有关规定。

5 太阳能资源评估

5.1 一般规定

5.1.1 线性菲涅耳式太阳能光热发电站设计应对站址所在区域太阳能资源及相关地理条件、气候特征和基本气象要素进行评估。

5.1.2 进行太阳能资源评估时，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射、法向直射、气温等其变化趋势分析。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 用于太阳能资源评估的现场观测数据应为连续观测记录，且不应少于一个完整年。

5.2 参考气象站

5.2.1 参考气象站宜具有连续10年以上的法向直射辐射长期观测记录。

5.2.2 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。

2 最近连续10年以上的逐年各月的总辐照量、法向直射辐照量、散射辐照量、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的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，包括年连续阴雨天数、雷暴日数、冰雹次数、沙尘暴次数、强风次数等。

5.3 现场观测站

5.3.1 现场观测站观测内容应包括总辐射、法向直射辐射、散射辐射、气温、相对湿度、风速、风向等实测时间序列数据。

5.3.2 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和《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。

5.3.3 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 太阳辐射数据验证与分析

5.4.1 对太阳辐射观测数据应进行合理性、有效性和完整性分析。

5.4.2 合理性、有效性分析应满足法向直射辐照度应小于太阳常数。

5.4.3 完整性分析应符合下列要求：

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 数据缺测的总时间应小于总观测总时间的5%。

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和补充完整。可将其它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，形成完整的长序列观测数据。

5.4.5 太阳能资源评估宜包括下列内容：

1 长时间序列的多年总辐照量、法向直射辐照量年际变化、月际变化和各月总辐照量、法向直射辐照量的年际变化。

2 10年以上年总辐照量、法向直射辐照量平均值和月总辐照量、法向直射辐照量平均值。

3 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。

4 根据气象站的长时间序列观测数据，将验证后的现场实测法向直射辐射数据修正为反映电站区域法向直射辐射长期平均水平的典型太阳年数据。

6 站址选择

6.0.1 线性菲涅耳式太阳能光热发电站址选择应符合国家可再生能源中长期发展规划、区域总体规划、城乡规划、土地利用规划、环境保护与水土保持、军事设施、矿产资源、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，并应按照国家规定的程序进行。

6.0.2 站址选择应从全局出发，协调与相邻农业、林业、牧业、工矿企业、国防设施、居民生活以及电网等各方面的关系，并对区域经济和社会影响进行分析论证。

6.0.3 站址选择应研究太阳能资源、水源、辅助能源供应、电网结构、电力系统接入、交通及大件设备运输、环境保护要求、地形、地质、地震、水文、气象、用地与拆迁、施工、运行与维护，通过技术经济分析和比较，对站址进行论证和评价。

6.0.4 站址宜选择在太阳法向直接辐射等级较丰富以上区域。

6.0.5 站址宜选择在大气透明度较高区域，区域地形宜对雾气、烟雾等扩散有利。

6.0.6 站址应优先利用荒漠、戈壁、荒地、劣地和非可耕地，宜选择在场地开阔、地势平坦的地区，宜保持原有水系、植被，减少土石方工程量，宜减少房屋拆迁和人口迁移。

6.0.7 站址选择应符合《中华人民共和国防震减灾法》的相关要求，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的有关规定。

6.0.8 站址不应选择在强烈岩溶发育、滑坡、泥石流地区或发震断裂地带。

6.0.9 站址选择应避开地质灾害易发区、采空区影响范围。对于有地质灾害隐患和采空区的站址，应进行地质灾害危险性评估工作，综合评价地质灾害危险性的程度，提出建设站址适宜性的评价意见，采取相应的防范措施。

6.0.10 站址应符合国家和项目所在地空气环境、水环境、声环境区划，并应避开饮用水水源保护区、自然保护区、名胜古迹、文化遗址和风景游览区。

6.0.11 站址选择应符合下列要求：

 1 站址应避让军事设施。

 2 站址不应压覆重要矿产资源。当站址地下深层压有矿藏时，应取得矿藏有关部门同意文件并进行安全性评估。

 3 避开空气经常受悬浮物严重污染的地区。

 4 不应影响机场跑道及航线。

 5 避开高大树木、高山和建筑物等的影响。

6.0.12 电站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。

6.0.13 电站供水水源应落实可靠，并应符合下列规定：

 1 站址宜靠近水源。

 2 采用江水、河水作为供水水源时，取水口位置应选择在河床全年稳定的地段，应避免泥沙、草木、冰凌、漂流杂物、排水回流等的影响。

 3 采用地下水作为水源时，应按照现行国家标准《供水水文地质勘察规范》GB 50027的要求，应提出水文地质勘探评价报告，并应取得有关水资源主管部门的批准。

7 总体规划

7.1 一般规定

7.1.1 线性菲涅耳式太阳能光热发电站，应对站区、施工区、水源地、取水管线、排水管线、辅助燃料管线、交通运输、送出线路出线走廊等进行统筹规划，应以近期工程为主并兼顾远期工程。

7.1.2 电站总体规划应贯彻节约集约用地的原则，控制站区用地，提高土地利用率。站前建筑区宜采用联合建筑，施工用地应充分利用电站内空隙地、预留发展用地。

7.1.3 电站站区用地范围应根据规划容量和本期工程建设规模及施工需要统筹规划、分期征用。

7.2 站区外部规划

7.2.1 站区外部规划应在确定的站址和站内各个主要工艺系统的基础上，根据电站的规划容量和站区自然条件，对交通运输、供水、排水、辅助能源供应、站外供热、施工区、电站出线走廊统筹协调，站外供热管线应合理规划，并与站区总体规划相协调。

7.2.2 电站外交通运输规划应符合下列规定：

1 结合自然条件与总平面布置要求进行规划，应与当地交通运输规划相协调。

2 进站道路应就近与城乡现有道路相连接，宜短捷且方便行车。进站道路应按三级厂矿道路标准建设，行车道宽度宜为6m。

3 站外取排水设施、辅助燃料管线的维护检修道路宜利用现有道路，当需新建时，可按辅助道路标准建设，行车道宽度宜为3.5m。

7.2.3 电站外供水、排水设施规划应根据电站规划容量和本期工程建设规模、水源、地形与地质条件和环境保护等要求，统筹规划，合理布局，并应符合下列规定：

1 站外补给水系统应根据确定的水源，布置补给水泵房的位置及补给水管线路径，并留出适当的管廊扩建条件。

2 电站排水口应选择水文、水力、地质及扩散条件好的水域。

3 供水排水管线宜沿现有道路或规划道路布置。

7.2.4 电站送出线走廊应根据城乡总体规划和电力系统规划、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。

7.2.5 辅助能源的燃料供应，应可靠稳定，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。辅助燃料管线规划应符合下列规定：

1 管线应根据城乡和土地利用总体规划、环保要求等合理规划。

2 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。

7.3 站区内部规划

7.3.1 站区应按不同功能要求进行分区，可分为集热场、发电区、储热区和其他设施区，站区总平面规划应符合下列要求：

1 集热场应根据项目所处地理位置、太阳能资源条件、地形地貌、设备特点、运行模式、施工及运行与维护要求等。

2 发电区应布置在集热场中心。

3 汽机房、储热罐/体、直接空冷平台、冷却塔等荷载大的建（构）筑物应布置在土质均匀、地基承载力较高区域。

4 辅助燃料应分区独立布置，宜布置在发电区内。

5 站内输电进线、出线宜合并，并避免交叉。

7.3.2 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规范》GB 50229的规定。

7.3.3 站区场地设计标高应符合下列规定：

1 发电区的场地标高不应低于表7.3.3的规定，汽机房区场地标高应高于设计高水（潮）位0.5m。

2 集热场场地标高应为洪水不淹没电气控制设备，电气控制设备底标高应符合表7.3.3的规定，集热场设备基础标高低于表7.3.3的规定时应采取防护措施。

3 当采取满足防洪要求措施时，场地标高可适当低于设计高水（潮）位。

4 防排洪设施宜在初期工程中按规划容量统一规划，分期实施。

表7.3.3 发电区防洪（涝）标准

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 防洪等级 | 发电区容量（MW） | 防洪标准 |
| Ⅰ | ≥400 | ≥100年一遇的高水（潮）位 |
| Ⅱ | ≥50，且<400 | ≥50年一遇的高水（潮）位 |
| Ⅲ | <50 |

7.3.4 电站竖向布置设计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综合确定，并应符合下列规定：

1 在满足工艺要求的前提下，应合理利用地形，减少土石方工程量，降低基础处理和场地平整工程量，挖方量、回填方量宜平衡。

2 集热场宜进行场地平整。

3 发电区竖向设计应结合场地地形可采用平坡式或阶梯式布置形式。

4 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应根据建筑功能、交通联络、场地排水、场地地质条件等因素综合确定，宜高出室外地坪标高150mm～300mm。

5 建筑物的沉降应符合结构设计和使用功能的要求。

6 场地最小坡度及坡向应以能排除地面水为原则，应与建筑物、道路及场地的雨水口、排水口相适应。

7.3.5 电站场地排水应根据场地地形、水文气象、工程地质、地下水位、站外排水口等因素进行设计，并符合下列规定：

1 发电区场地排水可根据具体条件，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。

2 集热场地排水应充分利用天然排水系统，宜采用自然散排或明沟排水，分区排放。

3 储热区排水由站区统一规划，不单独另设要求。

7.3.6 电站站区管线布置可采取直埋、沟道及架空三种敷设方式。管线布置应从整体出发，结合规划容量、站区平面布置、竖向布置及管线性质、生产安全等因素统一规划，并应符合下列规定：

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。

7.3.7 电站出入口的位置应便于站内、站外交通联系，主要出入口处主干道行车道路宽度宜为6.0m。

7.3.8 电站道路设计应符合现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22的有关规定。站区应根据生产、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 发电区及易燃易爆区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。回车场的面积不应小于12.0m×12.0m。供大型消防车使用时，不应小于18.0m×18.0m。

2 消防车道宽度不应小于4.0m，道路上空有管架、栈桥等障碍物时，其净高不应小于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，宜采用水泥混凝土或沥青混凝土路面。

4 集热场宜进行分区，各分区间道路和集热场外围环行道路，行车道路宽度宜为4.0m，宜采用低等级路面。

5 集热场内部宜设置检修通道。

6 发电区内应根据设备检修要求设置检修地坪。

7.3.9 电站界围墙宜采用围栅形式，高度不应低于1.8m。

7.3.10 施工区规划应符合下列规定：

1 施工区布置应合理紧凑、方便施工和生活。

2 应按施工流程的要求安排施工临时建筑、材料设备堆场、施工作业场所及施工临时用水、用电线路路径。

3 应因地制宜地利用地形、地质条件减少场地平整土石方量。

8 集热场布置

8.1 一般规定

8.1.1 集热场应根据场地形状、集热器焦线朝向、回路数量及其型式分区布置，宜采用矩形布置，集热场区边长宜趋向相同。

8.1.2 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。

8.1.3 集热场竖向布置应综合集热场工艺要求、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 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。

2 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，并根据当地降雨量和场地土质特性等因素确定。

3 集热场台阶之间的边坡应根据地质条件采取稳定措施。

8.1.4 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，采用6m～7m。

2 环形道路和各分区间道路路面宜采用砂石或碎石路面，其路面宽度不宜小于4m，转弯半径不宜小于9m。

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的有关规定。

8.1.5 送出线路、综合管架宜沿道路架空布置，应减少阴影对集热器的影响。

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

8.1.7 集热场热力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。

8.2 集热器和传热流体回路布置

8.2.1 集热器布置应满足集热系统的工艺要求，集热器焦线朝向宜结合地理纬度、法向直接辐射量的分布等综合确定。

8.2.2 相邻集热器的间距应根据电站所在地地理纬度、集热场规模、可利用的土地面积、集热器的规格、追踪角度和集热器设备价格等因素，经综合比较后确定。

8.2.3 集热器回路宜沿分区内的热力管道母管对称布置。

8.2.4 传热流体回路布置应符合集热器检修、运行和维护的要求。

8.3 安全防护

8.3.1 防风防沙网应选择不易撕裂、不易脱落的产品。

8.3.2 集热场应设置防雷接地系统，接闪器布置应满足保护范围和减少阴影对集热器的影响要求。

9 发电区布置

9.1 一般规定

9.1.1 发电区布置应符合电站生产工艺流程的要求，满足安装、运行、检修的需要，设备布局和空间组合宜紧凑、合理。

9.1.2 发电区布置应根据设备和系统功能的要求，因地制宜地进行布置，采用集中、合并布置，功能分区明确，系统连接简捷，并满足防火、防爆、环境保护、劳动安全和职业卫生的要求。

9.1.3 发电区的建（构）筑物高度和布置应减少对集热器产生阴影和遮挡。

9.1.4 采用直接空冷时，应考虑空冷气象条件对空冷机组运行及汽机房方位的影响。

9.1.5 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。

9.1.6 对于非管道传输的辅助燃料，应根据燃料类型设计卸料场地。辅助燃料宜单独分区存放。

9.1.7 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，并避免对站外居民区的影响。

9.1.8 导热油罐区、熔融盐储罐区、天然气贮存设施应与其它生产辅助及附属建筑分开，并单独布置形成独立的区域。

9.1.9 发电区内应设置必要的检修起吊设施、检修场地及检修运输通道。

9.1.10 屋外配电装置场地裸露部分宜铺设草坪或碎石、卵石。直接空冷平台下场地宜采用混凝土地坪。

9.1.11 发电区凡有条件集中架空布置的管线宜采用综合管架进行敷设；导热油管线宜架空敷设，同时应符合管道疏放油的要求。

9.2 储热区域布置

9.2.2 熔融盐储罐、混凝土储热体、充放换热器宜露天布置。

9.2.3 固态再热储热体宜靠近汽轮机房布置。

9.2.4 熔融盐储罐区四周应设置不燃性实体防护堤。防护堤高度不应小于1米，防护堤内有效容积不应小于堤内最大单罐容量。

9.2.5 熔融盐循环泵组宜选用立式泵布置在储罐顶部。

9.3 蒸汽发生器区域布置

9.3.1 蒸汽发生器宜靠近汽机房和储热罐布置。

9.3.2 蒸汽发生器宜采用露天或半露天布置，对严寒或风沙大的地区可采用室内布置。

9.3.3 蒸汽发生器各换热器的布置应满足工艺流程、疏放及运行检修要求。

9.4 汽机房布置

9.4.1 汽轮机宜室内布置。

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

9.4.3 汽机房布置应根据自然条件、总体规划和主辅设备特点及施工场地等因素，进行技术经济比较后确定。

9.4.4 汽机房内应设置必要的检修起吊设施和检修场地，以及设备和部件检修所需的运输通道。

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

9.4.6 除氧器给水箱的布置应符合下列规定：

1 除氧器给水箱的安装标高应在汽轮机甩负荷瞬态工况下，给水泵或其前置泵的进口不发生汽化。

2 在气候、布置条件适合时，除氧器给水箱宜采用露天布置。

3 除氧器和给水箱不宜布置在集中控制室上方。除氧器和给水箱布置在集中控制室上方时，集中控制室顶板应采用混凝土整体浇灌，除氧器层的楼面应采取防水措施。

9.4.7 汽轮机油系统设备的布置应符合下列规定：

1 汽轮机主油箱、油泵、冷油器及油净化装置等设备宜布置在汽机房机头靠A列柱侧，并应远离高温管道；汽轮机贮油箱宜布置在汽机房外侧。

2 汽轮机主油箱、贮油箱、油净化装置及油系统应采取防火措施，并应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229的有关规定。

3 在汽机房外侧的适当位置应设置密封的润滑油事故排油箱或排油坑，其布置标高和排油管道的设计应满足主油箱、贮油箱、油净化装置等事故排油畅通的需要。润滑油事故排油箱或排油坑的容积不应小于一台最大机组油系统的油量。

3 在油箱的事故排油管上，应设置两个钢制截止阀，其操作手轮应设在距油箱外缘5m以外的地方，并应有两个以上的通道。

9.5 辅助加热区域布置

9.5.1 辅助锅炉宜靠近汽机房和蒸汽发生器布置。

9.5.2 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。

9.5.3 导热油防凝锅炉的布置宜靠近导热油区。

9.5.4 熔融盐初熔锅炉宜靠近储罐区设置。

9.6 集中控制室布置

9.6.2 集中控制室与电子设备间、热工设备维修间等联合布置时，可设置集中控制楼。

9.6.3 集中控制室净空高度不宜小于3.20m，吊顶以上的空间应能满足结构、暖通、电气、消防等专业的要求。

9.6.4 集中控制室的疏散出口不应少于2个。

9.6.5 集中控制室不得穿行汽、水、油等工艺管道。

9.7 维护检修场地及设施

9.7.1 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机发电机组在汽机房内检修的要求。

2 汽机房宜设置1个零米安装检修场，面积宜满足大件吊装及汽轮机翻缸的需要确定。

3 安装场地的设置宜与设备进入汽机房的位置和零米检修场统筹设计、合并设置。

9.7.2 汽机房内桥式起重机设置应符合下列规定：

1 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。

9.7.3 利用汽机房桥式起重机起吊受到限制的加热器、水泵、凝汽器端盖等设备和部件，应设置检修起吊设施。

9.7.4 汽机房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。汽机房应留有抽、装凝汽器冷却管的空间位置。

9.7.5 熔盐泵组布置区域、导热油泵房、储热传热区域、蒸汽发生器区域应留有设备维护检修空间和检修设施。

9.7.6 检修起吊设施应符合下列规定：

1 室内布置有起重量为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 室内布置有起重量为3t及以上并经常使用的设备宜设置电动起吊设施。

3 室内布置有起重量为10t及以上的设备应设置电动起吊设施。

4 在汽机房内不便设置固定维护检修平台的地方可设置移动升降检修设施。

5 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。

9.7.7 汽机房内各主、辅机应有必要的检修空间，安放场地、运输通道、运行和检修通道。汽机房底层的纵向运输通道宜贯穿直通，并应在其两端设置大门，应在汽轮机零米检修场合适位置设置大门，并应与厂区道路相连通。

9.8 综合设施

9.8.1 电气用的总事故贮油设施和电气设备的贮油或挡油设施的设置应符合下列规定：

1 发电区设置电气用的总事故贮油池，其容量应按最大1台变压器的油量确定，总事故贮油池应设置油水分离设施。

2 电气设备的贮油或挡油设施应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229的有关规定。

9.8.2 热力系统化学加药装置和水汽取样装置宜相对集中布置在加药设备及系统附近。加药装置所需药品存放的仓库可设置在加药装置附近。

9.8.3 柴油发电机房的布置应有良好的通风环境，不受雨水、雪、过度高温等因素影响。

10 集热系统及设备

10.1 一般规定

10.1.1 集热系统规模应根据太阳能直辐射资源条件、太阳倍数及集热器性能指标等进行技术经济比较确定。

10.1.2 集热系统设备应包括聚光器、吸热器等，各设备规格应满足相互匹配的要求。

10.1.3 聚光比应根据热传流体参数、直接辐射条件、集热系统效率、集热器性能指标等进行技术经济比较确定。

10.1.4 集热系统及设备应采取相应的防护措施，符合防火、防爆、防潮、防尘、防腐、防冻等要求。

10.2 集热器

10.2.1 集热器选型应符合下列规定：

1 聚光器和吸热器等部件设计应满足集热系统工艺要求。

2 集热器设计载荷选取应根据当地气象及地质条件确定。

3 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。

4 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。

10.2.2 聚光器应符合下列要求：

1 聚光器支架应符合下列要求：

1） 支架设计应根据当地气象条件选用材料和结构型式，满足地震、风载、雪载等要求。支架强度、刚度应满足聚光与跟踪精度要求。

2） 支架与基础连接宜采用螺栓连接。

3） 支架防腐设计应根据当地气候条件满足本标准3.0.10条设计使用年限要求。

4） 支架高度应预留一次反射镜的运行空间。

5） 支架与支架之间的连接应采用螺栓、铆接等方式，不宜采用焊接方式。

2 聚光器反射镜及其支撑构件应符合下列规定：

1）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）反射镜应满足集热器性能要求；

3）反射镜应设置保护层，保护层应满足抗磨蚀、抗老化等要求。

4）反射镜及其支撑构件在保护状态下应满足抗风沙和抗冰雹冲击等性能要求。

5）聚光器反射镜安装倾角应具有可调节性。

6）一次反射镜支撑构件同聚光器支架的连接宜采用滚动连接。

3 驱动与跟踪系统应符合下列要求：

1）跟踪精度应根据集热器的整体性能进行技术经济性比较确定。

2）驱动装置类型应根据项目地气象条件并结合聚光装置的结构特点确定，可采用电动或液压驱动方式。

3）驱动装置的设计应满足一次反射镜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一次反射镜转至保护位置的要求。

4）驱动与跟踪系统宜设置防风位置、防冰雹位置和清洗/清扫位置的一键到位功能。

4 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支架上，且应能与驱动支架相匹配，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/清扫等需要。

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一次反射镜旋转至保护位置的供电要求。

10.2.3 吸热器应符合下列要求：

1 集热管宜选用真空集热管，并应符合下列要求：

1）真空集热管材质应满足传热流体的特性要求。

2）真空集热管设计温度和设计压力应与系统内传热流体工作温度和工作压力相匹配。

3）真空集热管的透过比、吸收比、发射比、真空度等参数应满足集热管性能要求。

4）真空集热管的涂层应能承受集热器聚焦下的热流密度，同时应能满足电站运行温升梯度要求。

5）真空集热管应设有长效真空维持装置。

6）真空集热管宜设有真空度指示标识。

7）真空集热管玻璃外管应满足抗腐蚀、抗老化、抗风沙等要求。

2 集热管支架应在不同工作状态下给予集热管支撑和保护，满足集热管因工作温度变化引起的膨胀或收缩的要求。

3 集热管支架设计应符合现行国家标准《钢结构设计规范》GB 50017和《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018的有关规定。

10.2.4 集热系统的阀门应符合下列要求：

1 阀门的选型及配置应满足传热流体特性、工作温度及工作压力要求。

2 阀门宜采用焊接工艺。

3 导热油、熔盐作为传热流体时每个集热器回路进口、出口处应安装隔离阀，且隔离阀前后均应设置安全泄放阀及泄放管道。

4 水/蒸汽作为传热流体的集热器出口与隔离阀间宜设置安全阀。

5 水/蒸汽作为传热流体的集热系统在蒸汽管道过长时，靠近汽轮机组的蒸汽管道上应设置安全阀。

6 集热场分区的高温母管上宜装设隔离阀。

7 集热系统中阀门宜采用集中低位布置。

10.3集热系统辅助设施

10.3.1 水/蒸汽作为传热流体的集热辅助设施设计应符合下列规定：

1 集热系统宜在集热场设置启动疏水箱、疏水泵和扩容器。

2 宜在吸热器蒸发段与过热段之间设置汽水分离器，汽水分离器容积根据蒸发段传热流体特性确定。

3 过热段吸热器应设置减温装置。

4 管路系统应根据传热流体的性质、防冻要求设置坡度、疏放口和排气口。

10.3.2 导热油作为传热流体时，集热辅助设施设计应符合下列规定：

1 集热系统辅助设施应选择耐腐蚀的材料。

2 宜在母管设置蒸馏/分馏装置。

10.3.3 膨胀补偿器应符合下列要求：

1 集热器对外接口应设置膨胀补偿器。

2 补偿器可采用旋转接头、波纹管补偿器、L形补偿器、Z形补偿器或方形补偿器等。

3 旋转接头旋转范围应满足集热管热膨胀要求。

4 补偿器的材质应根据传热流体特性确定。

5 补偿器设计温度及设计压力应与系统内传热流体工作温度和工作压力相匹配。

6 旋转接头应耐磨，波纹管补偿器、L形补偿器、Z形补偿器和方形补偿器应满足抗疲劳要求。

7 宜设置膨胀量在线监测装置实时监测补偿器的补偿量。

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

10.3.5 聚光器及集热管应配置清洗/清扫装置，并应符合下列要求：

1 应为可移动式；

2 清洗/清扫方式应根据当地气象条件进行经技术经济比较后确定，宜采用干式擦洗、水清洗或压缩空气清洗等方式。

3 在寒冷地区，清洗/清扫装置宜设置镜面除雪及除霜功能。

10.3.6 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中的有关规定。

2 真空集热管之间连接部位应设置保温措施。

3 保温结构不应影响旋转接头转动。

10.3.7 导热油作为传热流体的集热系统宜在母管设置蒸馏/分馏装置。

10.3.8 集热系统应设置符合自身系统特性的移动式检修装置，检修装置可集成于清洗/清扫装置。

11 热传输系统及设备

11.1 一般规定

11.1.1 热传输系统的设计热负荷应采用设计点的热负荷。

11.1.2 传热流体选择应符合下列要求：

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，运动粘度低。

4 使用温度高，凝点低。

5 闪点高、自燃点宜高于运行温度，无腐蚀或低腐蚀。

11.1.3 传热流体可采用水/蒸汽或导热油或熔融盐，传热流体的选择应经综合比较后确定。

11.1.4 传输系统宜按户外安装和使用条件设计，在寒冷地区，循环泵宜室内布置。

11.1.5 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105%~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，任何1台循环泵停用时，其余循环泵应能满足系统总流量。

3 热传输系统循环泵的扬程应按下列各项之和计算：

1）额定流量热传输系统管道的沿程阻力及管件局部阻力，另加10%的裕度；

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%的裕度。

11.1.6 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。

11.1.7 工艺系统设计应符合下列规定：

1 传热系统的受压元件及管道附件材料应满足介质工作温度范围内的许用应力要求和介质对材料的长期腐蚀特性要求。

2 热传输系统管道及配件应采用焊接连接。

3 导热油介质配件不应采用铸铁或有色金属，可采用密封性好、容易安装的不锈钢缠绕柔性石墨垫片。熔融盐介质配件可采用金属垫片。

4 管道应采取保温措施，法兰连接处不宜加保温材料。

5 系统中流动不畅部分管道应采取伴热措施。

11.2 传热流体储存、膨胀系统

11.2.1 导热油作为传热流体的热传输系统应设膨胀罐、溢流油罐、溢流回油泵、氮气系统。

11.2.2 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。

11.2.3 膨胀罐和溢流油罐的调节容积不应小于全系统中导热油在工作温度下膨胀所增加容积的1.3倍。

11.2.4 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。

11.2.5 膨胀罐和溢流油罐的气相空间应采用氮气覆盖。

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

11.2.7 溢流油罐工作压力应与膨胀罐相同。

11.2.8 在寒冷地区，溢流油罐宜设置伴热装置。

11.2.9 系统内设置溢流油罐时应设置2台溢流回油泵，其中1台备用。

11.2.10 氮气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内。

11.2.11 膨胀罐、溢流油罐的防爆门宜排放到耗散回收系统的回收扩容器。

11.2.12 水/蒸汽作为传热流体的热传输系统宜配置疏水/排污扩容器。

11.2.13 水/蒸汽作为传热流体的热传输系统宜配置除氧器。

11.2.14 疏水箱宜分回路或区域分布。

11.3 传热流体耗散回收系统

11.3.1 导热油作为传热流体的热传输系统应设置耗散回收系统，耗散回收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。

11.3.2 耗散回收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。

11.3.3 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。

11.3.4 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%的裕度。

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。

11.3.5 耗散回收系统的高沸物处理系统应设置1台回收闪蒸扩容器。

11.3.6 净化系统应设置污油罐。

11.3.7 水/蒸汽作为传热流体的热传输系统应安装水质在线监测装置。

11.3.8 水/蒸汽作为传热流体的热传输系统应设置连续排污扩容器。

11.4 传热流体防凝系统

11.4.1 电站应设置传热流体防凝系统，防凝系统防凝热功率应大于历史极端最低气温条件下全厂传热流体系统热损失。

11.4.2 防凝装置设置数量不应少于2套，其中1套停用时，另1套应能满足系统防凝热功率要求。

11.4.3 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。

11.4.4 防凝泵的扬程应按下列各项之和计算：

1 传热流体管道的沿程阻力及管件局部阻力，另加20%的裕度。

2 热储存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%的裕度。

5 防凝加热系统设备阻力。

14.4.5 热传输系统的防凝热源可为天然气锅炉、电加热/电伴热源和热储存系统热源。

11.4.6 水/蒸汽作为传热流体的热传输系统的热源可为汽轮机乏汽热源。

11.5 辅助系统

11.5.1 辅助系统应设置传热流体注入系统，该系统应能将传热流体注入循环系统。

11.5.2 导热油传热流体注入系统应设置1台~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。

11.5.3 熔融盐初始熔化设备应根据熔融盐总量及允许初熔时长确定，可选择燃料加热或电加热形式。

11.5.4 熔融盐吸热器或水/蒸汽传输系统宜设置独立的空压机，当满足吸热器安全性和经济性时，可与仪用空压机合并设置。

11.5.5 熔融盐管道及换热器或水/蒸汽传输系统的疏水管道系统应设置电伴热。

12 热储存系统及设备

12.1 一般规定

12.1.1 太阳能热发电站热储存系统选择应根据集热系统传热流体、储热介质供应条件、电网对太阳热发电站电能输出的要求，经技术经济分析比较后确定。

12.1.2 热储存系统额定容量宜结合集热系统配置、汽轮机额定功率以及电网调度灵活性等因素，经过技术经济性比较后确定。

12.1.3 水/蒸汽作为传热流体的热储存系统宜采用固态储热。

12.1.4 熔融盐作为传热流体的热储存系统宜选用熔融盐储热。

12.1.5 热储存系统最大储热功率应根据集热场至热储存系统的最大输出功率及设计弃热量等因素确定。

12.1.6 热储存系统应配备储热介质循环备用泵。

12.1.7 热储存系统应设置泄露报警系统。

12.1.8 热储存系统区域应设计操作人员紧急疏散通道。

12.1.9 热储存系统应设置监测系统。

12.1.10 热储存系统及管道保温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的有关规定。

12.2 储热介质储存系统

12.2.1 储热介质的选择应符合下列要求：

1. 比热容大。
2. 热稳定性和化学稳定性好。
3. 导热系数高。
4. 使用温度范围适当。
5. 在使用温度范围内无毒或低毒、无腐蚀或低腐蚀、无易燃易爆危险。
6. 对流换热系数大。
7. 不同状态间转化时，体积变化率小。
8. 液态时，粘度低。
9. 热膨胀系数适当。

12.2.2 储热介质的总质量应根据介质热物性、电站运行模式、储热发电小时数、介质使用温度范围、汽轮机组热效率、储热—放热热效率、热储存系统可用率等因素确定。

12.2.3 耐热混凝土配合比设计应符合下列要求：

1 耐热混凝土应选用比热容大、热导率高的原材料。

2 耐热混凝土线性热膨胀系数应与选用的换热管材质线性热膨胀系数相接近。

3 耐热混凝土配合比应利于高温下混凝土结构内水蒸汽的溢出。

4 耐热混凝土强度应符合现行行业标准《耐热混凝土技术规程》YB/T 4252的有关规定。

5 耐热混凝土宜根据技术经济性添加增强导热系数的辅料。

6 耐热混凝土配比应满足施工工艺要求，应根据施工时的流动性、塌落度、沁水性、结构型式、运输方式和距离、泵送高度、浇筑和振捣方式以及工程所处环境条件等因素确定。

12.2.4 耐热混凝土作为储热介质时，热储存设备应符合下列规定：

1 热储存设备应由多个储热模块组成，单个储热模块应由耐热混凝土原材料与换热组件通过胶凝作用形成独立整体。

2 储热模块应根据汽轮机需求设置过热模块或再热模块，过热模块或再热模块应分别设置不少于2座。

3 各储热模块之间应设置膨胀缝。

4 储热模块的换热能力和内部结构布置应根据汽轮机需求、运行模式设计。

5 储热模块内换热组件与储热混凝土应设置热膨胀缓冲层。

6 储热模块长度应根据换热管加工经济性的长度尺寸确定。

12.2.5 熔融盐作为储热介质时，热储存设备的选择应符合下列规定：

1 熔融盐作为显热储热介质时，宜采用冷、热双罐存储，熔融盐作为潜热储热介质时，宜采用单罐存储。

2 熔融盐显热储热应采用拱顶储罐。

3 储罐有效容积应为熔融盐总体积的1.15倍～1.20倍。

4 罐体高径比应根据熔盐泵体长度确定。

5 罐体内宜设温度均衡装置。

6 罐体应设置熔融盐疏放口和保温式安全阀。

7 储罐材料应满足介质工作温度范围内的许用应力要求和熔融盐对材料的长期腐蚀特性。

8 罐壁厚度应根据罐体尺寸、材料性能、载荷条件、设计寿命和腐蚀速率等确定。

12.3 储热介质传热系统

12.3.1 耐热混凝土传热系统的换热组件应选用承压金属换热管道，并应符合下列规定：

1 换热组件宜采用带增强换热片类的结构。

2 浇筑在混凝土内的换热组件应满足在设计年限内正常使用不更换。

3 传热系统宜采用水/蒸汽作为传热流体。

12.3.2 熔融盐-导热油传热系统的熔融盐流量选择应根据汽轮机额定工况主蒸汽流量条件、热交换器进出口的导热油温度、导热油流量、热交换器效率、冷/热罐熔融盐运行温度等确定。

12.3.3 熔盐泵选型应符合下列规定：

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

2 当处于热释放状态时，高温熔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，加10%的裕量；

3）熔融盐在换热器中的流动总阻力，另加10%的裕量；

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%的裕量；

5）冷储罐熔融盐出口压力。

3 当处于满负荷储热状态时，冷熔盐泵扬程应为下列各项之和：

1）冷储罐最低工作液位时的高-低温储罐内液位间静压差；

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

3）熔融盐在换热器中的流动总阻力，另加10%的裕量；

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

5）热罐熔融盐出口压力。

4 熔盐泵宜采用立式液下泵，应采用变频调速形式。

5 熔盐泵与管路连接宜采用焊接方式。

12.3.4 熔融盐-导热油换热器选型应符合下列规定：

1 换热器双向流动、双向换热。

2 换热器出力应根据汽轮机额定工况主蒸汽流量条件确定。

3 可选择管式换热器或板式换热器。

4 设置熔融盐疏放系统。

12.3.5 传热系统管路设计应符合下列规定：

1 熔融盐系统应设置旁路系统。

2 熔融盐系统管道应设置能使热储存系统停止运行时将管道内熔融盐全部回流至储罐体内，防止有熔融盐在管道内滞留的机构。

3 设置低位熔融盐疏放口，引接至熔融盐疏放容器。

4 设置绝热层和电伴热。

12.3.6 耐热混凝土热储存系统应设置高压凝结水箱，并符合下列规定：

1 凝结水箱液位顶标高宜低于固态储热模块底标高。

2 凝结水箱容积应结合集热场循环泵额定流量确定。

12.4 辅助设施

12.4.1  耐热混凝土热储存系统应设置混凝土烘干系统，并应符合下列规定：

1 烘干系统宜采用电站集热场提供作为热量来源。

2 烘干蒸汽升温系统出力应根据储热容量、蒸水时长、含水率等确定。

12.4.2 熔融盐初始熔化系统应符合下列规定：

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。

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。

12.4.3 氮气系统设计应符合下列规定：

1 热储存系统氮气系统宜与全厂氮气系统合用。

2 热罐和冷罐间应设氮气平衡管。

3 储热区宜设氮气缓冲装置；应设氮气泄压装置。

12.4.4 防凝系统设计应符合下列要求：

1 可采用电加热，也可采用辅助燃烧加热。

2 熔融盐储罐内应设电加热装置。

12.4.5 在储热罐区应设熔融盐隔离区域，隔离区域的容积应能够容纳全部储热介质，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。

12.4.6 储热罐区的熔盐泵、熔融盐管道和熔融盐阀门的设置应方便检查和操作。

12.4.7 换热器区域应设置支撑平台、检修平台和楼梯。

13 蒸汽发生系统及设备

13.1 一般规定

13.1.1 蒸汽发生系统应根据热传输系统出口和入口处传热流体的工作压力和温度，在确定新蒸汽温度和给水温度后，结合汽轮机设计，确定系统的设置和设备选型。

13.1.2 蒸汽发生系统最大连续蒸发量宜与汽轮机调节阀全开时的进汽量相匹配。

13.2 蒸汽发生系统

13.2.1 采用导热油和熔融盐作为传热流体的蒸汽发生系统，主要换热设备宜按2×50%容量配置。

13.2.2 蒸汽发生系统应具备过热器、再热器汽温控制调节手段。

13.2.3 配套辅助系统应具备低温防凝、易凝结介质排空等功能措施。

13.2.4 热储存系统采用混凝土型式时，内换热管与储热混凝土应设置缓冲层匹配热膨胀。

13.2.5 蒸汽发生器熔融盐循环泵组出口流量应按蒸汽发生器最大设计热负荷确定。

13.2.6 蒸汽发生器熔融盐循环泵组应采用调速泵，其配置宜与给水泵配置相协调，应不少于2台，且1台备用。

13.2.7 蒸汽发生器熔融盐循环泵的扬程应按蒸汽发生器熔融盐最大流量工况，计算包括熔融盐输送管道、阀门以及设备的各项阻力。总扬程应按下列各项之和计算：

1 高温熔融盐储罐内熔融盐最低工作液面至泵吸入口的静压，取负值。

2 高温熔融盐储罐最低工作液面与泵出口至低温熔融盐储罐入口熔融盐系统流程中最高位置之间的静压，熔融盐系统应包括泵出口至低温熔融盐储罐熔融盐入口熔融盐流程内所有管道及设备。

3 泵本体出口与泵本体出口至低温熔融盐储罐内熔融盐分配管出口熔融盐系统流程中最高位置之间管道沿程阻力、局部阻力及设备本体阻力，并考虑10%的裕量。

4 低温熔融盐储罐分配管出口与低温熔融盐储罐最高液位之间的静压。

5 泵本体出口至低温熔融盐储罐内熔融盐分配管出口熔融盐系统流程中最高位置与低温熔融盐储罐内熔融盐分配管出口之间管道沿程阻力、局部阻力及设备本体阻力，并考虑10%的裕量。当泵本体出口至低温熔融盐储罐内熔融盐分配管出口熔融盐系统流程中最高位置与低温熔融盐储罐最高液位的高度差产生的静压大于计算值时，则泵总扬程计算中不需要计入。

13.2.8 调温泵宜设置2台，且1台备用，并应采用调速泵。

13.2.9 调温泵的流量应满足各级换热器熔融盐入口温度不超过换热器设计温度的要求，同时满足汽轮机组变负荷时，过热器及再热器出口蒸汽温度不超过汽轮机入口允许值。

13.3 蒸汽发生设备

13.3.1 蒸汽发生系统设备应符合现行行业标准《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 R0004、《电力工业锅炉压力容器监察规程》DL 612和《电站锅炉压力容器检验规程》DL 647的有关规定。

13.3.2 过热蒸汽及再热蒸汽系统压降及温降应符合下列规定：

1 过热器出口及汽轮机进口的压降，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5℃。

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℃。

13.3.3 蒸汽发生系统汽水侧安全阀配置应符合下列规定：

1 蒸汽发生系统的蒸汽发生设备、过热器、再热器系统均应装设安全阀，其要求应符合现行行业标准《电站锅炉安全阀应用导则》DL/T 959的有关规定。

2 采用100%带安全阀功能的减温、减压、安全三用阀高压旁路，当高压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《电力工业锅炉压力容器监察规程》DL 612的有关规定时，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。

13.3.4 蒸汽发生系统导热油、熔融盐侧安全阀配置应符合下列规定：

1 蒸汽发生系统设备安全阀设置应符合现行行业标准《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG R0004的有关规定。

2 蒸汽发生系统设备出口管道设有关断阀的，应设置相应的泄压旁路装置。

14 汽轮机设备及系统

14.1 汽轮机设备

14.1.1 汽轮机蒸汽参数应以提高机组循环效率为原则确定。蒸汽温度应根据吸热介质设计温度、储热工艺确定。

14.1.2 采用熔融盐储热时，汽轮机回热系统加热器宜采用小旁路。

14.1.3 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的有关规定，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的有关规定。

14.1.4 汽轮机应按照电力系统负荷的要求，承担不同性质负荷，应满足电站频繁、快速启动的要求，具有在低负荷工况下稳定运行能力。

14.1.5 汽轮机的背压和凝汽器的面积，应按工程水文气象条件，结合机组运行模式计算后确定。空冷汽轮机的额定背压应根据空冷系统的设计气温经冷端优化计算后确定；湿冷汽轮机的额定背压应根据循环水系统的设计水温经冷端优化计算后确定。

14.1.6 干旱指数大于1.5的缺水地区，宜选用空冷式汽轮机。

14.1.7 汽轮机额定功率及其他功率宜符合现行国家标准《固定式发电用汽轮机规范》GB/T 5578的有关规定。空冷机组额定功率和最大功率应按下列要求确定：

1 额定功率的确定宜符合下列条件：

1）在额定的主蒸汽和再热蒸汽参数及规定的背压和补给水率条件下。

2）主蒸汽流量为额定进汽量。

3）扣除非同轴励磁、润滑及密封油泵等的功耗。

4）在发电机额定功率因数、额定冷却水温条件下。

5）在寿命期内保证的发电机端输出的连续功率。

6）在该功率下考核机组热耗率。

注：规定的背压指额定背压；规定的补给水率亚临界及以下参数机组为3%，亚临界以上参数为1.5%，当考核机组热耗时，补给水率为0。

2 最大功率的确定宜符合下列条件：

1）在规定的主蒸汽和再热蒸汽参数及规定的背压和补给水率条件下；

2）主蒸汽流量为汽轮机最大进汽量；

3）扣除非同轴励磁、润滑及密封油泵等的功耗；

4）在发电机额定功率因数、额定冷却水温条件下，发电机端输出的功率。

注：规定的背压指额定背压，规定的补给水率为0。

14.1.8 再热系统参数和回热系统参数应根据热储存系统和蒸汽发生系统参数确定。

14.1.9 汽轮机进汽参数应根据吸热器出口参数、管道传热过程中的压力和温度损失及热储存系统性能进行确定外，并应符合下列规定：

1 水作为吸热介质时，宜根据主蒸汽管道的减温、减压设备确定汽轮机的进汽参数。

2 水作为吸热介质时，宜根据吸热器出口参数和混凝土热储存系统性能确定不同汽轮机的进汽参数。

3 导热油/熔融盐作为传热介质时，宜根据蒸汽发生器性能确定汽轮机的进汽参数。

14.2 主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统

14.2.1 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。

14.2.2 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、蒸汽发生器的特性和电网对机组运行方式的要求，并结合蒸汽发生器和汽轮机的启动参数匹配后确定。

14.3 给水系统及给水泵

14.3.1 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110%。

14.3.2 导热油/熔融盐作为传热流体的热传输系统的给水泵的扬程应为下列各项之和：

1 蒸汽发生器最大连续蒸发量时的给水量，从除氧器给水箱出口至蒸汽发生器进口给水流动的总阻力，另加10%裕量。

2 蒸汽发生系统各级换热器中的最高水位与除氧器给水箱正常水位间的水柱静压差。

3 从蒸发器设备出口至过热器入口蒸汽流动的总阻力，另加10%裕量。

4 过热器出口要求的蒸汽压力。

5 除氧器额定工作压力，取负值。

6 蒸汽发生器系统各设备本体的阻力，当采用汽包型蒸发器时，蒸发器设备本体阻力应为蒸发器给水入口至汽包饱和蒸汽出口之间的阻力，包括汽水分离器阻力。

7 蒸汽发生器启动预热器、低负荷预热器、高压加热器等附属设备的水侧阻力。

14.3.3 水/蒸汽作为传热流体的热传输系统的给水泵的扬程应为下列各项之和：

1 汽轮机最大连续功率工况的给水量，从除氧器给水箱出口至耐温混凝土热储存系统进口给水流动的总阻力，另加10%裕量。

2 耐高温混凝土热储存系统的最高水位与除氧器给水箱正常水位间的水柱静压差。

3 耐温混凝土热储存系统蒸发模块、汽水分离器和过热模块、集箱和管道水/蒸汽流动总阻力，另加10%裕量。

4 耐温混凝土热储存系统的过热模块出口要求的蒸汽压力。

5 除氧器额定工作压力，取负值。

6 各级高压加热器等附属设备的水侧阻力。

14.3.4 高压加热器换热面积计算应以汽轮机最大连续功率工况为设计工况，并留有10%的面积裕量，并应校核汽轮机最大进汽量工况的给水流量。对具有快速切负荷功能的机组，还应加上高压旁路所需的喷水流量，介质流速不应超过标准的规定值。

14.4 除氧器及给水箱

14.4.1 除氧器的总出力应按全部蒸汽发生器最大连续蒸发量的给水量确定。每台机组宜设置1台除氧器。

14.4.2 给水箱的储水量宜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，不宜小于15min的最大给水消耗量。

14.4.3 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，不应小于下列各款之和：

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。

14.4.4 在除氧器内可设置启动电加热器，满足回热系统启动预热需求。

14.4.5 除氧器系统的设计应采取防止除氧器过压爆炸的措施。

14.5 凝结水系统及凝结水泵

14.5.1 凝汽式机组的凝结水泵的台数、容量应符合下列规定：

1 凝结水泵的总容量应满足输送最大凝结水量的要求，最大凝结水量应为下列各项之和的110%：

1）汽轮机最大进汽工况时的凝汽量；

2）进入凝汽器的经常补水量和经常疏水量；

3）当低压加热器疏水泵无备用时，可能进入凝汽器的事故疏水量；

4）其他杂项用水。

2 每台机组宜设置2台调速凝结水泵，每台容量为最大凝结水量的110%。也可设置3台凝结水泵，单台容量应为最大凝结水量的55%，其中1台应为备用。

14.5.2 凝结水泵的扬程应为下列各项之和：

1 从凝汽器热井到除氧器凝结水喷雾头入口之间管道和附件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时，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%的裕量。

2 除氧器凝结水入口与凝汽器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压力。

4 除氧器最大工作压力，另加15%裕量。

5 凝汽器系统的最高真空。

6 凝结水系统设备本体的阻力。

14.5.3 低压加热器换热面积计算宜以汽轮机最大连续功率工况为设计工况，并留有10%的面积裕量，并应校核汽轮机最大进汽量工况下，介质流速不宜超过标准的规定值。

14.5.4 低压加热器的疏水泵宜设1台，不设备用。但低压加热器的疏水应设有回流至凝汽器的旁路管路。

14.5.5 低压加热器疏水泵的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喷雾头入口的介质流动阻力应按汽轮机最大凝结水量对应工况计算，另加10%裕量。

2 除氧器凝结水入口与低压加热器最低水位间的水柱静压。

3 除氧器最大工作压力，另加15%的裕量。

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。

14.6 疏放水系统

14.6.1 热力系统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。

14.6.2 疏放水应回收至凝汽器系统或其他设备。

14.7 辅机冷却水系统

14.7.1 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水量、水温和水质的不同要求合理确定。

14.7.2 转动机械轴承冷却水中以CaCO3 计的碳酸盐硬度宜小于250mg/L，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。

14.7.3 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，当水质满足辅机冷却水质要求时，宜采用开式循环冷却水系统；水质不能满足辅机冷却水质要求时，宜采用开式循环和闭式循环相结合的冷却水系统。

2 以海水作为辅机冷却水源时，不宜用海水直接冷却的辅机设备，宜采用闭式循环冷却水系统，闭式循环冷却水热交换器宜由海水作为冷却水源。

3 以再生水作为辅机冷却水源时，不宜用再生水直接冷却的辅机设备，宜采用闭式循环冷却水系统，闭式循环冷却水热交换器宜采用再生水作为冷却水源。

4 湿冷机组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。

5 缺水地区宜采用闭式循环冷却水系统。

14.7.4 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。系统宜设2台65%换热面积的热交换器。

14.7.5 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%。水泵的扬程应满足按最大冷却水量计算的系统管道最大阻力，另加10%裕量。

14.7.6 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。需要设置时，宜设2台升压水泵，单台升压水泵的容最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20%的裕量。

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。

14.7.7 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。

14.7.8 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。

14.8 凝汽器及其辅助设施

14.8.1 采用湿冷机组时，凝汽器宜设置胶球清洗装置。

14.8.2 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，可采用射汽抽汽器或其他抽汽方式。

14.8.3 凝汽器的管板与管束的材质应根据循环水水质确定，材质的选择应符合现行行业标准《发电厂凝汽器及辅机冷却管选材导则》DL/T 712的有关规定。

15 水处理设备及系统

15.1 水质及水的预处理

15.1.1 水处理系统的设计应根据全部可利用水源近年的水质全分析资料，水质全分析资料应符合下列规定：

1 地表水、再生水等应为1年逐月资料。

2 地下水、矿井排水、海水等应为1年各季资料。

3 对于海水还应取得取水口1年逐月海水水温资料。

15.1.2 预处理工艺应根据原水水质、后续处理工艺对水质的要求、处理水量和试验资料，以及类似电厂的运行经验，并结合当地条件，经技术经济比较确定。

15.1.3 预处理的系统设计、设备选择和设备布置应符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068-2014的有关规定。

15.2 水的预脱盐

15.2.1 水的预脱盐工艺应根据水源类型、水质特点及站址条件等因素确定。

15.2.2 对于非海水水源，当其含盐量高于400mg/L或有机物含量高或活性硅含量高时，宜采用反渗透预脱盐工艺。

15.2.3 海水淡化系统的设计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的有关规定。

15.2.4 预脱盐的系统设计、设备选择和设备布置应符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068-2014的有关规定。

15.3 除盐水处理系统

15.3.1 除盐水处理系统应根据进水水质、除盐水水质要求、水量、当地条件等因素，经技术经济比较确定。

15.3.2 除盐水处理系统的正常出力应满足电站正常运行所需的补充水量，并应考虑机组启动或事故而增加的水处理设备出力，水工质类光热电站还应考虑太阳岛的启动损失。光热电站水汽损失应按下表15.3.2计算。

表15.3.2 线性菲涅耳式太阳能光热发电站水汽损失

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 损失类别 | 水汽损失 |
| 1 | 取热系统水汽循环损失 | 为最大连续蒸发量的2%~3% |
| 2 | 取热系统或蒸汽发生器排污损失注1 | 根据计算或蒸汽发生器厂家资料，但不小于0.3% |
| 3 | 间接空冷机组循环冷却水损失 | 根据具体工程情况确定 |
| 4 | 闭式热水网损失 | 热水网循环水量的0.5%～1.0%或根据具体工程情况确定 |
| 5 | 镜面清洗水损失 | 根据具体工程情况确定注2 |
| 6 | 厂外供汽损失 | 根据具体工程情况确定 |
| 7 | 其它用汽、用水损失 | 根据具体工程情况确定 |
| 8 | 厂外供除盐水量 | 根据具体工程情况确定 |
| 9 | 热储存系统水汽循环损失注3 | 为最大连续蒸发量的2%~3% |
| 10 | 热储存系统蒸汽发生器排污损失 | 根据计算或蒸汽发生器厂家资料，但不小于0.3% |

注：1 对于凝汽式机组，排污率不宜超过1.0%；对于供热机组，排污率不宜超过2%。

 2 反射镜的清洗强度可按0.6L/(m2.次)考虑。

 3 水/蒸汽传热介质的光热电站需考虑热储存系统水汽循环损失和蒸汽发生器排污损失，热储存系统为白天运行、夜间停运的间断运行方式，设计除盐系统出力宜按夏季最长运行工况考虑。

15.3.3 除盐水处理系统应符合下列规定：

1 一套（台）设备检修时，其余设备应能满足全厂正常补水的要求。

2 采用反渗透等预除盐装置时，水处理系统出力除应满足正常补水量外，同时还应满足在7d内贮存满全部除盐水箱的要求。

15.3.4 除盐水箱的容量应满足工艺和调节的需要。

15.3.5 除盐的系统设计、设备选择和设备布置应符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068-2014的有关规定。

15.4 凝结水精处理

15.4.1 电站凝结水精处理系统的设置应根据蒸汽发生器的运行方式确定。循环倍率为1，全部凝结水应进行精处理；循环倍率大于1，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。凝结水精处理系统还应符合下列规定：

1 对于湿冷和间接空冷机组，当机组启动频繁时，宜设置除铁装置，除铁装置可不设备用设备。

2 直接空冷机组宜设置除铁装置，除铁装置可不设备用设备。

3 混合式间接空冷机组应设置除铁和除盐装置，除铁装置可不设备用设备，除盐装置宜设备用设备。

15.4.2 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。

15.4.3 机组设置凝结水精处理装置时，每台机组应分别设置1套精处理装置。精处理装置的树脂应采用体外再生方式进行再生，宜2台机组合用1套再生装置。

15.4.4 凝结水精处理的系统设计、设备选择和设备布置应符合现行行业标准《发电厂化学设计规范》DL 5068-2014的有关规定。

15.5 热力系统的化学加药和水汽取样

15.5.1 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 蒸汽发生器循环倍率为1，炉水宜采用全挥发加药处理；蒸汽发生器循环倍率大于1，炉水宜采用碱性处理。

15.5.2 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系统控制的输入信号。

15.6 冷却水处理

15.6.1 冷却水的处理系统应根据冷却方式、全厂水量平衡、冷却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。

15.6.2 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排污量及浓缩倍数。采用非海水水源时，浓缩倍数不宜小于3.5。采用海水水源时，浓缩倍数宜为1.5～2.0。

15.6.3 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 50050的有关规定。

15.7 清洗水处理

15.7.1 反射镜与真空集热管清洁宜采用节水型清洗装置。采用水冲洗时，清洗水可采用软化水、反渗透产水或除盐水。

15.7.2 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，相关的除盐处理系统设备容量应相应增加，并符合下列规定

1 增加的系统出力应能在反射镜2个清洗批次的时间间隔内累积1个批次的清洗耗水量。

2 增加的水箱容积应能满足反射镜一个清洗批次的清洗耗水量。

15.8 废水处理

15.8.1 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设置，废水经处理后复用或达标排放。

15.8.2 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范》DL/T 5046的有关规定。

15.9 药品储存

15.9.1 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。

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

16 信息系统

16.1 一般规定

16.1.1 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、分布实施。

16.1.2 电站信息系统的总体规划与建设应满足企业信息化要求。

16.1.3 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。

16.1.4 信息系统的设计应符合安全防护要求。

16.2 全厂信息系统的总体规划

16.2.1 信息系统宜包括管理信息系统、生产视频监控系统，可包括安全防范系统、视频会议系统。

16.2.2 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。

16.2.3 信息系统应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。

16.2.4 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。

16.3 管理信息系统

16.3.1 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。

16.3.2 建设期管理信息系统功能应包括进度管理、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。

16.3.3 生产期管理信息系统功能应包括生产管理、设备管理、经营管理、行政管理、综合查询、系统维护等。

16.4 安全防范系统

16.4.1 电站可根据需要设置安全防范系统，安全防范系统设计宜符合现行国家标准《安全防范工程技术规范》GB 50348的有关规定。

16.4.2 安全防范系统可包括入侵报警系统、安防视频监控系统和出入口控制系统等。

16.4.3 入侵报警系统应符合下列规定：

1 入侵报警系统范围宜包括厂界围墙和重要区域。

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的有关规定。

16.4.4 安防视频监控系统设计应符合下列规定：

1 安防视频监控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、综合楼等。

2 安防视频监控系统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的有关规定。

16.4.5 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、配电间等重要房间门口。

2 出入口控制系统应符合现行国家标准《出入口控制系统工程设计规范》GB 50396的有关规定。

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。

16.5 生产视频监控系统

16.5.1 生产视频监控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。

16.5.2 生产视频监控系统应设置与管理信息系统的接口。

16.5.3 应在最高建筑物设置天气摄像头，天气摄像头应可360旋转，应正确清晰的显示天空颜色、灰度、云量等信息。

16.6 视频会议系统

16.6.1 视频会议系统宜具有音视频远程传输，实现点对点、多点、同时多个会议的功能要求。

16.6.2 视频会议系统宜与管理信息系统留有接口。

16.7 信息系统布线

16.7.1 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的有关规定。

16.7.2 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综合统一设计。

16.8 信息安全

16.8.1 信息系统安全应根据其系统配置和信息内容，按照国家信息系统安全等级要求分别设置硬件和软件的隔离措施。

16.8.2 信息系统安全设计应符合各信息系统之间的互联接口以及与外部接口的安全规定，宜采取单向物理隔离措施实现数据的单向传输与隔离。

16.8.3 信息系统的硬件和环境安全应符合下列规定：

1 数据库的备份和灾难恢复。

2 网络设备安全规定。

3 信息机房的环境要求宜符合现行国家标准《电子信息系统机房设计规范》GB 50174的有关规定。

17 仪表与控制

17.1 一般规定

17.1.1 仪表与控制系统选型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。

17.1.2 仪表与控制系统应选择技术先进、质量可靠、性价比高的设备和元件。

17.1.3 对于新产品、新技术应在取得成功的应用经验后方可在设计中使用。

17.2 自动化水平

17.2.1 自动化水平应综合考虑控制方式、控制系统的配置与主辅机设备可控性、运行组织管理等因素。

17.2.2 集热系统、储热换热系统、汽轮发电机组及其它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。

17.3 控制方式及控制室

17.3.1 控制方式应符合下列规定：

1 采用主辅车间集中监控方式，全厂设置一个集中监控室。

2 电厂的控制系统采用DCS分散控制系统。

3 汽轮机控制系统宜由汽轮机厂负责，其选型应坚持成熟、可靠的原则，宜与机组控制系统选型一致，选型不一致时，应确保与分散控制系统可靠通信。

4 空冷系统、循环水泵房、机组取样和加药系统宜纳入机组控制系统。

5 机组的发电机-变压器组、厂用电源系统的顺序控制宜纳入机组控制系统。电力网络控制可独立设置也可纳入机组控制系统。

6 机组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、重要控制站失去控制和保护功能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）聚光器全部散焦；

3）启动直流润滑油泵；

4）启动交流润滑油泵；

5）发电机或发电机变压器组跳闸；

6）发电机灭磁开关跳闸。

17.3.2 控制室及电子设备间应符合下列规定：

1 控制室和电子设备间的布置应按电厂规划容量和数量统一设计。

2 汽机房的仪表与控制电子设备间布置在集控楼内，集热场可设置就地电子设备间，辅助车间的电子设备间布置在相应车间。

3 控制室和电子设备间的环境设施应符合下列规定：

1）控制室和电子设备间应有良好的空调、照明、隔热、防火、防尘、防震、防噪声措施；

2）电子设备间还应满足控制系统、控制设备对环境的要求；

3）测量的一次仪表不应引入控制室。

17.4 检测和仪表

17.4.1 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 在满足安全、经济运行要求的前提下，检测仪表的设置应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和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和/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。

17.4.2 检测和仪表应包括下列参数：

1 法向直射辐照度、风速、风向、温度等参数。

2 集热器温度、位置及校准参数，跟踪机构状态和运行参数。

3 膨胀罐、储油罐或分离器温度、液位等运行参数。

4 热传输系统压力、温度、流量以及循环泵状态和运行参数。

5 热储存系统压力、温度、液位等运行参数。

6 蒸汽发生系统各换热器进口、出口温度及压力等运行参数。

7 汽轮发电机组的运行状态和运行参数。

8 辅助系统和辅机的运行状态和运行参数。

9 电气系统和电气设备的运行状态和运行参数。

10 动力关断阀门的开关状态和调节阀门的开度。

11 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。

17.4.3 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装设区域确定。

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。

17.5 报警

17.5.1 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。

17.5.2 报警系统应具有自动闪光、音响和人工确认等功能。机组或汽机房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。

17.5.3 控制室也可设置少量常规光字牌报警器进行报警，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。

17.5.4 控制系统的报警应根据信号的重要性设置报警优先级。

17.5.5 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。

17.6 保护

17.6.1 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模件引入。

4）触发机组跳闸保护信号的仪表应单独设置，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应采用硬接线方式。

3 机组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）集热器散焦。

4 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。

17.6.2 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，升温速率高保护。

2 传热流体断流保护。

3 真空集热管膨胀量保护。

4 集热器设备要求的其他保护。

17.6.3 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 汽轮机厂家提供的其他保护项目。

17.6.4 发电机的主要保护项目应包括下列内容:

1 发电机冷却系统故障保护。

2 发电机厂家要求的其他保护。

17.7 开关量控制

17.7.1 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，具体功能应满足下列要求：

1 实现泵、阀门、电气发电机变压器组及站用电源设备的顺序控制、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。

4 各类泵与其进出口阀门间的联锁。

17.7.2 顺序控制应按按驱动级、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。

17.8 模拟量控制

17.8.1 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，以及机组在事故及异常工况下与相应的联锁保护的措施。

17.8.2 模拟量控制宜设置下列项目：

1 集热场导入介质温度调节系统。

2 集热场给水流量调节系统。

3 热储存系统蓄热介质流量调节系统。

4 热储存系统取热温度调节系统。

5 蒸汽发生器过热蒸汽温度调节系统。

6 除氧器压力调节系统。

7 除氧器水位调节系统。

8 加热器水位调节系统。

17.9 控制系统

17.9.1 电站的控制应按由值班员统一集中控制的原则进行设计。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。

17.9.2 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%。

17.9.3 汽轮机数字电液控制系统应成熟、可靠。汽轮机数字电液控制系统应与机组控制系统选型一致，选型不一致时应设置与机组控制系统交换信息的通信接口。汽轮机数字电液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。

17.9.4 发电机变压器组和厂用电源系统的顺序控制宜纳入汽机房分散控制系统。

17.9.5 电站的集热场、热传输系统、热储存系统、蒸汽发生系统的监视与控制宜纳入汽机房分散控制系统。

17.9.6 辅助车间可设置辅助车间控制系统，也可纳入汽机房分散控制系统。

17.9.7 集热器就地控制装置的选型应坚持成熟可靠的原则，集热器就地控制装置应采用可编程控制器，控制装置外壳的防护等级不应低于IP65。控制装置应与分散控制系统进行通信。

17.9.8 集热器驱动装置电气及控制设备应符合下列规定：

1 机柜、控制箱、电机应达到防水、防雾和防尘要求，防护等级应不低于IP65。

2 驱动装置应设置双路电源供电。

3 驱动装置应根据聚光器角度范围，设置防风、防冰雹、清洗位置。

4 驱动装置限位宜采用机械限位与角度传感器双重设置。

5 就地控制器应具有手动模式和自动模式，在自动模式下，应满足系统正常运行工况。发生故障时应满足人员安全和设备损坏程度最小等要求，在失电时应能采取措施避免吸热管超温。

6 就地控制器应留有与集热场控制系统进行通讯的接口。

17.9.9 集热系统、热储存系统和蒸汽发生系统的控制系统的时钟应同步，设置GPS时钟同步装置。

17.10 控制电源

17.10.1 分散控制系统、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。

17.10.2 独立于控制系统的硬接线后备控制装置的供电电源应有两路，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。

17.10.3 集热场的就地控制装置的电源引自所属电气配电柜。

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

17.10.5 每组热工交流动力电源配电箱、交流电源盘应有两路输入电源，分别引自站用低压母线的不同段。

17.10.6 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。

17.11 仪表导管、电缆及就地设备布置

17.11.1 取源部件应设置在能反映被测介质参数的工艺设备和管道上。

17.11.2 露天布置的热控设备及导管、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。

17.11.3 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。

17.11.4 集热场电缆敷宜采用直埋或地沟敷设。电缆不应与其他管道同沟敷设。

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

17.12 热工实验室

17.12.1 电站宜设置热工自动化试验室，其试验设备应满足热工自动化设备维修、校验、调试的需要。

17.12.2 热工自动化试验室的规模，宜按照不承担检修任务，仅承担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。

18 电气设备及系统

18.1 发电机与主变压器

18.1.1 发电机及其励磁系统的选型和技术要求应符合现行国家标准《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的有关规定。

18.1.2 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高压站用工作变压器的计算负荷与高压站用备用变压器可能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℃。发电机电压母线的短路电流超过所选择的开断设备允许值时，可在母线分段回路中安装电抗器。当仍不能满足要求时，可在发电机回路、主变压器回路、直配线上安装电抗器。

18.1.3 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。

18.1.4 采用两种升高电压送出时，可采用三绕组变压器，每个绕组的通过功率应达到该变压器额定容量的15%以上。连接两种升高电压的三绕组变压器不宜超过2台。

18.1.5 主变压器宜选用无励磁调压型的变压器。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。

18.1.6 两种升高电压均系直接接地系统且技术经济合理时，可选用自耦变压器，主要潮流方向应为低压和中压向高压送电。

18.1.7 发电机主变压器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：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：承受短路电流的能力》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等的有关规定。

18.2 电气主接线

18.2.1 电气主接线设计应符合下列规定：

 1 根据电力系统性质、系统规划、容量、环境条件和电站的安全可靠、运行灵活、经济合理和操作维修方便等要求合理选择，并适当留有扩建的条件。

 2 应与高压厂用备用或启动/备用电源引接相统筹。

18.2.2 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；技术经济比较合理时，也可采用10.5kV。

18.2.3 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。

18.2.4 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。

18.2.5 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。

18.2.6 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。

18.2.7 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。采用接地或经消弧线圈接地时，应装设隔离开关。

18.3 交流站用电系统

18.3.1 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。

18.3.2 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。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。

18.3.3 高压站用变压器，其阻抗电压不应大于10.5%。发电机出口装设断路器，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。

18.3.4 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±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。

18.3.5 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。

18.3.6 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%的裕度。

18.3.7 高压站用备用电源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，并应在全站停电的情况下，能从外部电力系统取得足够的电源。技术经济合理时，可从外部电网引接专用线路供电。电站有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。

18.3.8 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。

18.3.9 站用备用电源的设置应符合下列规定：

1 接有I类负荷的高压和低压站用母线应设置备用电源，并应装设备用电源自动投入装置。

2 接有II类负荷的低压站用母线应设置手动切换的备用电源。

3 只有III类负荷的低压站用母线可不设备用电源。

18.3.10 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。

18.3.11 高、低压站用电系统均应采用单母线接线。辅机电动机较多，容量较大时，可设置两段母线供电，将负荷分接在2段母线上，两段母线可由一台变压器供电。

18.3.12 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。

18.3.13 站用变压器接线组别的选择，应使站用工作电源与备用电源之间相位一致，以便站用电源的切换可采用并联切换的方式。全站低压站用变压器宜采用“Dyn”接线。

18.3.14 交流站用电系统应设置交流保安电源。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。交流保安电源应采用快速启动的柴油发电机组或满足启速起动要求的燃气发电机组。

18.4 直流电源系统及交流不间断电源

18.4.1 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。

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

1 蓄电池宜按机组配置，每台机组宜设置1组控制负荷和动力负荷合并供电的蓄电池。单机容量为125MW以上机组，控制系统按单元机组设置时，每台机组宜设置2组控制负荷和动力负荷合并供电的蓄电池。

2 电站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 集热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。

4 直流系统的电缆应采用阻燃电缆，两组蓄电池的电缆应分别铺设在各自独立的通道内，避免与交流电缆并排铺设，在穿越电缆竖井时，两组蓄电池电缆应加穿金属套管。

18.4.3 电站直流系统采用对控制负荷和动力负荷合并供电的方式，直流系统标称电压为220V。直流系统的馈出网络应采用辐射状供电方式，不应采用环状供电方式。

18.4.4 蓄电池组充电及浮充电设备的配置应符合下列规定：

1 采用高频开关充电装置时，每组蓄电池宜设置一套配置有备用模块的充电设备。

2 对于2组相同电压的蓄电池组，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；采用配置有备用模块的高频开关充电装置时，可不设置备用充电装置。

3 电站一种电压等级的蓄电池只有1组时，宜再设置1台备用充电装置；

4 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。

18.4.5 选择蓄电池组容量时，站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。

18.4.6 电站的直流系统宜采用单母线或单母线分段接线方式。采用单母线分段时，每组蓄电池和相应的充电装置应接在同一母线上，公用备用的充电装置应能切换到相应的两段母线上，蓄电池和充电装置均应经隔离和保护电器接入直流母线。

18.4.7 电站的直流系统应采用不接地方式，直流主母线应设置绝缘监察装置。

18.4.8 电站采用计算机控制系统时，应设置交流不间断电源，交流不间断电源装置宜采用在线式。每台机组可配置1台交流不间断电源装置。

18.4.9 网络控制室和集热场供电区，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。

18.4.10 交流不间断电源装置旁路开关的切换时间不应大于5ms；交流站用电消失时，用于控制系统的交流不间断电源满负荷供电时间不应小于0.5h。

18.4.11 交流不间断电源装置宜由一路交流电源、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站用母线段引接。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或独立设置蓄电池组供电。

18.4.12 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。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，双重化的交流不间断电源装置和负载应分别接到不同的母线上。

18.5 高压配电装置

18.5.1 高压配电装置的设计应符合国家现行标准《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准》GB/T 16434、《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规范》GB 50229的有关规定。

18.5.2 配电装置选型应符合下列规定：

1 35kV及以下的配电装置宜采用屋内开关柜型式。

2 110kV及以上配电装置的选型应符合下列规定：

1）配电装置的型式选择应根据设备选型和进出线方式，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。

18.6 电气监测与控制

18.6.1 电站电气设备的控制、测量、信号宜采用计算机监控方式。

18.6.2 电站的电气系统及网络控制部分宜设在集中控制室内，对电站电力网络部分运行有特别要求时，也可另设网络控制室。电站电气设备和元件宜采用分散控制系统或可编程控制器控制，其监测和控制方式宜与热工仪表和控制协调一致。

18.6.3 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。

18.6.4 在分散控制系统或可编程控制器进行监测和控制的设备或元件应主要包括下列内容：

1 发电机主变压器组或发电机变压器线路组。

2 发电机励磁系统。

3 站用高压电源。

4 高压厂用电源线。

5 汽机房内低压站用变压器及低压母线分段断路器。

6 汽机房内低压站用备用变压器及备用电源。

7 集热系统、热储存系统供电电源。

8 消防水泵。

18.6.5 下列设备或元件宜在分散控制系统或可编程控制器进行监测和控制：

1 汽机房动力中心至电动机控制中心的电源馈线。

2 各辅助车间低压厂用变压器及备用电源。

3 各辅助车间动力中心至电动机控制中心的电源馈线。

18.6.6 下列设备或元件宜在分散控制系统或可编程控制器进行监测的设备或元件主要包括下列内容：

1 直流系统。

2 交流不间断电源。

3 柴油发电机组。

18.6.7 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 母线联络断路器及母线分段断路器。

2 110kV及以上线路及旁路断路器。

3 联络变压器。

18.6.8 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。

18.6.9 发电机变压器组及启动备用变压器除应在机组监控系统进行监测和控制外，其高压侧断路器还应在网络监控系统进行监测。

18.6.10 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。

18.6.11 隔离开关、接地开关和母线接地器与相应的断路器之间应设置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。微机防误闭锁装置电源应与继电保护及控制回路电源独立。

18.6.12 电站单元机组应设置1套自动准同步装置，也可再设置1套带有闭锁的手动准同步装置；电站的网络控制部分应设置捕捉同步装置或带闭锁的手动准同步装置。

18.6.13 电站的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。

18.6.14 交流保安电源宜设置独立的控制系统。

18.6.15 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。

18.6.16 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。

18.6.17 电压为250V以上的回路不宜引入控制屏和保护屏。

18.6.18 电站电气设备的测量和计量设计应符合现行国家标准《电力装置的电测量仪表装置设计规范》GB/T 50063的有关规定。

18.6.19 电站控制室宜采用计算机监控系统对电气参数进行测量，就地可采用常规仪表或综合测控保护装置对电气参数进行测量。

18.6.20 采用计算机进行监控时，电气参数的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。

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

18.6.22 继电保护装置、测控装置和电度表等二次设备宜布置在电气继电器室内。

18.7 元件继电保护和安全自动装置

18.7.1 发电机组、变压器以及高、低压站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的有关规定。

18.7.2 发电机组、主变压器以及高压站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、低压站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，但装置中的保护功能宜相对独立。

18.7.3 双重化配置的保护装置宜分别安装在不同的保护屏上，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。

18.7.4 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。

18.7.5 双重化配置的电量保护装置的直流电源应相互独立。机组配置有2组蓄电池时，2套电量保护应由2组蓄电池组分别供电；只有1组蓄电池组时，2套电量保护宜由2段直流母线分别供电。

18.7.6 断路器三相位置不一致保护应采用断路器本体三相位置不一致保护。

18.7.7 非电量保护应设置独立的电源，机组配置有2组蓄电池时，非电量保护电源宜设置电源切换回路分别从2组蓄电池引接。

18.7.8 变压器配置的非电量保护应同时动作于断路器的两个跳闸线圈，非电量保护不应启动失灵保护。

18.7.9 公用电压互感器的二次回路只允许在控制室内有一点接地，开关场宜同时将二次绕组中性点经放电间隙或氧化锌阀片接地。

18.8 照明系统

18.8.1 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。

18.8.2 电站应设置正常照明和应急直流照明，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。

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。主控制室与集中控制室的应急直流照明，除常明灯外，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。

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。

18.8.3 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。

18.8.4 照明灯具应按工作场所环境条件和使用要求选择，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。室内外配电装置照明灯具还应在设备带电的情况下安全维修。

18.8.5 冷却塔装设障碍照明时，应与当地航空管理部门协商确定。高建筑物标志灯供电电源可由就近可靠的380/220V配电柜供电，标志等回路不得T接其他用电负荷。对取、排水口障碍照明应和管理部门协商确定。

18.9 电缆选择与敷设

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

18.9.2 低压变频器回路电缆选择可按现行国家标准《变频器供电笼型感应电动机设计和性能导则》GB/T 21209的有关规定执行。

18.10 过电压保护与接地

18.10.1 电气装置的过电压保护设计应符合现行国家标准《高压输变电设备的绝缘配合》GB 311.1、《绝缘配合第2部分：高压输变电设备的绝缘配合使用导则》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的有关规定。

18.10.2 交流电气系统的设计应符合现行国家标准《交流电气装置接地设计规范》GB 50065的有关规定。

18.11 站内通信

18.11.1 站内通信分为生产管理通信和生产调度通信，可将二者合并设置，站内配置一套调度程控交换机兼做行政交换机。

18.11.2 站内通信设备可使用直流系统配套的DC/DC变换直流电源，电源由通信专用直流电源提供，宜为直流48V。单组蓄电池的放电时间不小于1小时。

18.11.3 站内通信和系统通信可共用通信电源。

18.12 其他电气设施

18.12.1 电站应设有电气试验室，其试验设备，应能符合电气设备维修、校验、调试的要求。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。

18.12.2 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。

18.12.3 爆炸火灾危险环境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规范》GB 50229的有关规定。

19 水工设施及系统

19.1 一般规定

19.1.1 电站水工设计应符合现行国家标准《地面水环境质量标准》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的有关规定。

19.1.2 电站水工设计应对各类供水、用水、排水进行全面规划、综合平衡。电站的节水措施宜符合现行行业标准《发电厂节水设计规程》DL/T 5513的有关规定。

19.2 水源及水务管理

19.2.1 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。

19.2.2 北方缺水地区电站生产用水不得取用地下水，严格控制使用地表水，应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，应根据水量、水质和水价等因素，经技术经济比较确定。

19.2.3 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。

19.2.4 电站供水水源的设计保证率应为95%。

19.2.5 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的有关规定。

19.2.6 采用城市再生水作为水源时，应根据污水处理厂现状和规划来水量及水质、处理工艺及运行情况、出水水量及出水水质、其他用户情况等分析确定可供电站使用的水量。经水资源论证，再生水源可以满足电站用水可靠性要求时，可不设备用水源。

19.2.7 采用矿区排水作为水源时，应根据补给范围、边界条件、水文地质特征及补给水量，并结合矿井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。

19.2.8 电站的设计耗水指标应为夏季纯凝工况、频率为10%的日平均气象条件、机组满负荷运行时单位装机容量的耗水量。耗水量包括站内各项生产、生活和未预见用水量，不包括站外输水管道损失量、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器冲洗用水。电站的设计耗水指标应符合表19.2.8的规定：

表19.2.8 线性菲涅耳式太阳能光热发电站设计耗水指标［m3/（s·GW）］

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 冷却方式 | <50MW级 | ≥50MW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 |

19.2.9 电站中凡需控制水量和水质的各供、排水系统，应装设必要的计量和监测装置。

19.3 供水系统

19.3.1 电站供水系统的选择，应根据水源条件、气象条件、规划容量、机组形式和运行方式，经技术经济比较确定。北方缺水地区宜优先选用空冷系统。

19.3.2 直流供水系统机组的汽轮机背压、凝汽器面积、冷却水量、水泵和进排水管（沟）的配置，应根据多年月平均的水位、水温和温排水影响，并结合汽轮机特性和系统布置进行优化计算确定。

19.3.3 循环供水系统机组的汽轮机背压、凝汽器面积、冷却水量、冷却塔选型、水泵和进排水管（沟）的经济配置，应根据多年月平均气象条件，并结合汽轮机特性和系统布置进行优化计算确定。

19.3.4 在冷却水最高计算温度的工况下，应保证汽轮机的背压不超过满负荷运行时的最高允许值。计算时，凝汽量宜采用汽轮机在相应背压变化时的数值。

19.3.5 直流或循环供水系统冷却水的最高计算温度应符合现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339的有关规定。

19.3.6 电站宜采用单元制供水系统，每台机组宜采用1条进水管沟和1条排水管沟。每台机组汽轮机可设置2台循环水泵，其总出力应等于该机组的最大计算用水量，不设备用。

19.3.7 电站的用水水质应根据生产工艺和设备的要求确定，应符合现行行业标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339的有关规定。

19.4 取水建（构）筑物

19.4.1 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。

19.4.2 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的有关规定。

19.4.3 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。

19.4.4 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、《室外给水设计规范》GB 50013和《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339的有关规定。

19.5 管道和沟渠

19.5.1 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，宜按规划容量设置2条，可根据工程具体情况分期建设。当有一定容量的蓄水池或采用其它供水措施作备用时，可设置1条。蓄水池的容积应根据检修条件及检修时长等因素确定。采用2条补给水管，而每条补给水管能供给补给水量的60％，补给水管之间可不设联络管。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。

19.5.2 输配水管道及沟渠的设计应符合现行国家标准《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339的有关规定。

19.6 湿式冷却塔

19.6.1 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、集热场等的相互影响。

3 材料和设备的供应情况及施工条件。

19.6.2 冷却塔的布置应根据空气动力干扰、通风、检修和管沟布置等因素确定。

19.6.3 冷却塔淋水填料应根据填料热力特性、通风阻力、耐久性、价格、材料供应、施工、检修方便和循环水水质等条件进行选择。

19.6.4 自然通风冷却塔进风口处的支柱及塔内空气通流部位的构件应采用气流阻力较小的断面形式。

19.6.5 自然通风冷却塔应设置除水器。

19.6.6 建设在寒冷和严寒地区的冷却塔应采取防冻措施。

17.6.7 海水冷却塔的设计应对填料的热力特性进行修正，应选择适应海水水质的塔芯材料，并应对塔筒采取相应的防腐措施。

17.6.8 湿式冷却塔的噪声应满足环境保护要求。

19.6.9 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的有关规定。

19.7 空冷系统

19.7.1 空冷系统型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。

19.7.2 空冷系统应根据典型年与汽轮机特性等因素进行优化计算，以确定最佳的空冷形式、设计气温、汽轮机设计背压和空冷散热面积。优化计算时宜采用汽轮机TMCR工况的排汽参数。

19.7.3 空冷系统的设计气温宜根据电站的储热时间和汽轮发电机组在不同时段的运行方式，扣除空冷典型年内停运时段的小时气温后，采用5℃以上加权平均法计算确定。

19.7.4 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。

19.7.5 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。

19.7.6 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的有关规定。

19.8 给水排水

19.8.1 生活给水和排水管网宜与附近的城镇或其他工业企业的给排水系统相连接。确有困难时，应自建生活给水处理设施和生活污水处理设施。

19.8.2 电站自建生活饮用水系统时，应符合现行国家标准《室外给水设计规范》GB 50013的规定。水源卫生防护及水质标准应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749要求。

19.8.3 净水站位置选择应根据原水水质、输送距离、排泥场设置条件和运行管理等因素经济比较后确定。

19.8.4 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《室外给水设计规范》GB 50013的规定。

19.8.5 寒冷及严寒地区，给水管设计时应根据电站的运行特点采取可靠的防冻措施，必要时设泄水装置。

19.8.6 电站内的生活污水、生产废水和雨水的排水系统，应采用分流制。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的有关规定。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的有关规定。

19.8.7 电站导热油的废油应集中处理或返厂再生，不应直接排入生产废水管沟系统。

19.8.8 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、废水，经处理合格后再排入生产废水管沟内。

20 辅助系统及附属设施

20.0.1 电站应设有集热系统、热储存系统、蒸汽发生系统、汽轮机、电气、热工等设备的检修间，并配置常用的检修工具，不宜设中心修配厂。应设有聚光器和真空集热管组装车间。

20.0.2 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的有关规定。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。

20.0.3 现场太阳能资源、风速、风向、气温、气压等观测站的仪器设备配置应满足太阳能资源评估及电站运行的需要。

20.0.4 电站宜设置启动锅炉，容量应满足机组启动用汽要求。启动锅炉宜采用清洁燃料、快装蒸汽锅炉。

20.0.5 压缩空气系统设置及设备布置应符合下列规定：

1 电站应设置仪表与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宜符合下列规定：

1) 压缩空气系统宜全厂共用，包括化学等工艺专业；

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，系统设置应保证仪表与控制用气的可靠性；

3) 仪表与控制用和检修用的系统宜采用同型号、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，母管上应设仪表与控制用和检修用压缩空气电动隔离阀，并设低压力联锁保护，符合仪表与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。两系统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宜按下列要求：

1）空气压缩机型式宜采用螺杆式。仪表与控制用空压机的运行总容量应能满足仪表与控制用气动设备的最大连续用气量，并应设置1台备用；

2）全部空气压缩机停用时，仪表与控制用贮气罐的容量应能维持不小于5min的耗气量；气动保护设备和原理远离空气压缩机房的用气点宜设置专用的稳压贮气罐；

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，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的有关规定。

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。

20.0.6 汽轮机润滑油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。

2 汽轮机润滑油净化装置的出力宜按每小时处理油量为系统内总油量的20%选择，贮油箱容积应不小于机组润滑油系统油量的110%。

20.0.7 变压器绝缘油处理系统设置应符合下列规定：

1 电站可不设变压器绝缘油净化装置，绝缘油净化可委托专业绝缘油净化公司完成。

2 电站设变压器绝缘油净化装置时，每台机组宜设置变压器绝缘油净化装置1套，绝缘油贮油箱2台。油净化装置和贮油箱宜布置在升压站附近。绝缘油贮油箱的容积不应小于一台最大变压器内油量的110%。

20.0.8 机组检修和日常维护用氮气可按外购氮气瓶考虑。

21 建筑与结构

21.1 一般规定

21.1.1 电站建筑结构设计应符合安全、适用、经济、美观的原则。

21.1.2 电站建筑设计应符合下列要求：

1 建筑物平面布置和空间组合应结合使用性质、生产流程、功能要求、自然条件、建筑材料和建筑技术等因素进行设计。

2 站区辅助、附属和生活建筑规模和面积应符合现行国家及行业标准的有关规定，宜采用多层建筑或联合建筑。

3 应采用新技术、新材料，并应符合建筑节能设计的要求。

4 单体建筑造型和内部装修设计应结合工艺设备布置确定统一协调的设计方案，建筑群形象及内外色彩处理应与周围环境协调。

21.1.3 电站建（构）筑物的安全等级应符合表21.1.3的规定。

表21.1.3电站建（构）筑物的安全等级

|  |  |
| --- | --- |
| 安全等级 | 建（构）筑物类型 |
| 一级 | 汽机房屋盖的主要承重结构 |
| 二级 | 除一、三级以外的其他生产建筑、辅助及附属建（构）筑物 |
| 三级 | 围墙 |

21.1.4 除临时性结构外，电站建（构）筑物的结构设计使用年限应为50年。

21.1.5 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、防爆、防火及防腐蚀等使用要求，同时尚应满足施工及安装条件。

21.2 抗震设计

21.2.1 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》GB50011、《构筑物抗震设计规范》GB50191、《电力设施抗震设计规范》GB50260、《建筑工程抗震设防分类标准》GB50223、《室外给水排水和燃气热力工程抗震设计规范》GB 50032的有关规定。

21.2.2 抗震设防烈度为6度及以上地区的建（构）筑物应进行抗震设计，抗震设防类别的划分应符合表21.2.2的规定。

表21.2.2电站建（构）筑物抗震设防类别

|  |  |
| --- | --- |
| 类别 | 建（构）筑物名称 |
| 标准设防类（简称丙类） | 除丁类以外的其他生产、辅助及附属建（构）筑物 |
| 适度设防类（简称丁类） | 一般材料库、围墙和临时建（构）筑物 |

21.2.3 抗震设防烈度7度及以上电站场地，应按现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011的规定对饱和砂土或饱和粉土进行液化判别。存在液化土层的场地，地基基础及建筑物结构设计应依据有关规范采取抗液化措施。

21.3 建筑设计

21.3.1建筑物的防火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规范》GB 50229和《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222的有关规定。

21.3.2 天然气调压站、熔融盐储存间、熔融盐熔化炉间、特种材料库等有爆炸危险的甲、乙类房间应按现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016的有关规定采取防爆、泄爆措施。

21.3.3 主要建筑物屋面排水宜采用有组织排水。各建筑物屋面防水等级应结合建筑的性质、重要程度、使用功能等确定。

21.3.4 建筑设计应重视噪声控制，在布置上应使主要工作和生活场所避开强噪声源，或对噪声源采取吸声和隔声措施。噪声控制设计应符合现行国家标准《工业企业噪声控制设计规范》GB/T 50087的有关规定。

21.3.5 建筑物室内宜优先考虑天然采光。采光口的设置应充分利用天然光源，避免受设备遮挡，并应符合下列规定：

1 建筑物室内天然采光照度应符合现行国家标准《建筑采光设计标准》GB/T 50033的有关规定。

2 采光方式应以侧窗为主，必要时可采用侧窗采光与顶部采光相结合的方式。侧窗设计应考虑建筑节能和便于清洁。

3 汽机房宜采用侧窗和顶部混合采光方式。

4 各类控制室宜采用天然采光和人工照明相结合的方式，设计时应避免控制屏表面和操作台显示器屏幕面产生眩光及视线方向上形成的眩光。

21.3.6 电站建筑宜采用自然通风。墙上和楼层上的通风口应合理布置，避免气流短路和倒流，减少气流死角。

21.3.7 设置采暖系统和空气调节系统的工业建筑，应考虑保温隔热措施，其热工设计宜符合有关节能设计标准的规定。

21.3.8 厂区生活建筑物和人员集中的辅助、附属建筑物的热工设计应执行现行国家标准《民用建筑热工设计规范》GB 50176的有关规定。严寒地区和寒冷地区还应执行现行行业标准《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ 26的有关规定。

21.3.9 电站建筑的门窗设计应符合安全、节能的要求，并应符合下列规定：

1 厂房运输用门宜采用钢门。大型设备出入口可采用电动大门，在大门附近或大门上宜设置人行门。

2 严寒和寒冷地区应选用保温与密闭性能好的门窗，经常有人员通行的外门宜设门斗。

3 电气设备房间应采用非燃烧材料的门窗，门窗及墙上孔洞应有防止小动物进入的措施。

4 有爆炸危险性的房间门窗应采用不发火花材料。

5 有腐蚀性物质的房间及处于腐蚀性大气环境中的建筑门窗应采用耐腐蚀门窗。

21.3.10 建筑物室内外装修应符合下列规定：

1 建筑物的室内外墙面应根据使用和外观需要，结合全站环境进行设计，内外墙表面宜耐污染、易清洁。

2 地面和楼面材料除工艺要求外，宜采用耐磨、易清洗的材料。有爆炸危险的房间地面应采用不发火花材料。

3 有腐蚀性物质的房间，其内表面（包括室内排放沟道的内表面）应采取防腐蚀措施。

4 有可燃气体的房间，其内部构件布置应便于气体的排出。

21.3.11 汽机房建筑布置及构造设计应满足工艺需要，同时符合下列规定：

1 汽机房安全出口不应少于两个，室内各点到最近安全出口的距离不应超过50米。

2 汽机房屋面应满足临时设备检修时人员活动的要求，采用压型钢板等轻质材料作为屋面时，应设屋面设备检修人员专用步道。

3 在汽机房人员集中的适当位置应设卫生间及清洗设施。

4 汽机房外围护结构宜选用轻型围护结构。

21.3.12 集中控制室等运行人员较集中的场所，应设置卫生间、休息室、更衣室等生活设施。站区内宜设置供运行人员使用的浴室。

21.3.13 主要生产建筑物的主要作业层和人员较集中的建筑物应考虑饮用水设施，并应设置厕所和清洁用的水池。

21.4 地基与基础

21.4.1 地基与基础的设计应根据工程地质和岩土工程条件、结合电站各类建（构）筑物的使用要求，充分吸取地区的建筑经验，综合考虑结构类型、材料供应等因素，采用安全、经济、合理的地基基础型式。

21.4.2 根据地基复杂程度、建筑物规模和功能特征以及由于地基问题可能造成建筑物破坏或影响正常使用的程度，电站地基基础设计可分为三个设计等级，设计时应根据具体情况，按表21.4.2选用。

表21.4.2 地基基础设计等级

|  |  |
| --- | --- |
| 设计等级 | 建筑物名称 |
| 甲级 | 汽机房及汽轮发电机基础、集中控制楼、储热罐/体基础、屋内配电装置室、空冷凝汽器支撑结构、场地及地质条件复杂的建筑物等 |
| 乙级 | 集热器支撑结构，除甲、丙级以外的其他生产建筑、辅助及附属建筑物 |
| 丙级 | 检修间、材料库、汽车库、材料棚库、警卫传达室、围墙及临时建筑 |

21.4.3 地基设计除应进行承载力计算外，尚应按现行国家标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007的有关规定对地基变形和稳定进行验算。电站各建（构）筑物地基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。

21.4.4 地基的承载力、变形或稳定不能满足设计要求时，应采用人工地基。甲、乙级建（构）筑物的地基处理设计应以原体试验为依据。地基处理施工完成后，应依据有关规程规范进行检验。

21.4.5 热储存系统地基基础设计应符合下列规定：

1 采用耐热混凝土固体储热时，储热体基础应采用板式基础；采用熔融盐储热时，储热罐基础可采用环墙式、板式或环板式。

2 储热体（罐）地基基础设计应进行承载力和变形验算，并应考虑温度作用的影响。

3 钢制储热罐地基基础设计还应符合现行国家标准《钢制储罐地基基础设计规范》GB 50473的有关规定。

4 储热体（罐）与基础之间应设置隔热层，隔热层应选用隔热性能好、承载力高、易密实的材料。

5 储热体（罐）基础内应设置冷却系统，可采用风冷、水冷或其他有效的冷却方式，冷却系统应同时配置温度监测装置。

6 钢制储热罐基础顶面宜设置找平层，采用环墙式基础时，基础底部宜设置防渗层和排气层。

21.4.6 集热器支撑结构可采用独立基础或联合基础，地基基础设计除满足结构要求外，还应满足设备工艺指标的要求。

21.4.7 站区主要建（构）筑物应设置沉降观测点。

21.5 汽机房结构

21.5.1 汽机房结构型式应根据抗震设防烈度、场地土类别和厂房布置等综合确定，宜采用钢筋混凝土结构，有条件时也可采用组合结构或钢结构。

21.5.2 汽机房跨度大于18m时，屋面承重结构应采用钢结构，可选用有檩或无檩的屋盖体系。汽机房端墙不应采用无端屋架或无屋面梁的山墙承重方案。

21.5.3 汽机房纵向变形缝宜结合工艺布置和结构要求设置。变形缝处应采用双柱双屋架，两侧梁板及围护结构宜采用悬挑结构。

21.5.4 汽轮发电机基础设计应符合汽轮发电机组的技术要求，并应符合现行国家标准《动力机器基础设计规范》GB 50040的有关规定。

21.5.5 对无特殊要求的汽机房屋面、楼（地）面均布活荷载取值，应符合现行国家标准《小型火力发电厂设计规范》GB 50049的有关规定；单机容量为125MW及以上时，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的有关规定。

21.6 站区内其他建（构）筑物

21.6.1 混凝土固态储热体外部应设置检修通道，顶部应考虑防雨措施。

21.6.2 空冷凝汽器支撑结构平面布置应采用规则、对称的布置形式。

21.6.3 空冷凝汽器支撑结构可采用钢筋混凝土框架结构、钢结构及钢桁架和钢筋混凝土管柱组成的混合结构。主要承重钢结构构件应采取防腐蚀措施。

21.7 水工建（构）筑物

21.7.1 水工建（构）筑物的设计应根据地质、水文、气象、施工条件、材料供应，选择经济合理的设计方案。

21.7.2 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等建筑结构工程规范及《给水排水工程构筑物结构设计规范》GB 50069的有关规定，对与水接触部位应提出建筑材料、混凝土的抗渗、抗冻和构造等要求。

21.7.3 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要求。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。

21.7.4 排水设施与河床连接处应设排水口，排水口形式可根据地形地质条件、消能、散热、及抗冲刷要求等因素确定。

21.7.5 对远离电站区域的水泵房，应设置必要的生产和生活设施。

22 供暖通风与空气调节

22.1 一般规定

22.1.1 线性菲涅耳式太阳能光热发电站供暖系统的设置原则应符合现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660的有关规定。

22.1.2 电站供暖、通风与空气调节系统设计室外空气计算参数的选用应符合现行国家标准《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019的有关规定。

22.1.3 电站供暖、通风与空气调节系统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的有关规定。

22.1.4 电站附属生活建筑物供暖空调系统设计应符合当地的建设标准。

22.1.5 供暖通风和空气调节系统的冷、热媒及其参数，应按照以下原则确定：

1 利用工艺系统或者采用天然可再生能源时，应根据当地气象条件、余热品质、供应可靠性等因素，经技术经济比较确定供暖通风和空气调节系统的冷、热媒参数。

2 集中供暖地区电站建筑集中供暖系统热媒宜采用热水，其回水温度不大于70℃，供回水温差宜为40℃～25℃。

3 空调冷水供回水温度宜为7℃/12℃。空气处理设备共用冷热盘管时，空调热水供水温度不宜高于60℃，供回水温差宜为10℃。

4 热水地面辐射供暖系统，供水温度不应高于60℃，供回水温差宜为5℃～10℃。

22.1.6 采用汽轮机抽汽作为供暖系统热源，应设置备用热源，备用热源的设置应符合以下要求：

1 发电站采用燃油、燃气锅炉提供启动汽源时，可利用启动锅炉房作为电站区供暖系统的备用汽源。

2 没有可靠的启动汽源可以利用时，应设置电热锅炉，或者燃油、燃气锅炉作为备用热源，锅炉台数不宜少于2台。

22.1.7 排除空气中含有易燃、易爆、有毒等有害气体或粉尘的通风系统，排风应直接接至室外安全处。

22.1.8 电站供暖、通风和空气调节系统的防火设计应符合现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229的有关规定。

22.1.9 配备气体灭火系统的电气设备间、电子设备间、继电器室和电缆夹层等防护区，以及无可开启外窗的集中（单元）控制室、网络控制室、电气设备间、电子设备间等均应设置灭火后的机械排风装置，排风量应按换气次数不少于6次/h计算，排风应直接接至室外。排除室内余热的排风机可兼作灭火后的机械排风装置。排风设备及管道应为钢制。

22.1.10 对可能突然放散大量易燃、易爆、有毒等有害气体的生产车间，应根据工艺系统要求设置事故通风系统。事故通风系统设计应符合现行国家标准《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019的有关规定。

22.1.11 远离电站的建筑物、且周边没有可以利用的冬季供暖热源，冬季供暖宜采用电供暖装置。电供暖装置应设置温控装置。

22.2 汽机房

22.2.1 汽机房供暖负荷计算，应按维持室内温度+5℃计算围护结构热负荷，不计设备、管道散热量。

22.2.2 汽机房供暖设备应以散热器为主，暖风机为辅。冬季供暖室外计算温度不高于-20℃的地区，汽机房经常开启、且无门斗或外室的大门应设置热空气幕。

22.2.3 汽机房供暖系统设计宜以机组为单元划分。散热器供暖系统与热风供暖系统应分别设置。

22.2.4 汽机房应设置全面通风系统，通风方式应符合下列规定：

1 宜采用自然通风方式，自然通风不能满足卫生要求时，可采用机械通风或自然与机械结合的通风方式。

2 直接空冷机组汽机房，宜采用自然进风、机械排风方式。

3 全封闭汽机房应采用机械送风、自然或机械排风方式。

4 位于风沙多发地区的汽机房，可采用机械送风，自然排风或机械排风方式，进风应过滤。

22.2.5 汽机房全面通风系统的风量计算，应按照排除室内余热或余湿所需风量的较大值确定。汽机房内的余热、余湿量仅计算设备及管道散发的热量、湿量。

22.2.6 汽机房运转层、中间层楼面应设置足够面积的通风格栅，保证气流畅通。

22.3 集中控制室和电子设备间

22.3.1 集中（单元）控制室、电子设备间应设置全年性空调装置，夏季供冷、冬季供暖。集中（单元）控制室、电子设备间空调装置应分别设置。

22.3.2 集中（单元）控制室、电子设备间的空调设备配置不应少于2台，其中1台备用。

22.3.3 空调区内的空气应保持一定的压力值，空气压力值应根据下列要求确定：

1 工艺性空调系统应按工艺要求确定。

2 工艺无要求时，有外围护结构的空调区宜维持5Pa～10Pa的正压；不同的空调区之间有压差值时，其压差值宜取5Pa～10Pa。

3 空调区外粉尘污染严重时，空调区内的空气压力值宜适当加大，但不应超过30Pa。

22.3.4 集中（单元）控制室、电子设备间空调系统的最小新风量不应小于下列风量中的最大值：

1 设置集中空调系统时，电子设备间空调系统新风量不小于总送风量的5％，集中（单元）控制室空调系统新风量不小于总送风量的10％。

2 空调区内每人不小于30m3/h的新风量。

3 保持空调区内正压所需要的新风量。

4 补偿空调区内的排风所需要的新风量。

22.3.5 空调系统负荷计算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的有关规定。

22.3.6 集中空调系统应设置粗效、中效过滤器。设置独立的空调新风系统时，空调新风系统应设置粗效过滤器，粉尘污染严重、粗效过滤器不能满足要求时，应设置粗效、中效过滤器。

22.3.7 空调系统的送风管、回风管、冷热水管及冷凝水管等的绝热层厚度计算应符合现行国家标准《设备及管道绝热技术通则》GB/T 4272和《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175的有关规定。保冷管道与支架之间应采取防止冷桥的措施。

22.4 电气建筑

22.4.1 网络控制室、继电器室、通信机房应设置空调装置，空调装置不宜少于2台。空调设备和管道穿越网络继电器室的屏蔽围护结构处，应采取相应的屏蔽措施。

22.4.2 阀控密封式蓄电池室的供暖通风与空调系统设计，应符合下列要求：

1 夏季室内温度不宜超过30℃，冬季室内温度不宜低于20℃。

2 室内未设置氢气浓度检测仪时，应设置机械通风系统和事故排风系统。其中机械通风系统排风量应按换气次数不少于3次/h计算，事故排风系统排风量应按换气次数不少于6次/h计算，事故排风量可由机械通风系统排风机和事故排风系统排风机共同保证。需要空调降温时，应采用直流式空调系统，空气不得再循环。

3 室内设置氢气浓度检测仪时，应设置通风换气次数不少于6次/h的事故排风系统。事故排风系统与氢气浓度检测仪联锁运行，空气中氢气体积浓度达到1%时，事故排风系统自动投入运行。需要空调降温时，可采用防爆型空调设备，并与氢气浓度检测仪联锁运行。

4 蓄电池室排风系统的吸风口应设在上部，吸风口上缘距顶棚平面或屋顶的距离不应大于0.1m。蓄电池室的顶棚被梁分隔时，每个分隔均应设置吸风口。

5 蓄电池室排风系统不应与其他通风系统合并，排风应直接排至室外，不应穿过防火墙和有爆炸危险的车间隔墙，不应穿过人员密集或可燃物较多的房间。

6 蓄电池室通风系统的进风宜过滤，室内应保持负压。采用机械进风、机械排风系统时，排风量至少应比送风量大10%。送风口应避免直吹蓄电池组。

7 布置于蓄电池室内的通风机和空气调节装置的选型应符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB 50058的规定，并不应低于氢气爆炸混合物的级别、组别（ⅡCT1）。通风机及电机应直接连接。室内不应装设开关和插座。

22.4.3 站用配电装置室供暖通风空调设计，应符合下列要求：

1 汽机房、集中控制楼内的站用配电装置室夏季室内环境温度不宜高于35℃，其他建筑的厂用配电装置室夏季室内环境温度不应高于40℃。

2 站用配电装置室冬季室内环境温度不宜低于5℃。寒冷地区和严寒地区的站用配电装置室宜设置值班供暖设施，直通室外的进、排风口应设置保温风阀。

3 站用配电装置室应设置机械通风装置，通风量应按排除室内设备散热量计算。

4 夏季通风室外计算温度大于等于30℃时，汽机房、集中控制楼内站用配电装置室，可设置空调降温装置，空调降温设备宜按2×50%配置。

5 室内布置有干式变压器时，通风系统排风口宜靠近干式变压器冷却空气出风口布置。

6 进风应过滤。周边环境空气污染严重时，应保持室内正压。

22.4.4 柴油发电机室供暖通风空调设计，应符合下列要求：

1 柴油发电机室夏季室内设计温度不宜高于40℃，冬季不应低于5℃。

2 柴油发电机室应设置平时通风系统和柴油发电机运行时通风系统。柴油发电机运行时的排风机，可兼作平时通风用。

3 柴油发电机室平时通风系统通风量应按换气次数不少于10次/h计算。

4 柴油发电机运行时通风系统的通风量应按排除室内余热计算。

5 柴油发电机室进风，应包括机械通风系统的排风、柴油发电机燃烧所需要的空气量，风冷式柴油发电机还应包括发电机本体的冷却风量。

6 油箱间单独设置时，油箱间的机械排风系统应与其他通风系统分开，其排风量应按换气次数不少于5次/h计算。

22.4.5 变频器室供暖通风空调设计应符合下列要求：

1 变频器室夏季室内环境温度不宜高于35℃，冬季室内环境温度不应低于5℃。

2 变频器室应设机械通风，通风量应按排除室内设备散热量计算确定。

3 变频器采用空气冷却时，变频器的冷却空气宜直接排至室外，室内排风量由变频器柜体排风和房间排风机共同保证。

4 机械通风不能满足要求时，应设置空调降温装置。空调降温冷负荷不计围护结构得热量。

5 变频器室通风空调设备不应少于2台配置。

6 进风应过滤。周边环境空气污染严重时，应保持室内正压。

22.4.6 变压器室通风空调设计应符合下列要求：

1 油浸式变压器室夏季排风温度不超过45℃，干式变压器室夏季排风温度不超过40℃。

2 通风量应按排除室内余热量计算，进风、排风温差不超过15℃。

3 油浸式变压器室宜采用自然通风。采用机械通风系统时，宜采用机械进风、自然排风，送风口宜直接吹向变压器排热管。通风系统应与其他通风系统分开，各变压器室的通风系统应独立设置。

4 干式变压器室宜采用自然进风、机械排风系统。机械通风不能满足要求时，可设置空调降温装置。

5 周边环境空气污染严重时，应保持室内正压，进风应过滤。

22.4.7 六氟化硫电气设备室通风系统设计应符合下列要求：

1 GIS配电装置室、六氟化硫气体实验室、六氟化硫设备检修室等，应设置机械排风系统和事故排风系统，室内空气不得再循环。室内空气中六氟化硫的含量不得超过6000mg/m3。

2 GIS配电装置室机械排风系统应按连续运行设计，通风量应按换气次数不少于4次/h计算，事故排风量应按换气次数不少于6次/h计算，事故排风量由机械通风系统排风机和事故排风机共同保证。GIS配电装置室内的六氟化硫浓度检测仪或氧量仪发出报警信号时，事故排风系统应能自动投入运行。

3 六氟化硫气体实验室和六氟化硫设备检修室机械排风系统应按间断运行设计，通风量应按换气次数不少于4次/h计算，事故排风量应按换气次数不少于12次/h计算。

4 六氟化硫电气设备室内的电缆隧道或电缆沟及与其相通的室外部分应设置独立的机械排风系统，通风量应按换气次数不少于4次/h计算。

5 机械通风系统的吸风口应设在室内下部，其下缘与地面距离不应大于0.3m。

22.4.8 电气设备间空调降温系统设计应符合下列要求：

1 夏季炎热干燥宜采用水蒸发冷却方式，室外设计参数应采用夏季通风室外计算温度和夏季通风室外计算相对湿度，送风温差不宜低于10℃。

2 采用人工冷源进行空气冷却降温时，送风温度应比室内空气露点温度高2℃～3℃，送风温差不得超过15℃。

3 采用人工冷源进行空气冷却降温、室内空气密闭循环时，空调降温系统应能在过渡季节全新风节能运行。

4 周边环境温度高于室内温度＋5℃时，空调降温冷负荷应按室内工艺设备散热量和围护结构得热量之和计算。

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，冬季供暖可按室内温度+5℃设计，不计设备散热量。

22.5.2 加药间、加药计量间应设置机械排风装置，排风量应按换气次数不少于15次/h计算，通风机及电动机应为防爆式，并应直接连接。排风应直接接至室外。

22.5.3 产生易燃、易爆、有毒、有异味等有害气体的化验室和试验室应设置机械排风装置，排风量应按换气次数不少于6次/h计算。

22.5.4 分析室、化验室内的通风柜应设置机械排风装置，排风量计算应符合以下规定：

1 通风柜排风量应按操作口的开启面积和吸风面速度进行计算，其中操作口吸风面速度不应小于0.6m/s。

2 一个房间内有2台以上通风柜时，应划分为一个排风系统，通风柜的同时使用系数取0.6～0.7。

22.5.5 室内有高度危险和放射性物质的通风柜，宜单独设置排风系统，排风口应高出屋面2.0m以上。

22.5.6 化验室、试验室、天平室、微量元素分析室等，应根据工艺要求设置空调装置。

22.5.7 汽水取样高温架间应设置机械通风装置，通风量可按换气次数不少于10次/h计算。汽水取样仪表盘间宜设空调装置。

22.5.8 酸碱库及计量间、氨与联胺仓库及加药间、化验室等散发腐蚀性气体或储存腐蚀性药品的房间，其供暖通风设备、管道及附件等应采取防腐措施。

22.6 其他建筑

22.6.1 油泵房的通风设计应符合下列规定：

1 当油泵房为地上建筑时，应根据当地气象条件确定通风方式。当油泵房为地下或半地下建筑时，应采用机械通风方式。

2 油泵房的通风量计算应取下列计算结果中的较大值：

1）换气次数不少于12次/h的事故通风量；

2）控制空气中的油气含量不超过350mg/m3及体积浓度不超过0.2%所需要的通风量。

3 室内空气不应再循环。

4 油泵房的通风机及电动机应为防爆式，并应直接连接。

22.6.2 空压机室的供暖通风设计应符合下列规定：

1 空压机室供暖系统应按照值班供暖温度不低于5℃设计。

2 空压机室夏季通风应按照室内环境温度不高于40℃设计。

3 空压机室宜采用自然通风，自然通风不能满足要求时，应采用机械通风，通风量应按排除室内余热量计算。

4 严寒和寒冷地区的空压机室应进行冬季通风热平衡计算，热平衡计算应根据空压机运行台数的额定吸气量和余热量，确定需要的热补偿量和送风温度。

22.6.3 燃气或燃油锅炉房的供暖通风设计应符合现行国家标准《锅炉房设计规范》GB 50041的规定。

22.6.4 循环水泵房的水泵及电动机布置在地上部分时，宜采用自然通风方式。水泵与电动机布置在地下部分时，应设置机械通风装置。

22.6.5 消防泵房、雨水泵房、综合泵房等夏季宜采用自然通风，半地下或地下泵房应设机械通风，通风量按排除室内余热计算。

22.6.6 污水泵房、废水处理间应设置机械排风装置，排风量应按换气次数不少于6次/h计算。

22.6.7 其它生产辅助建筑的供暖通风与空气调节设计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。

22.7 厂区供暖系统与管网

22.7.1 厂区供暖系统采用燃油、燃气锅炉作为供暖热源时，锅炉宜布置在启动锅炉房内，且应与启动锅炉使用同一种燃料。

22.7.2 供暖锅炉或者换热器台数不宜少于2台，当任何一台供暖锅炉或者换热器停止运行时，其余设备应满足60%～75%发电区供暖热负荷的需要，严寒地区取上限。

22.7.3 站区供暖热水管网宜采用双管制。

22.7.4 站区供暖热网管道的敷设，应根据厂区工艺管道的布置，经过技术经济分析后确定，可采用地上管架架空、地下敷设方式。供暖管道的布置，应符合现行行业标准《城镇供热管网设计规范》CJJ 34的有关规定。

22.7.5 站区供暖管道地下敷设时，宜采用直埋敷设方式。直埋敷设的热水管道，应符合现行行业标准《城镇供热直埋热水管道技术规程》CJJ/T 81的有关规定。

23 施工准备

23.0.1 电站施工开工前应具备下列条件：

1 在工程开始施工之前，建设单位应取得相关的施工许可文件。

2 施工现场应具备水通、电通、路通、电讯通及场地平整的条件。

3 施工单位的资质、特殊作业人员资格、施工机械、施工材料、计量器具等应报监理单位或建设单位审查完毕。

4 开工所需的[施工图](http://baike.baidu.com/view/1121605.htm%22%20%5Ct%20%22_blank)应通过会审、设计交底应完成、施工组织设计及重大施工方案应已审批、项目划分及质量评定标准应确定。

5 施工临建设施应根据施工总平面布置要求布置完毕。

6 工程定位[测量](http://baike.baidu.com/view/20544.htm%22%20%5Ct%20%22_blank)基准应确立。

23.0.3 土建工程原材料进场检验应符合现行行业标准《电力建设土建工程施工技术检验规范》 DL/T5710的有关规定。

23.0.4 安装工程的主要设备、传热流体、储热介质、系统组件、管材管件、热工仪表及其他设备、材料进行进场检查，并应符合下列规定：

1 设备和材料的型号和规格应符合设计要求，不应在工程中使用不合格的设备材料。

2 设备、材料供货清单应与实际相符。

3 设备的安装、使用和维护说明书齐全，质量证明文件齐全。

4 设备开箱检查时不应损伤和损坏设备及零部件，对装有精密设备的箱件，应对加工面采取保护措施。

5 添加密封润滑剂的转动设备，开箱检查时不得盘动。

6 设备零部件、紧固件、合金钢材料等应按现行行业标准《火力发电厂金属技术监督规程》DL/T 438和《火力发电厂高温紧固件技术导则》DL/T 439规定的范围和比例进行光谱、无损探伤、金相、硬度等检验合格。

7 设备开箱检查后暂不安装时应重新封闭，露天放置的箱件应采取有效的防护措施。

23.0.5 真空集热管的进场检验应符合下列规定：

1 真空集热管的质量记录及文件应符合有关技术文件要求。

2 真空集热管外观质量、尺寸应进行抽样检测。

3 真空集热管的包装及标识应符合下列要求：

1）真空集热管的包装应完整无破损，真空指示应完好；

2）真空集热管的标识位置及形式应符合有关技术文件要求。

23.0.6 反射镜的进场检验应符合下列要求：

1 反射镜质量记录及文件应符合现行国家标准《太阳能用玻璃 第3部分：玻璃反射镜》GB/T 30984.3的有关规定。

2 反射镜外观质量、尺寸、反射比等关键质量项目应进行抽样检测。

3 反射镜外包装及标识应符合现行国家标准《太阳能用玻璃 第3部分：玻璃反射镜》GB/T 30984.3的有关规定。

23.0.7 熔融盐的进场检验应符合下列要求：

 1 熔融盐应逐批检验。每批产品不应超过100t。

2 采样单元数的确定应按现行国家标准《化工产品采样总则》GB/T 6678的规定。

3 硝酸钠的检验应符合现行国家标准《工业硝酸钠》GB/T 4553的有关规定。

4 硝酸钾的检验应符合现行国家标准《工业硝酸钾》GB 1918的有关规定。

23.0.8 导热油的进场检验应符合现行行业标准《导热油-400（联苯-联苯醚混合物）》HG/T2546的有关规定。

23.0.9 水的进场检验应符合下列要求：

1  原水应进行水质全分析，选择适合的水处理工艺，除盐水质量应满足直接蒸汽发生系统设计的进水水质要求。

2  水处理设备质量应符合现行行业标准《电厂用水处理设备验收导则》DL/T 543的有关规定。

3  超滤装置质量应符合现行行业标准《火力发电厂超滤水处理装置验收导则》DL/T 952的有关规定。

4  反渗透装置质量应符合现行行业标准《火力发电厂反渗透水处理装置验收导则》DL/T 951的有关规定。

5  电除盐装置质量应符合现行行业标准《火力发电厂电除盐水处理装置验收导则》DL/T 1260的有关规定。

6  离子交换树脂质量应符合现行行业标准《发电厂水处理用离子交换树脂验收标准》DL/T 519的有关规定。

23.0.10热工仪表与控制装置的进场检验应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范第4部分：热工仪表及控制装置》DL 5190.4的有关规定。

23.0.11已检验的设备、材料应按现行行业标准《电力基本建设火电设备维护保管规程》DL/T 855和制造厂技术文件规定的运输条件和保管、储存方式分类运输和入库保管，并应采取下列措施：

1 存放区域应有区界和消防通道，并具备充足的消防和照明设施。

2 设备的存放位置应根据施工顺序和运输条件，按照施工组织设计的规定合理布置，不宜进行二次搬运。

3 存放区域排水应畅通，并应有防撞、防冻、防潮、防尘和防倾倒等措施。

4 管材、管件和部件应标识明确、分类存放，不锈钢管道及管件的储存不应与铁素体材料直接接触。

5 充氮保护的设备，应定期检查氮气压力及设备密封情况。

6 真空集热管的储存、运输应符合下列规定：

1）集热管应在干燥，洁净的室内环境中储存，并应避免物体撞击；

2）储存时不应将集热管从包装箱内取出；

3）真空集热管应放置在专用货运支架上运输，运输应避免剧烈振动或跌落；

4）装卸集热管时，应使用专用的吊架或工具。

7 反射镜的运输、储存应符合现行国家标准《太阳能用玻璃 第3部分：玻璃反射镜》GB/T 30984.3的有关规定。

8 熔融盐的运输、储存应符合下列要求：

1）硝基型熔融盐运输应符合现行行业标准《铁路危险货物运输安全监督管理规定》《道路危险货物运输管理规定》和《水路危险货物运输规则》的有关规定。运输过程中应有遮盖物，放置包装损坏，防止雨淋、受潮。

 2）硝基型熔融盐应贮存于通风、干燥的库房内，应防止雨淋、受潮，同时还应符合现行国家标准《常用化学危险品贮存通则》GB 15603的规定。

 3）硝基型熔融盐在搬运和码垛时，应轻拿轻放，防止摩擦、撞击，跺与跺、跺与墙之间应保持0.7m~0.8m的间距。

9 大批量导热油的运输应使用特制罐车，环境温度低于12℃时，罐车应有加热装置。

10 热工仪表与控制装置的运输、储存应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第4部分：热工仪表及控制装置》DL 5190.4的有关规定。

23.0.12 汽轮发电机组的开箱检验及保管应符合现行行业标准《电力建设使用技术规范 第3部分：汽轮发电机组》DL 5190.3的有关规定。

24 土建工程施工

24.1 一般规定

24.1.1 土建工程的施工应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第1部分：土建结构工程》DL 5190.1的有关规定。

24.1.2 土建工程应制定节能环保措施，并符合现行国家标准《建筑工程绿色施工规范》GB /T 50905的有关规定。

24.1.3 地下结构施工应符合国家现行标准《土方与爆破工程施工及验收规范》GB 50201、《建筑基坑支护技术规程》JGJ 120、《建筑基坑工程监测技术规范》GB 50497、《建筑地基基础工程施工质验收规范》GB 50202和《太阳能发电站支架基础技术规范》GB 51101的有关规定。

24.1.4 混凝土工程的施工应符合下列规定：

1 现浇混凝土结构工程的施工应符合现行国家标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204的有关规定。

2 混凝土强度检验应符合现行国家标准《混凝土强度检验评定标准》GB/T 50107的有关规定。

3 大体积混凝土施工应符合现行国家标准《大体积混凝土工程施工规范》GB 50496的有关规定。

4 装配式混凝土结构应符合国家现行标准《装配式混凝土结构技术规程》JGJ 1和《装配式混凝土建筑技术标准》GB/T 51231的有关规定。

5 耐热混凝土的理化指标应符合现行行业标准《耐热混凝土》YB/T4352的有关规定。

6 混凝土的冬期施工应符合现行行业标准《建筑工程冬期施工规程》JGJ/T 104的相关规定。

24.1.5 地下混凝土结构防水、防腐蚀工程施工应符合现行国家标准《地下工程防水技术规范》GB 50108、《地下防水工程质量验收规范》GB 50208、《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212、《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》GB 50224以及《给水排水构筑物工程施工及验收规范》GB 50141的有关规定。

24.1.6 钢结构工程的施工应符合国家现行标准《钢结构工程施工规范》GB 50755和《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205的有关规定；空间网格结构的施工应符合《空间网格结构技术规程》JGJ 7的有关规定；钢结构的防腐应符合《涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级》GB 8923和《建筑钢结构防腐蚀技术规程》JGJ/T 251的有关规定。

24.1.7 砌体工程的施工应符合现行国家标准《砌体结构工程施工质量验收规范》GB 50203的有关规定。

24.1.8 屋面工程的施工应符合现行国家标准《屋面工程施工质量验收规范》GB 50207的有关规定。

24.1.9 地面工程的施工应符合现行国家标准《建筑地面工程施工质量验收规范》GB 50209的有关规定。

24.1.10 建筑装饰装修工程的施工应符合现行国家标准《建筑装饰装修工程施工质量验收规范》GB 50210的有关规定。

24.1.11 通风与空调工程的施工应符合现行国家标准《通风与空调工程施工质量验收规范》GB 50243的有关规定。

24.1.12 给、排水工程的施工应符合现行国家标准《给水排水管道工程施工及验收规范》GB 50268的有关规定。

24.1.13 土建工程的验收应符合国家现行标准《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300和《电力建设施工质量验收及评价规程 第1部分：土建工程》DL/T 5210.1的有关规定。

24.1.14 土建工程全过程资料的收集、整理和归档应符合现行国家标准《建设工程文件归档整理规范》GB/T 50328的有关规定，相关记录应真实、齐全。

24.1.15 隐蔽工程的施工应符合下列要求：

1 隐蔽工程隐蔽前，施工单位应根据工程质量评定验收标准进行自检，自检合格后向监理方提出验收申请。

2 应经监理工程师验收合格后方可隐蔽，隐蔽工程验收签证单应按现行行业标准《电力建设施工质量验收及评定规程》DL/T 5210的相关要求格式进行填写。

24.2 集热系统及设备土建结构

24.2.1 集热系统及设备土建结构施工应符合下列要求：

1 支撑结构基础施工应符合国家现行标准《太阳能发电站支架基础技术规范》GB 51101、《建筑地基基础工程施工质量验收规范》GB 50202、《复合地基技术规范》GB/T 50783、《劲性复合桩技术规程》JGJ/T 327和《建筑桩基础技术规范》JGJ 94的有关规定。

2 混凝土结构工程施工应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第1部分：土建结构工程》DL 5190.1的有关规定。

24.2.2 集热系统及设备土建结构质量验收应符合下列要求：

1 中间检查验收时，应重点对下列隐蔽工程进行验收：

1）桩基成孔质量；

2）地基基槽质量；

3）混凝土浇筑前的钢筋；

4）预埋件、预埋管、预埋螺栓质量；

5）基础回填之前地下混凝土结构质量。

2 施工完成后，质量检查及验收项目应符合现行行业标准《电力建设施工质量验收及评价规程 第一部分：土建工程》DL 5210.1的有关规定。

24.3 热传输系统土建结构

24.3.1 水/蒸汽作为传热流体的热传输系统的土建施工应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第1部分：土建结构工程》DL 5190.1的有关规定。

24.3.2 导热油或熔融盐作为传热流体时的热传输管道土建部分应符合国家现行标准《石油化工金属管道工程施工质量验收规范》GB 50517和《电力建设施工质量验收及评价规程第1部分：土建工程》DL 5210.1的有关规定。

24.4 热储存系统及设备土建结构

24.4.1 熔融盐储罐基础施工应符合国家现行标准《钢制储罐地基处理技术范》GB/T 50756、《立式圆筒形钢制焊接储罐施工及验收规范》GB 50128和《石油化工钢储罐地基处理技术规范》SH/T 3083的有关规定。

24.4.2 耐热混凝土储热体基础、储热体封闭、围护结构，围护钢结构施工应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第1部分：土建结构工程》DL 5190.1的有关规定。

24.4.3 耐热混凝土本体内部换热组件安装应符合下列要求：

1 换热组件安装前应进行严密性水压试验，水压试验应符合现行国家标准《压力管道规范工业管道 第5部分：检验与试验 》GB/T 20801.5的有关规定，水压试验后应对各管口进行封堵。

2 带增强换热翅片的换热组件，翅片根部应与基管紧密贴合，间隙不应大于0.3mm，螺距应均匀一致，换热翅片外观不应有大面积变形损坏现象，换热翅片的变形损坏总长度不应超过800mm，单点位置变形损坏长度不应超过100mm。

3 换热组件安装时整体直线度应小于30mm，位置精度应小于20mm。

4 换热组件安装时应做支撑定位或临时固定结构。

5 换热组件应与混凝土同步逐层浇筑。

24.4.4 耐热混凝土储热体浇筑应符合下列要求：

1 混凝土原材料取样方法和数量应符合现行国家标准《水泥取样方法》GB/T 12573的有关规定。

2 储热混凝土浇筑时应留置同条件养护样件及标准养护样件，留样应符合国家现行标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204、《耐热混凝土技术规程》YB/T 4252和《混凝土强度检验评定标准》GB/T 50107的有关规定。

3 储热体混凝土宜跳仓施工，每一层宜一次连续浇筑，混凝土浇筑应均匀、密实；混凝土结构施工应符合现行国家标准《混凝土结构工程施工规范》GB 50666的有关规定。

4 储热体混凝土的制备和运输、浇筑、振捣、养护应符合现行国家标准《混凝土结构工程施工规范》GB 50666、《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204的有关规定。

5 储热体混凝土工程施工应符合国家现行标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204和《电力建设施工技术规范 第1部分：土建结构工程》DL 5190.1的有关规定。

24.4.5 耐热混凝土模块可现场浇筑，也可预制。

24.4.6 热储存系统基础验收应符合下列要求：

1 熔融盐储罐基础验收应符合现行国家标准《立式圆筒形钢制焊接储罐施工及验收规范》GB 50128的有关规定。

2 固态混凝土基础质量验收（混凝土性能验收、施工质量控制、混凝土质量检验）应符合现行国家标准《混凝土质量控制标准》GB 50164和《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204的有关规定。

3 管道的焊接验收应符合国家现行标准《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》GB 50236和《电力建设施工技术规范第5部分：管道及系统》DL 5190.5的有关规定。

4 管道、阀门、承压部件焊接无损检测比例应达到100%，无损检测应符合国家现行标准《承压设备无损检测》NB/T 47013和《工业金属管道工程施工及验收规范》GB 50235的有关规定。

5 管道系统水压实验应符合现行国家标准《工业金属管道工程施工规范》GB 50235和《压力管道规范》GB/T 20801的有关规定。

6 每层换热组件浇筑完成后，进行检查验收时，应对下列隐蔽工程进行验收：

1）换热组件型号确认；

2）换热组件定位模板位置检查；

3）带增强翅片的翅片破损率；

4）换热组件焊口检查；

5）单层换热组件中翅片管的直线度。

24.5 蒸汽发生系统设备土建结构

24.5.1 蒸汽发生系统设备土建结构应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第1部分：土建结构工程》DL 5190.1的有关规定。

24.5.2 蒸汽发生系统设备有倾斜安装要求的，可使用机械磨削底板。

24.5.3 蒸汽发生系统的土建工程验收还应符合现行行业标准《石油化工给水排水管道工程施工及验收规范》SH/T 3533的有关规定。

24.6 汽轮发电机系统及设备土建结构

24.6.1 汽轮发电机系统及设备土建结构施工应符合下列要求：

1 施工准备时，应对预留孔、预埋件、汽轮发电机基座及主要附属设备基础等与安装有关的标高、中心线、地脚螺栓孔位置等重要几何尺寸进行校核并确认土建与安装要求一致。

2 汽轮发电机系统及设备土建结构施工应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第1部分：土建结构工程》DL 5190.1的有关规定。

24.6.2 汽轮发电机系统及设备土建结构验收应符合下列要求：

1 汽轮发电机系统及设备土建施工前，应进行图纸会审，对重要结构部位几何尺寸进行仔细校核并确认土建与安装要求一致。

2 汽轮机基座浇筑前应进行中间验收工作。

3 混凝土浇筑时应设专人旁站监督，确保混凝土浇筑振捣密实连续浇筑，预埋件、预埋螺栓等位置不发生偏移。

4 汽轮发电机系统及设备土建结构验收应符合现行行业标准《电力建设施工质量验收及评价规程》DL/T 5210.1和《电力建设施工技术规范 第3部分：汽轮发电机组》DL/T 5190.3的有关规定。

24.7 施工测量及变形观测

24.7.1 施工应建立满足工程要求的测量控制网，并做好变形观测。

24.7.2 施工测量放线工作应符合现行国家标准《工程测量规范》GB 50026的有关规定。

24.7.3 施工变形观测工作应符合现行行业标准《电力工程施工测量技术规范标准》 DL/T 5445的有关规定外，并应符合下列规定：

1 整个施工期观测次数原则上不应少于6次，具体观测时间、次数应根据地基状况、建（构）筑物类别、结构及加荷载情况区别对待。

2 熔融盐储罐基础完成罐体安装前、安装后及罐体使用前后、耐热混凝土储热体施工期间增加荷载及蒸塔温度变化较大时应增加观测频次。

3 施工中遇较长时间停工，再停工时和重开工时应各观测1次，停工期间应每隔2个月观测1次。

4 储热体在升温前后应进行水平位移观测，施工期间可根据水平位移变形观测进行观测；运行期间可根据储热体的具体情况设置相应的水平位移传感器，根据温度变化对水平位移进行实时观测。

5 对镜场及吸热器等精度要求较高的建（构）筑物，应根据建（构）筑物的实际情况设置沉降观测标，确定沉降观测频次。竣工运行后每季度还应至少进行1次沉降观测。

6 熔融盐储罐沉降、倾斜试验应满足下列技术条件：

1）观测沉降、倾斜点应选择在罐体顶部，观测点不宜少于3个；

2）罐体应加水观测沉降、倾斜，加水量为罐体容积的1/4、1/2、3/4、满容积；

3）对应观测沉降、倾斜的频次不少于4次，分别为第1天、第4天、第7天、第10天。

24.7.4 需要进行沉降观测的建（构）筑物，应及时设立沉降观测标志，进行沉降观测记录。

25 安装工程

25.1 一般规定

25.1.1 电站安装工程施工方案应符合现行行业标准《电力建设安全工作规程 第1部分：火力发电》 DL 5009.1的有关规定。

25.1.2 安装前土建工程应按现行行业标准《电力建设施工质量验收及评价规程 第1部分 土建工程》 DL/T 5210.1的有关规定完成验收和交接。

25.1.3 起重机械的安装和验收应符合现行国家标准《起重设备安装工程施工及验收规范》GB 50278和《机械设备安装工程施工及验收通用规范》GB 50231的有关规定。

25.1.4 安装工程应采用绿色施工，并应符合下列规定：

1 采用新技术、新工艺、新设备、新材料，不得使用国家明文禁止和高污染的工艺技术。

2 施工场地应永临结合，减少占地。

3 材料宜按施工计划顺序进场，限额领料、合理下料、减少废料。

4 设备安装过程产生的废弃物应按可回收、不可回收、有害进行分类处置。

5 施工现场噪声控制应符合现行国家标准《建筑施工场界噪声限值》GB 12523的有关规定。

25.1.5 安装工程施工过程中应采取成品保护措施，施工后应清理现场，消除施工痕迹。

25.1.6 安装工程施工过程中，应及时进行检查验收，上一道工序未经检查验收合格不得进行下一道工序施工。隐蔽工程隐蔽前应经检查验收合格。

25.1.7 安装工程施工过程的文件收集、整理及档案移交应符合现行行业标准《火电建设项目文件收集及档案整理规范》 DL/T 241的相关要求，施工过程中，应同步完成施工记录和质量验收记录。

25.2 集热系统及设备安装

25.2.1 聚光器的安装应符合下列要求：

1 聚光器支撑结构安装前应作下列准备工作：

1）采用现浇混凝土支架基础时，应在混凝土强度达到设计强度的70%后进行支架安装。

2）支架到场后检查外观及防腐涂镀层应完好无损，涂层厚度是否符合设计要求。

3）支架到场后检查型号、规格及材质应符合设计要求，附件、备件应齐全。

4）对存放在滩涂、盐碱等腐蚀性强的场所的支撑结构应做好防腐蚀工作。

5）支撑结构安装前应对基础及预埋件（预埋螺栓）的标高和定位轴线进行验收。

2 聚光器支撑结构的安装应符合下列规定：

1）支撑结构的安装应符合现行国家标准《钢结构工程施工规范》GB 50755的有关规定。

2）支撑结构安装过程中不应破坏支架防腐层，不应强行敲打，不应气割扩孔；对热镀锌材质的支架，现场不宜打孔或切割。

3）固定支撑结构安装允许偏差应符合表28.2.1中的规定。

表25.2.1 固定支撑结构允许偏差

|  |  |
| --- | --- |
| 检查项目 | 允许偏差（mm） |
| 中心对基础轴线 | ≤10 |
| 垂直度 | ≤H/1000，且≤10 |
| 顶标高 | ≤5 |

 3 反射镜及其支撑构件的安装应符合下列规定：

1）反射镜及其支撑构件的组装宜在组装平台、组装支承架或专用设备上进行，组装平台应有足够的强度和刚度，并便于构件的装卸、定位。

2）同一轴上的反射镜组装后镜面高度差不宜超过5mm。

3）对于多列反射镜共同驱动的结构，一次反射镜初始安装角度与设计值角偏差宜为±4mrad。

4）一次反射镜宜同驱动和限位装置同步安装，对于不能同步安装的，应在一次反射镜安装后做临时防倾覆措施。

5）二次反射镜相对一次反射镜的位置偏差不宜超过100mm，二次反射镜相对一次反射镜的角度偏差不宜超过5mrad。

25.2.2 吸热器的安装应符合下列规定：

1 集热管的安装应符合下列规定：

1）集热管宜在车间分段组装后运输到现场安装。

2）集热管安装前应进行遮阳防护。

3）集热管安装前应保持管道内部清洁，对管道端口采取临时封堵等措施；

4）集热管的焊接、安装应符合现行行业标准《火力发电厂焊接技术规程》DL/T 869和《电力建设施工技术规范 第5部分：管道及系统》DL/T 5190.5的有关规定。

5）对于存在二次反射镜的结构，轴线方向任一截面上吸热体偏离二次反射镜的尺寸偏差不宜超过15mm。

2 吸热器附属装置的安装应符合下列规定：

1）集热管支吊架安装应符合设计要求，安装过程中不得对任何支吊架重新定位、定向或增加约束。

2）吸热器附属装置安装的线缆部分走线布置应符合设计要求。应能有效防止施工调试过程的光照伤害。

25.2.3 驱动装置和跟踪系统的安装应符合下列要求：

1 驱动装置的安装应符合下列要求：

1）固定支撑结构与基础之间应固定牢固、可靠。

2）驱动电机的安装应牢固、可靠。

3）驱动装置传动部分应动作灵活。

2 跟踪系统的安装应符合下列要求：

1）跟踪支撑结构安装的允许偏差应符合设计文件的规定。

2）角度传感器安装前应进行零点标定。

25.2.4 集热系统辅助设施的安装应符合下列要求：

1 柔性连接部件的安装应按设计文件要求执行。

2 阀门安装应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第5部分：管道及系统》DL 5190.5的有关规定。

3 管道安装应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第5部分：管道及系统》DL 5190.5的有关规定，管道焊接应符合现行行业标准《焊接工艺评定规程》DL/T 868、《承压设备焊接工艺评定》 NB/T 47014和《承压设备用焊接材料订货技术材料》NB/T 47018的有关规定。

4 疏水箱、泵、扩容器的安装应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第3部分：汽轮发电机组》DL 5190.3的有关规定。

5 汽水分离器的安装应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第3部分：汽轮发电机组》DL 5190.3的有关规定。

6 清洗装置的安装应按技术文件要求执行，安装后应进行限位防护。

25.2.5 集热系统及设备安装后质量验收应符合以下要求：

1 集热系统验收应符合下列要求：

1）集热系统各回路的流量达到设计参数。

2）集热系统的阻力符合设计要求。

3）集热系统传热流体温度参数达到设计参数。

4）集热系统回路膨胀量满足设计值范围。

2 聚光器的验收应符合下列规定：

1）聚光器的验收应符合现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205的有关规定。

2）反射镜的实测反射率不应低于设计值。

3）对于多列反射镜共同驱动的结构，反射镜径向安装倾角偏差需满足设计要求。

3 吸热器的验收应符合下列要求：

1）集热管焊接验收应符合现行行业标准《电力建设施工质量验收及评价规程第7部分：焊接》DL/T 5210.7的有关规定。

2）集热管安装后的位置应满足设计要求。

3）具有集热管膨胀报警装置的吸热器应对报警系统进行功能验证测试。

4）具有集热管膨胀牵引或引导装置的吸热器应对牵引或引导装置的有效行程进行验收。

5）集热管透过比、吸收比、发射比、有效工作长度系数、真空度应满足吸热器性能要求。

6）吸热器端边损失应满足设计值要求。

4 驱动装置和跟踪系统验收应符合下列要求：

1）驱动装置和跟踪系统应进行全行程的模拟运转，运转精度及稳定性应达到设计要求。

2）驱动装置的限位控制部分应进行功能验证测试。

3）具有防风自动转动功能的系统应进行此功能的模拟测试，其反应灵敏度、运转速度、停止位置准确度等指标应达到设计要求。

4）驱动装置在工作范围内工作时，聚光光带聚集在吸热器上的容差应满足设计值。

5 集热系统辅助设施的验收应符合下列要求：

1）接入系统前应对柔性连接部件的有效行程进行验证测试。

2）阀门安装后的质量验收应符合现行行业标准《电力建设施工质量验收及评价规程 第5部分：管道及系统》DL/T 5210.5的有关规定。

3）管道焊接后应进行100%检测，检测方式应符合现行行业标准《管道焊接接头超声波检测技术规程》 DL/T 820、《钢承压管道对接焊接接头射线检测技术规程》 DL/T 821和《承压设备无损检测》 NB/T 47013的有关规定。

4）汽水分离器安装后的质量验收应符合现行行业标准《电力建设施工质量验收及评价规程 第3部分：汽轮发电机组》 DL/T 5210.3中箱罐类的有关规定。

5）管道、阀门及设备安装完成后应进行水压试验，水压试验应符合《电力建设施工质量验收及评价规程 第5部分：管道及系统》 DL/T 5210.5的有关规定。

6）清洗/清扫装置安装后应对清洗效率、清洗效果、装置通过性、行程限位等进行测试并验收。

25.3 热传输系统及设备安装

25.3.1 热传输系统设备基础交付安装前应具备下列条件：

1 基础外形尺寸、标高基准线、横轴和纵轴中心线、预留孔洞等应符合设计要求。

2 基础外观质量合格，表面平整，无裂纹、孔洞、蜂窝、麻面、露筋等缺陷。

3 基础混凝土强度应达到设计强度的70%以上。

4 设计要求做沉降观测的设备基础，沉降观测水准点应符合要求。

5 设备基础的混凝土承力面与设计值偏差宜为10mm～0mm。

6 地脚螺栓孔内应清理干净，螺栓孔中心线与基础中心线允许偏差为10mm，螺栓孔壁的垂直允许偏差为10mm，孔内应畅通，无横筋、无杂物。

25.3.2 热传输系统设备标高调整宜采用砂浆垫块与地脚螺栓，安装应符合下列要求：

1 砂浆垫块的布置位置和荷载除应符合设备制造厂技术要求外，尚应符合下列规定：

1）应布置在负荷集中的部位。

2）应布置在台板地脚螺栓的两侧。

3）应布置在台板四角。

4）相临砂浆垫块的水平距离宜为300mm～700mm。

5）台板加强筋部位应适当增设砂浆垫块。

6）砂浆垫块上表面标高应与设备图纸下表面标高一致，误差不超过0.5mm。

7）砂浆垫块安装完毕，应按实际情况绘制垫铁布置图。

2 热传输系统设备就位前，应完成下列工作：

1）按照设备实物核对基础的主要尺寸，应能满足安装要求。

2）基础混凝土应去除表面浮浆层，并凿出毛面，被油污染的混凝土应凿除。

3）重新检查砂浆垫块上表面垫铁是否牢固、平整。

3 砂浆垫块的制作应符合下列规定：

1）灌浆料一般应采用无收缩灌浆料。

2）砂浆垫块边缘应留出麻面，避免表面太光滑，造成二次灌浆裂纹。

4 地脚螺栓的安装应符合下列规定：

1）地脚螺栓应位于设备螺栓孔的中心（可在一次灌浆前将地脚螺栓用胶带缠住，防止一次灌浆造成的地脚螺栓歪斜）。

2）螺栓垂直度允许偏差为5mm。

3）拧紧后螺栓上部末端宜露出螺母2个～3个螺距。

25.3.3 热传输流体主泵及辅助泵安装和验收应符合下列规定：

1 泵体的安装与找正应符合下列规定：

1）泵体框架横向中心线与纵向中心线与基础中心线偏差不超过2mm。

2）泵进出口法兰中心位置与图纸规定中心偏差不超过2mm。

3）泵进出口法兰标高与图纸规定标高偏差不超过1mm。

2 刚性联轴器端面瓢偏度应小于0.02mm；半刚性及接长轴上的联轴器端面瓢偏度应小于0.03mm；联轴器端面止口外圆或内圆的径向晃度应小于0.02mm。

3 泵进出口法兰面与管道法兰面安装应符合下列规定：

1）外观检查应无裂纹、无铸砂、无焊瘤、无油污。

2）法兰面平行度偏差不超过0.01mm/cm。

3）法兰面间隙偏差不超过垫片厚度±1.5mm。

4）螺栓孔错孔偏差应小于1mm。

5）法兰验收合格后，方可进行法兰螺栓的终紧工作，按照厂家技术文件中要求的力矩进行法兰螺栓的终紧，并给出螺栓扭矩报告。

25.3.4 膨胀和溢流油箱安装应符合下列规定：

1 设备安装前应具备下列条件：

1）设备组合安装前，必须将内部清扫干净。

2）吊挂装置的连接应牢固，焊接应符合设计要求。

3）隔热板安装应符合设计要求并灌浆完毕。

2 设备安装允许偏差应符合下列规定：

1）标高±5mm。

2）水平度3mm。

3）相互距离±5mm。

4）垂直度为长度的1/1000，且不大于10mm。

3 设备安装完毕，封闭前应检查内部清洁度，确认无异物后方可封闭，并办理隐蔽工程签证。

25.3.5 热传输系统管道、管件、管道附件及阀门的安装应符合下列规定：

1 管道安装前准备工作应符合下列要求：

1）在管道安装前应对管道材料表面进行检查，无裂纹、缩孔、夹杂、粘砂、折迭、漏焊、重皮等缺陷；表面应光滑，无尖锐划痕；凹陷深度不得超过1.5mm，凹陷尺寸不应大于管子周长的5%，且不大于40mm。

2）合金材质管道、管件、管道附件及阀门应进行100%光谱检验，并作材质标记。

3）管道两端应进行封堵，牢固可靠。

4）碳钢管道应进行100%喷砂处理，保证管道内壁清洁度。

2 管道安装应符合下列规定：

1）熔融盐作为传热流体的管道工程施工应符合现行行业标准《石油化工有毒、可燃介质管道工程施工及验收规范》SH 3501的有关规定。

2）导热油作为传热流体的管道工程施工应符合现行行业标准《石油化工有毒、可燃介质管道工程施工及验收规范》SH 350和《电力建设施工技术规范第5部分：管道及系统》DL/T 5190.5的有关规定。

3）水/蒸汽作为传热流体的管道工程施工应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范第5部分：管道及系统》DL/T 5190.5的有关规定。

4）大口径、大体量管道预制，宜采用现场工厂化配管，管道预制应符合现行行业标准《电站配管》DL/T 850的有关规定。

5）管道焊接应符合现行行业标准《火力发电厂焊接技术规程》DL/T 869的相关规定。

6）导热油管道焊缝按40%RT检验。

7）熔盐管道和蒸汽管道50%RT检验。

8）给水系统管道20%RT检验。

9）其它管道5%RT检验。

10）承压部件上焊接的临时焊件清除后100% PT或MT。

25.3.6 热传输系统设备、管道的气密性试验应符合下列要求：

1 熔融盐/导热油介质的吸热器真空管和联络管宜组成回路采用氮气进行风压试验，母管宜采用水压试验。

2 水压试验的水质和进水温度应符合现行行业标准《电力基本建设热力设备化学监督导则》DL/T 889的有关规定，充水时应将系统内空气排尽。

3 试验压力应符合设计要求；设计无规定，试验压力应符合国家现行标准《电厂动力管道设计规范》GB 50764和《火力发电厂汽水管道设计规范》DL/T 5054的有关规定。

4 膨胀和溢流油箱等大型箱罐类设备水压试验过程中应做好沉降监测及数据记录。

25.3.7 热传输系统设备、管道的吹扫和清洗应符合下列要求：

1 导热油或熔融盐作为传热流体的管道宜采用压缩空气吹扫，并进行干燥直至露点降至-15℃～-20℃；换热器、油泵等设备应进行隔离，不参与吹扫；换热器间连接管道应采用人工清理。

2 水/蒸汽作为传热流体的管道宜采用水冲洗，吹管应满足现行行业标准《火力发电建设工程机组蒸汽吹管导则》DL/T 1269的有关规定。

25.3.8 热传输系统设备、管道保温施工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的有关规定。

25.3.9 管道安装质量验收应符合下列规定：

1 熔融盐作为传热流体的管道工程验收应符合现行行业标准《石油化工有毒、可燃介质管道工程施工及验收规范》SH 3501的有关规定。

2 导热油作为传热流体的管道工程验收应符合现行行业标准《石油化工有毒、可燃介质管道工程施工及验收规范》SH 3501和《电力建设施工质量验收及评价规程第5部分：管道及系统》DL/T 5210.5的有关规定。

3 水/蒸汽作为传热流体的管道工程验收应符合《电力建设施工质量验收及评价规程第5部分：管道及系统》DL/T 5210.5的有关规定。

25.4 热储存系统及设备安装

25.4.1 熔融盐储罐的安装应符合下列规定：

1 储罐基础的复查应符合现行国家标准《立式圆筒形焊接储罐施工及验收规范》GB 50128的有关规定。

2 基础交付安装应具备下列条件：

1）整体坡度应平缓过渡，不应出现明显的凹凸不平；基础坡度从中心至基础边缘误差应为±26mm。

2）壁板下方基础为非混凝土面时，在任意3米内的水平度应为±3mm，整个圆周的平均水平度应为±13mm。

3）基础每张支撑钢板的水平度偏差应为±3mm，整个圆周内的支撑钢板偏差应为±5mm。

3 储罐组装前应检查各构件尺寸符合设计要求，需重新校正时，不应出现锤痕。

4 储罐组装过程中吊装作业应符合现行国家标准《石油化工大型设备吊装工程规范》GB 50798的有关规定。

5 储罐底板的安装应符合下列规定：

1）底板焊缝对口间隙应符合焊接要求，误差应为±1mm。

2）底板对接焊缝错边量应小于1mm。

3）底板焊缝焊接变形量应小于13mm。

4）底板焊接完毕后，整体坡度应平缓，无明显的局部凸凹变形，整体坡度偏差应为±26mm，任意一米间的凸凹偏差应小于5mm。

6 储罐壁板的安装应符合下列规定：

1）组焊顶圈壁板时，其上口水平和铅垂的允许偏差应符合表25.3.1的规定。

表25.3.1 顶圈壁板组焊允许偏差

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 名称 | 上口水平 | 水平直径 | 铅锤 |
| 允许偏差（mm） | 2 | 6 | 3 |

2）储罐壁板垂直度、壁板内表面任意点半径的允许偏差应符合现行国家标准《立式圆筒形焊接储罐施工及验收规范》GB 50128的有关规定。

3）壁板对接焊缝对口安装应符合设计和焊接要求，偏差应为±1mm。

4）壁板对接焊缝错边量应小于1mm。

5）壁板焊缝焊接变形量应小于13 mm。

6）储罐壁板施焊时应先焊纵缝，在焊完两相邻纵缝后，再焊其间环缝，施焊位置应均匀分布，并沿同一方向施焊。

7 储罐包边角钢的安装应符合下列规定：

1）组装前，包边角钢应符合弧度和翘曲度的设计要求。

2）包边角钢焊接时应按角钢对接缝、内部断角焊缝、外部搭接连续角焊缝的顺序组焊。

3）组装焊接后，包边角钢高出壁板的局部高度应符合设计规定，包边角钢应紧贴壁板，其间隙不应大于2mm。

8 储罐固定顶、浮顶的组装应符合现行国家标准《立式圆筒形钢制焊接储罐施工及验收规范》GB 50128的有关规定。

25.4.2 储罐附件的组装应符合现行国家标准《立式圆筒形钢制焊接储罐施工及验收规范》GB 50128的有关规定。

25.4.3 储罐的焊接应符合国家现行标准《立式圆筒形钢制焊接储罐施工及验收规范》GB 50128和《立式圆筒形钢制焊接储罐安全技术规范》AQ 3053的有关规定。

25.4.4 储罐充水试验应符合下列规定：

1 储罐安装完成后应进行充水试验，充水试验应符合现行国家标准《立式圆筒形焊接储罐施工及验收规范》GB 50128的有关规定，充水试验后应对下列项目进行检查：

1）罐底严密性。

2）罐壁强度及严密性。

3）固定顶的强度、稳定性及严密性检查。

4）浮顶及内浮顶的升降试验及严密性检查。

5）浮顶排水管的严密性检查。

6）基础沉降观测。

25.4.5 储罐充水试验完毕后应及时处理剩余部分的焊缝除锈及防腐，其后不得施焊和动火。

25.4.6 储罐的表面处理应符合下列规定：

1 在充水试验合格后应对储罐不锈钢内外表面进行酸洗钝化处理，并用蓝点法检测，无蓝点为合格。

2 储罐制造完成后应对碳钢外表面（法兰密封面除外）进行处理抛丸或喷砂达Sa2.5级。

25.4.7 储罐安装前后包装、油漆及防护应符合下列要求：

1 储罐安装前各构件的包装应符合下列要求：

1）在储罐各构件运输过程中所采用的包装方法应符合现行行业标准《压力容器涂敷与运输包装》JB/T 4711的有关规定。

2）储罐各构件的包装应符合安全、经济、不受损的要求。

3）储罐碳钢零部件应有防锈措施，所有包装箱有详细标记和装箱清单，备品备件应单独装箱。

2 储罐安装完成后的油漆、防护应符合下列要求：

1）储罐充水试验完成后所有碳钢的外表面应喷砂处理并达到SA2½级，不锈钢表面应酸洗钝化。

2）储罐外表面油漆和涂敷应符合现行行业标准《压力容器涂敷和运输包装》JB/T 4711的有关规定。

25.4.8 熔盐泵的安装应符合下列规定：

1 熔盐泵安装前应找正水平，安装后应校正熔盐泵的安装垂直度。

2 熔盐泵泵轴与电机传动轴的同心度应满足两联轴器外缘偏差不超过0.1mm，断面间隙一周偏差不超过0.3mm。

3 熔盐泵连接管道应设置支吊结构。

4 熔盐泵出口为法兰结构时，不应承载外来载荷。

5 熔盐泵吸入口距离熔盐罐底部距离不应小于200mm。

* + 1. 熔盐泵单体调试时应符合下列要求：

1 检查电机和熔盐泵的温升情况。

2 轴承室内润滑油的质量和填充量符合工艺要求。

3 出现异常摩擦声或震动时，应立即停车检查。

25.4.10 储罐外部保温层的安装应符合下列规定：

1 储罐本体焊接、连接于储罐本体上的保温层固定件焊接、罐体防腐和充水试验、保温材料安装应按先后顺序施工。

2 热处理后不应在罐体上施焊。

3 罐体隔热支承圈应断续焊于罐壁上，并在圆周均布焊接一定数量的支架。

4 储罐的阀门、法兰保温层断开处应预留螺栓拆卸距离，该距离应符合现行行业标准《石油化工设备和管道隔热技术规范》SH 3010的有关规定。

5 储罐保温层采用镀锌铁丝或包装钢带捆扎时，应符合现行行业标准《石油化工设备和管道隔热技术规范》SH 3010的有关规定。

6 储罐的观察孔、检测点、维修处的保温应采用可拆卸式结构，并应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程施工规范》GB 50126的有关规定。

25.4.11 熔融盐-导热油换热器的安装应符合下列要求：

1 安装前应按照土建设计施工图及相关标准对换热器安装基础进行复查验收。

2 安装应符合国家现行标准《热交换器》GB/T 151和《电力建设施工技术规范 第2部分：锅炉机组》DL/T 5190.2的有关规定。

3 熔融盐/导热油为传热流体的热交换器的吊装应符合现行国家标准《石油化工大型设备吊装工程规范》GB 50798的有关规定。

4 熔融盐管道的倾斜度应符合设计要求。

25.4.12 热储存系统及设备安装完成后质量验收应符合下列规定：

1 储罐安装完成后应进行焊缝表面质量检查，并应符合现行国家标准《立式圆筒形焊接储罐施工及验收规范》GB 50128的有关规定。

2 储罐焊缝应100%进行无损探伤检查，并应符合现行行业标准《承压设备无损检测》NB/T 47013的有关规定。

3 储罐体几何形状和尺寸检查应符合现行国家标准《立式圆筒形焊接储罐施工及验收规范》GB 50128的有关规定。

4 储罐安装完成后进行充水试验应符合现行国家标准《立式圆筒形焊接储罐施工及验收规范》GB 50128的有关规定。

5 储罐保温层的安装质量检验应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程施工质量验收规范》GB 50185的有关规定。

6 熔融盐-导热油换热器安装后的质量验收应符合现行行业标准《化工设备工程施工及验收规范》HG/T 20275的有关规定。

25.5 蒸汽发生系统及设备安装

25.5.1 蒸汽发生系统设备安装前应符合下列规定：

1 基础和钢构架施工应符合下列规定：

1）根据基础验收记录进行复查，基础外形尺寸、坐标位置及预埋件的安装应符合设计要求和现行国家标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204的有关规定。

2）基础外观不得有裂纹等超标缺陷，预埋地脚螺栓的螺纹应无损坏、无锈蚀，且应有保护措施。

3）钢构架安装和二次灌浆应符合国家现行标准《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204和《电力建设施工技术规范 第2部分：锅炉机组》DL 5190.2的有关规定。

4）钢架吊装沉降观测点的设置应符合国家现行标准《工程测量规范》GB 50026和《建筑变形测量规范》JGJ 8的有关规定。

5）高强螺栓的储运、保管、安装、检验和验收应符合国家现行标准《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205、《电力建设施工技术规范 第2部分：锅炉机组》DL 5190.2和《钢结构高强度螺栓连接技术规程》JGJ 82的有关规定。

6）有膨胀位移的螺栓连接处应留有足够的膨胀间隙，膨胀方向应正确。

2 设备吊装前应基础验收完毕、构架找正和固定完毕，隔热板安装验收完毕。

3 设备吊装前应预先在地面对管座等接口进行封堵防护。

4 设备吊装前应移除隔热板上方螺栓，清理隔热板表面，滑动支座应按图纸要求安装不锈钢板。

5 隔热板与砂浆垫块的安装应符合下列规定：

1）隔热板安装使用隔热板下方调整螺栓进行调整，允许偏差为±1mm。

2）砂浆垫块的布置位置和荷载应符合制造厂技术文件的要求。

25.5.2 蒸汽发生系统设备安装应符合下列规定：

 1 蒸汽发生系统设备安装应符合国家现行标准《石油化工换热设备施工及验收规范》SH/T 3532、《热交换器》GB/T 151和《电力建设施工技术规范 第2部分：锅炉机组》DL/T 5190.2的有关规定。

2 汽包、蒸发器、预热器、再热器和过热器等主要设备的安装允许偏差应符合下列规定：

1）标高±5mm。

2）水平度2mm。

3）相互距离±5mm。

4）垂直度为长度的2/1000，且不大于15mm。

3 热交换器倾斜安装的，底板整体倾斜后应在同一平面内。

25.5.3 蒸汽发生系统连通管及附件安装应符合下列要求：

1 连通管安装应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范第5部分：管道及系统》DL 5190.5的有关规定。

2 连通管道支吊架安装应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范第5部分：管道及系统》DL 5190.5的有关规定。

3 阀门安装应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范第5部分：管道及系统》DL 5190.5的有关规定。

25.5.4 管道安装质量验收应符合下列规定：

1 熔融盐/导热油侧管道工程验收应符合现行行业标准《石油化工有毒、可燃介质管道工程施工及验收规范》SH 3501和《电力建设施工质量验收及评价规程第5部分：管道及系统》DL/T 5210.5的有关规定。

2 汽水侧管道工程验收应符合现行行业标准《电力建设施工质量验收及评价规程第5部分：管道及系统》DL/T 5210.5的有关规定。

25.5.5 蒸汽发生系统水压试验应符合下列规定：

1 热交换器熔融盐/导热油侧水压试验不参与系统水压试验，应采取隔离措施。

2 水压试验前，可进行一次0.2MPa～0.3MPa的气压试验，试验介质应为压缩空气。

3 试验压力应符合国家现行标准《电厂动力管道设计规范》GB 50764和《火力发电厂汽水管道设计规范》DL/T 5054的有关规定及设计图纸的要求。

4 水压试验临时管路与堵头的强度须经计算校核，应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第2部分：锅炉机组》DL/T 5190.2的有关规定。

5 水压试验应符合现行行业标准《石油化工换热设备施工及验收规范》SH/T 3532、《电力基本建设热力设备化学监督导则》DL/T 889、《电站锅炉压力容器检验规程》DL 647和《电力工业锅炉压力容器监察规程》DL 612的有关规定。

6 水压试验过程中应进行沉降监测及数据记录。

25.5.6 化学清洗宜在蒸汽发生系统水压试验合格后进行，且应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第2部分：锅炉机组》DL/T 5190.2和《火力发电厂锅炉化学清洗导则》DL/T 794的有关规定。

25.5.7 蒸汽发生系统设备、管道的吹扫应符合下列要求：

1 热交换器熔融盐/导热油侧应进行隔离，不参与吹扫，设备间连接管道宜采用压缩空气进行吹扫，并进行干燥直至露点降至-15℃～-20℃。

2 汽包和热交换器汽水侧应进行蒸汽吹扫，且宜根据不同压力等级分阶段吹扫。

3 吹扫前宜进行大流量热态介质预冲洗。

4 蒸汽吹扫应符合现行行业标准《火力发电建设工程机组蒸汽吹管导则》DL/T 1269的有关规定。

25.5.8 蒸汽发生系统的保养应按照现行行业标准《电力基本建设热力设备化学监督导则》DL/T 889的有关规定执行。

25.5.9 蒸汽发生系统设备、管道防腐保温施工应符合国家现行标准《工业设备及管道绝热工程施工及验收规范》GBJ 126和《火力发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072的有关规定。

25.6 发电系统及设备安装

25.6.1 汽轮发电机及辅助设备安装应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第3部分 汽轮发电机组》DL 5190.3的有关规定。

25.6.2 水处理设备及系统安装应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第6部分 水处理及制氢设备和系统》DL 5190.6的有关规定。

25.6.3 热工仪表及控制装置安装应符合国家现行标准《电力建设施工技术规范 第4部分 热工仪表及控制装置》DL 5190.4和《自动化仪表工程施工及质量验收规范》GB 50093的有关规定。

25.6.4 发电系统管道施工应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第5部分 管道及系统》DL 5190.5的有关规定。

25.6.5 现场部件或材料的加工配置应符合现行行业标准《电力建设施工技术规范 第8部分 加工配置》DL 5190.8的有关规定。

25.6.6 电气装置安装应符合下列规定：

1 高压电器施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147的有关规定。

2 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148的有关规定。

3 母线装置施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》GB 50149的有关规定。

4 电气设备交接试验应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150的有关规定。

5 电缆线路施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》GB 50168的有关规定。

6 接地装置施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169的有关规定。

7 旋转电机安装应符合现行国家标准《电气装置安装工程旋转电机施工及验收规范》GB 50170的有关规定。

8 盘、柜及二次回路接线施工应符合现行国家标准GB 50171《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》的有关规定。

9 蓄电池施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》GB 50172的有关规定。

10 电力变流设备施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电力变流设备施工及验收规范》GB 50255的有关规定。

11 串联电容器补偿装置施工应符合现行国家标准《电气装置安装工程 串联电容器补偿装置施工及验收规范》GB 51049的有关规定。

25.6.7 发电系统及设备安装完成后质量验收应符合下列要求：

1 汽轮发电机及辅助设备、水处理设备及系统、管道系统安装质量验收应符合现行行业标准《电力建设施工质量验收规程 第3部分 汽轮发电机组》 DL 5210.3的有关规定。

2 热工仪表及控制装置安装质量验收应符合现行行业标准《电力建设施工质量验收规程 第4部分 热工仪表及控制装置》 DL 5210.4的有关规定。

3 现场部件或材料的加工配置应符合现行行业标准《电力建设施工质量验收规程 第2部分 锅炉机组》 DL 5210.2的有关规定。

4 电气装置安装质量验收应符合现行行业标准《电气装置安装工程 质量检验及评定规程》 DL 5161.1~DL 5161.17的有关规定。

26 调试

26.1 一般规定

26.1.1 集热系统、热传输系统和热储存系统应联合同步调试。

26.1.2 集热系统调试时应满足太阳辐照度、气温、风速等气候要求。

26.1.3 汽轮发电系统调试项目及技术要求应符合现行行业标准《火力发电建设工程机组调试技术规范》DL/T 5294的有关规定。

26.2 集热系统与热传输系统调试

26.2.1 熔融盐化盐应符合下列要求：

1 熔融盐传输管道、法兰、阀门、熔盐储槽等部位应投运伴热装置，热源温度应高于熔融盐凝固点温度20℃以上。

2 熔融盐熔化炉在使用前应用除盐水做水压试验，水压实验应满足现行行业标准《压力管道安全技术监察规程-工业管道》TSG D0001的有关规定。

3 熔盐融化方法宜使用干式熔融法或加水融化法，加水融化法使用水为软化水且氯离子含量小于25mg/L。

4 熔融盐熔化炉启动时应采取空管预热。

5 熔融盐熔化炉应根据熔融盐介质种类确定出口温度，在未达到熔融盐出口设计温度前应维持本体小循环。

6 熔融盐熔化炉出力达到额定工况后应持续运行，产出熔融盐应经熔融盐冷罐的盘管输入熔融盐冷罐。

26.2.2 加注集热器传热介质时应符合下列要求：

1 导热油、熔融盐加注介质应从导热油循环泵或低温熔盐泵的系统最低点或罐体开始；熔融盐加注时应将熔融盐罐体、底板加热至设计最低运行温度。

2 熔融盐、导热油注入前，应启动伴热或辅助加热系统将热传输系统管道升温至设计最低运行温度以上。

3 加注介质温度应根据不同介质最低运行温度、加注环境温度和风速等因素进行确定，余量不宜少于20℃；导热油介质加注宜一次完成，熔融盐介质加注宜分为2个~3个阶段完成。

4 集热系统首次加注介质宜选择在白天进行；分组调试的集热系统回路介质未充满前不应聚光；集热管应加热至设计最低运行温度以上后投入运行。

26.2.3 集热系统和热传输系统调试前，应进行下列测试：

1   真空集热管超温联锁保护试验。

2   真空集热管升温速率超速联锁保护试验。

3   传热介质低流量及断流联锁保护试验。

4 真空集热管膨胀量联锁保护试验。

5 回路超温、超压联锁保护试验。

6 低速循环试验。

7 水介质集热系统的汽水分离器液位超高联锁保护试验。

8 防风聚光器保护、防冰雹镜面保护、防沙尘暴镜面保护、DNI偏低保护试验等天气预警系统联锁保护试验。

9 主备用电源切换保护试验。

10 防冻、防凝系统投运试验、伴热投运试验和辅助加热系统试验。

11 导热油过滤/分馏系统。

12 导热油和熔融盐介质损耗、回收系统、排污系统、介质补充系统投运等试验。

13以水/蒸汽作为传热介质的集热系统的给水、减温、疏水、排空及排污试验。

26.2.4 集热系统和热传输系统调试过程中，应符合下列要求：

1 集热系统宜根据整场回路数量及布置情况进行分组调试。

2 集热系统运行时不应低于最低设计最小流量。

3 集热系统整体升温速率不宜超过15℃/min。

4 集热系统调试过程中应实时监视系统膨胀状态。

5 集热系统调试过程中吸热管壁或出口传热介质温度达到预警值时DCS报警，超过预警值应自动执行聚光器自动偏光。

6 集热系统的传热介质的补给量宜根据太阳光入射角度变化、DNI辐照度的变化、聚光器实际聚光情况和集热器出口温度进行调节。

7 以水/蒸汽作为传热介质的集热系统的汽水分离器的液位高度应通过回水调节阀开度自动控制；出口过热蒸汽的温度宜通过喷水减温调节系统进行控制。

8 集热系统调试过程突然电源中断，应及时投运备用电源，对聚光器进行偏光。

26.2.5 集热系统和热传输系统调试结束后，应符合下列要求：

1 传热介质接近最低运行温度点或凝结点时，应投运防冻、防凝系统或伴热和辅助加热系统。

2 风速存在大于设计风速时，应将聚光器置于防风位置。

3 天气存在冰雹风险时，应将聚光器置于防冰雹位置。

4 检查吸热器膨胀回缩情况。

5 检查传热介质的成分变化情况。

26.3 热储存系统调试

26.3.1 耐热混凝土热储存系统调试应符合下列要求：

1 耐热混凝土内部换热管道的化学清洗程度应根据管道的材质、换热面积、汽水品质、使用年限、结垢情况、管道更换难易程度等因素确定，排水指标应满足汽水管道要求指标。

2 耐热混凝土热储存系统投入运行前应进行烘干，烘干应符合下列要求：

1）升温时通入的传热流体不宜高于耐热混凝土本体温度50℃。

2）耐热混凝土本体整体升温速率不宜超过3℃/min。

3）应对耐热混凝土本体的游离态水进行烘干。

4）烘干后耐热混凝土的游离态和结合态的整体含水率应小于6wt%。

3 耐热混凝土的吹管宜采用正吹和反吹结合的方式； 对于有再热功能的耐热混凝土的吹管宜采用降压吹管和稳压吹管交替的方式。

4 储热过程中，应检测耐热混凝土本体底部高温水箱的液位，以判断储热进程。

5 储热和取热过程中，应检测耐热混凝土本体的平均温度变化和本体高度及宽度膨胀尺寸变化。

6 取热过程中，应根据出口温度和压力变化进行各储热模块的切换，各储热模块在切换前应提前准备。

26.3.2 熔融盐热储存系统调试应符合下列要求：

1 熔融盐热储存系统调试前，应完成下列试验：

1）罐体介质注入和出料试验。

2）罐体升温速率控制试验。

3）换热器升温控制试验。

4）换热器换热控制试验。

5）动力泵切换和并列试验。

6）热态排污及补充工质试验。

7）氮气系统补充和排放试验。

8）动力泵跳闸试验。

9）氮气系统报警、排放、补充试验，冷、热储罐宜联通同步试验。

2 熔融盐热储存系统调试过程中，应满足下列试验：

1）熔融盐热储存系统启动前应确认罐体温度达到最低启动运行温度。

2）熔融盐罐体升温速率应控制在5℃~8℃/h，并在150℃、250℃、350℃和500℃分别停留60h、36h、24h、12h；并严密监视和控制混合缓冲罐、储热罐的温升速率。

3）热熔融盐进入罐体液位变化速率应小于3m/h，过程中应监视罐体变形膨胀和密封系统。

4）调试过程中应投运氮气系统。

3 熔融盐热储存系统调试完成后，应满足下列要求：

1）投运防冻、防凝系统。

2）监测氮气系统的气体成分变化。

3）换热器中储热介质应先排尽，传热介质再排尽。

26.4 蒸汽发生系统调试

26.4.1 蒸汽发生系统的调试应符合现行行业标准《火力发电建设工程机组调试技术规范》DL/T 5294、《锅炉监测控制技术导则》DL/T 589、《火力发电建设工程机组蒸汽吹管导则》DL/T 1269、《火力发电厂锅炉化学清洗导则》DL/T 794的有关规定。

26.4.2 蒸汽发生系统投入运行前应进行冷态冲洗、热态冲洗和校验水位监测装置试验。

26.4.3 蒸汽发生系统投入运行前应进行热源介质预热，达到运行温度后，再投入冷源介质运行。

26.4.4 蒸汽发生系统调试应符合下列要求：

1 蒸汽发生器投入使用时，应先对蒸发器上水，将预热器旁路。

2 再热器温度在200℃前严禁投入导热油/熔融盐。

3 导热油再热器初始投入温度应为200-250℃。

4 熔融盐再热器初始投入熔融盐温度应为250-300℃。

5 蒸汽发生器升温速率宜控制在5-10℃/min。

6 蒸汽发生系统运行时，熔融盐或导热油出口温度应高于设计最低运行温度。

26.4.5 蒸汽发生系统停运时应符合下列要求：

1 先退出再热器的熔融盐/导热油。

2 蒸发器和预热器应先退水再退熔融盐/导热油。

3 退水过程中应保证蒸发器和预热器不超温。

4 蒸汽发生系统退出运行后熔融盐或导热油应无存积。

26.5 导热油/熔融盐换热器调试

26.5.1导热油/熔融盐换热器调试应符合下列要求：

1 换热器应提前进行换热器电加热系统或导热油预热循环。

2 换热器升温速率不宜超过5℃/min。

3 宜在导热油温度超过260℃后向换热器注入冷熔融盐。

4 导热油出口端温度与熔融盐出口端温差宜不高于5℃。

5 调试完成后，应将熔融盐放空。

26.6 分系统联合调试

26.6.1 集热系统、热传输系统、热储存系统联合调试应符合下列要求：

1 水/蒸汽、熔融盐作为传热介质的，应符合本标准26.2和26.3的规定。

2 导热油作传热介质，熔融盐作导热介质的应符合本标准26.2、26.3和26.5的规定。

26.6.2 热储存系统和蒸汽发生系统的联合调试应符合本标准26.3和26.4的要求。

26.6.3 集热系统和蒸汽发生系统联合调试应符合下列要求：

1 导热油/熔融盐作为传热介质的集热系统，与蒸汽发生系统联合调试前，应对集热系统做不小于2小时的循环。

2 集热系统循环泵出力应不小于50％。

3 蒸汽发生系统宜提前预热至预定使用温度。

4 导热油或熔融盐进入蒸汽发生系统后宜退出循环泵，投入正式导热油/熔融盐主泵运行。

26.6.4 以水/蒸汽作为传热介质的集热系统、耐热混凝土热储存系统或蒸汽发生系统与汽轮发电机系统联合调试时应对初始产出蒸汽进行不少于5min的排放。

26.7 整套启动调试

26.7.1 电站整套启动调试应具备下列条件：

1 集热系统与热传输系统分系统调试、热储存系统分系统调试和蒸汽发生系统分系统调试应各分系统调试完成。

2 集热系统与热传输系统和热储存系统应联合调试完成。

3 集热系统与热传输系统、热储存系统和蒸汽发生系统应联合调试完成。

4 汽轮机发电机系统应单体调试、单机试运完成。

26.7.2 集热系统与热传输系统和热储存系统联合调试应满足下列要求：

1 集热系统与热传输系统调试应符合本标准26.2.3和26.2.4款相关规定。

2 热传输系统调试应符合本标准26.3节相关规定。

3 导热油传热介质或熔融盐传热介质运行过程中未达到设计温度要求应再次循环以达到输出要求，达到设计温度后可进入热储存系统进行间接换热储热或直接储热。

4 以水/蒸汽作为传热介质的集热系统运行过程中未达到设计温度和压力要求的，应根据固态热储存系统本体的不同温度分布选择性进入固态热储存系统的本体。

26.7.3 集热系统与热传输系统、热储存系统和蒸汽发生系统联合调试，应满足下列要求：

1 集热系统与热传输系统调试与热储存系统调试应符合本标准26.7.2条款的相关规定。

2 蒸汽发生系统调试应符合本标准26.4节相关规定。

3 蒸汽发生系统运行过程和结束后，应检测系统的泄漏情况。

4 蒸汽发生系统停止运行时，应先停止水循环，再停止传热介质循环，且介质无存积。

26.7.4 空负荷调试阶段、带负荷调试阶段和满负荷调试阶段应符合下列要求：

1 汽轮发电机系统的空负荷调试、带负荷调试和满负荷调试应符合现行行业标准《汽轮机启动调试导则》DL/T 863-2016的有关规定。

2 集热系统与热传输系统、热储存系统和蒸汽发生系统的联合调试应符合本标准26.7.3款相关的规定。

3 汽轮发电机系统调试阶段所需热源应满足分别来自集热系统、热储存系统和二者混合热源。

4 汽轮发电机系统带负荷调试阶段应进行热负荷变化试验。

27 验收

27.1 一般规定

27.1.1 线性菲涅耳太阳能光热发电站验收应通过分系统验收、整套启动验收、试运和移交生产验收、竣工验收四个阶段的全面检查验收。

27.1.2 光热发电站应按集热系统、热传输系统、热储存系统、蒸汽发生系统、汽轮发电机系统、专项验收进行各部分分项验收。

27.2 分系统验收

27.2.1 集热系统验收应符合下列要求：

1 集热器整体性能验收应包括集热器数量、有效集热面积、最大工作风速、全场回路个数及回路总长度。

2 反射镜验收应包括反射镜材料、反射镜性能参数及清洗方式说明等。

3 支架及跟踪系统验收应包括支架材料、跟踪系统驱动方式及跟踪精度等。

4 集热管验收应包括集热管规格、集热管材料、集热管设计温度和压力及集热管性能参数等关键设备参数和质量证明材料等。

5 传热介质验收应包括最高及最低工作温度、凝固温度及传热介质性能参数等。

27.2.2 热传输系统验收应包括膨胀罐、溢流油罐、溢流回油泵、氮气系统，各系统的验收应满足设计要求。

27.2.3 热储存系统验收应符合下列规定：

1 热储存系统调试质量验收应符合下列规定：

1） 热储存系统的储热容量、比热容、使用温度范围、储热功率、取热功率、保温层散热功率应符合设计要求。

2） 储热小时数、储热容量及最大储热量所需工质用量应符合设计要求。

3） 采用熔融盐储热方式时热熔盐罐日温降、年平均温度应符合设计值要求。

4） 储热介质为熔盐时防凝系统运行指标应符合设计要求。

5） 储热介质泄漏防护设施、储热介质疏放系统、事故报警系统运行指标应符合设计要求。

6） 混凝土热储存系统的混凝土最大热膨胀量应符合设计要求。

7） 混凝土热储存系统的耐热混凝土本体日温降、年平均温度、储热时不同储热单元切换相应时间、储热效率等应满足设计性能指标的要求。

27.2.4 蒸汽发生系统验收应符合下列要求：

1 蒸汽发生系统调试质量验收应符合下列要求：

 1）蒸汽发生系统验收包括蒸汽发生器类型、热效率、热/冷流体的工质类型、流量、入口温度和压力及出口温度和压力。

2）蒸汽发生系统最大连续蒸发量应达到设计值。

3）蒸汽发生系统出力应满足汽轮机发电机系统各种运行参数的要求。

4）蒸汽发生系统压降应符合设计要求。

2 换热性能指标符合下列要求：

1）换热介质损耗量、换热器平均效率、换热器最低出力性能试验测试值、应满足设计性能指标的要求。

2）耐热混凝土储热体取热时不同取热单元切换相应时间、取热效率等满足设计性能指标的要求。

27.2.5 发电系统验收应符合下列要求：

1 汽轮发电机组验收应包括汽轮机额定功率、机组效率、汽轮机进气参数、再热进气参数、机组热效率、回热级数、冷却方式和回热系统及汽轮机各工况下热平衡特性说明。

2 常规岛部分热力系统设备应包括凝汽器、加热器、除氧器、抽汽系统、给水系统和汽机旁路系统等。

3 辅助燃料系统应包括辅助燃料物性参数、全年全部辅助燃料低位热值及辅助燃料排放方式等。

4 发电系统验收应符合现行行业标准《火力发电建设电站机组调试质量验收及评价规程》DL/T 5295和《火力发电建设电站启动试运及验收规程》DL/T 5437的有关规定。

5 发电系统性能指标验收应按照国家现行标准《火电电站达标投产验收规程》DL 5277和《光热发电站性能评估技术规范》的有关规定执行。

27.2.6 环境保护与水土保持专项验收应符合下列要求：

1 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的规定。

2 噪声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的有关规定。

3 电站水土流失防治标准验收应按国家现行标准《开发建设项目水土流失防治标准》GB 50434、《水土保持综合治理 验收规范》GB/T 15773和《水土保持电站运行技术管理规定》SL 312的有关规定进行验收。

4 电站站址在风蚀地区的水土保持验收应按现行国家标准《水土保持综合治理 技术规范 风沙治理技术》GB/T 16453.5有关规定进行验收。

5 电站站址在水土流失（水蚀）的荒地的水土保持验收应符合现行国家标准《水土保持综合治理 技术规范 荒地治理技术》GB/T 16453.2有关规定。

27.2.7 职业安全与职业卫生专项验收应符合下列要求：

1 在具有危险因素和职业病危害的场所设置醒目的安全标志、安全色、警示标识。其验收应符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894、《安全色》GB 2893和《工作场所职业病危害警示标识》GBZ 158的有关规定。

2 电站的生产车间、作业场所、辅助建筑、附属建筑、生活建筑和易燃易爆的危险场所以及地下建筑物的防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道符合设计要求。

3 职业卫生验收应按照现行国家标准《火力发电企业职业危害预防控制指南》GBZ/T 280的有关规定进行验收。

4 集热系统、热储存系统、蒸汽发生系统、化学水处理系统、六氟化硫高压开关室及六氟化硫高压开关检修室、汽轮机调速系统和旁路系统（控制油采用抗燃油时）等贮存腐蚀性介质或产生有害气体的场所，以及使用含有对人体有害物质的仪器和仪表设备，配备相应的防毒及防化学伤害的安全防护设施。

27.3.8 消防专项验收应符合下列要求：

1 消火栓、箱安装位置应正确，标识醒目；箱内栓口位置、朝向、高度正确，设施齐全，且应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《火力发电厂及变电站设计防火规范》GB 50229和《建筑给水排水及采暖电站施工质量验收规范》GB 50242的有关规定。

2 变压器、油箱、油泵房等区域特殊消防设施应符合设计要求。

3 移动式消防器材定置管理应符合现行国家标准《建筑灭火器配置验收及检查规范》GB 50444的有关规定。

4 火灾自动报警系统应单独布线，系统内不同电压等级、不同电流类别的线路，不应布在同一管内或线槽的同一槽孔内，且应符合现行国家标准《火灾自动报警系统施工及验收规范》GB 50166的有关规定。

5 消防验收评定方法应符合现行行业标准《建设工程消防验收评定规则》GA838-2016的有关规定。

27.3 整套启动验收

27.3.1 整套启动验收前完成的准备工作应包括下列内容：

1 应通过并网电站验收，包括下列内容：

1）涉及电网安全生产管理体系验收。

2）电气主接线系统及电站用电系统验收。

3）继电保护、安全自动装置、电力通信、光热电站监控系统等验收。

4）二次系统安全防护验收。

5）对电网安全、稳定运行有直接影响的电站其他设备及系统验收。

6）通信系统与电网调度机构连接应正常。

7）电力线路应已经与电网接通，并已通过冲击试验。

8）保护开关动作应正常。

9）保护定值应正确、无误。

10）电站监控系统各项功能应运行正常。

11）系统运行资料应包括系统设计运行模式方案、系统试运行大纲、系统试运行记录等材料。

2电站经调试后，满负荷调试合格应满足下列要求：

1） 系统连续240小时以上正常运行。

2） 240小时试运行期内，因不可抗力因素导致系统停止运行，或系统处于非发电模式下工作，则该时间段不计入240小时试运行，系统仍视作正常运行。

3） 机组连续运行不少于5天，每天持续不间断运行时数大于4h。

4） 机组设计出力连续运行时间为在设计气象条件下，机组出力90%以上连续运行大于1h。

27.4 试运和移交生产验收

27.4.1 整套启动验收完成后应进行试运和移交生产验收。

27.4.2 电站试运和移交生产验收应具备下列条件：

1 生产区内的所有安全防护设施应已验收合格。

2 电站主要设备各项试验应全部完成且合格。

27.4.3 电站试运和移交生产验收主要工作应包括下列内容：

1 检查电站投入试运的安全保护设施的措施。

2 检查DNI大于250W/m2的条件下无故障连续并网运行记录。

3 检查监控和数据采集系统。

4 检查系统效率和各项性能指标。

5 检查电站启动验收整改记录。

27.4.4 机组整套验收应符合现行行业标准《火力发电建设电站机组调试质量验收及评价规程》DL/T 5295和《火力发电建设电站启动试运及验收规程》DL/T 5437的有关规定。

27.4.5 安全验收应符合现行行业标准《光热发电电站安全验收评价规程》NB/T 32028的有关规定。

27.5 机组的考核期

27.5.1 机组的考核期自试运开始至试运结束，时间为六个月，不应延期。

27.5.2 机组考核期应包括如下主要内容：

1 全面考验设备、消除缺陷，完成施工及调试未完成的项目，完成电力建设质量监督机构检查提出的整改项目。

2 完成全部涉网特殊试验项目，提交报告、组织验收、办理相关手续。

3 涉网试验一般包括下列项目：

1） 发电机定子绕组端部振动特性分析。

2） 发电机定子绕组端部表面电位测量。

3） 发电机转子通风孔检查试验。

4） 发电机进相试验。

5） 接地电阻测试。

6） 变压器耐压试验。

7） 变压器变形试验。

8） PSS功能整定试验。

9） 发电机励磁系统相频、幅频特性试验。

10） 励磁系统负载阶跃试验。

11） 励磁系统的静差测试试验。

12） 发电机空载阶跃响应试验。

13） 系统电抗Xe计算试验。

14） 发电机调差系数整定试验。

15） 发电机励磁系统灭磁试验。

16） 机组AGC功能试验。

4 组织完成机组的全部性能试验项目后还应包括下列试验项目：

1） 汽轮机最大出力试验。

2） 汽轮机额定出力试验。

3） 机组热耗试验。

4） 机组厂用电率测试。

5） 机组RB功能试验。

6） 机组噪声测试。

7） 机组散热测试。

8） 储热效率测试。

4 应继续维护和保持或进一步提高自动调节品质和保护、自动、测点/仪表的投入和正确率。

5 全面考核机组的各项性能指标，应包括下列内容：

1） 机组非计划停运次数。

2） 机组汽水品质。

3） 汽轮发电机组轴振。

4） 汽轮机真空严密性。

5） 热控自动投入率。

6） 监测仪表投入率。

7） 保护投入率。

8） 主蒸汽温度和再热蒸汽温度。

9） 吸热器破损率、聚光器反射镜破损率。

10） 吸热器效率、聚光器反射镜反射率及衰减量。

11） 热传输系统效率。

12）热储存系统效率、储热介质损耗量。

13） 机组连续运行发电时间及累计满负荷发电时间。

27.6 竣工验收

27.6.1 线性菲涅耳式太阳能光热发电工程应由建设单位申请组织工程竣工验收。

27.6.2 工程竣工验收应满足以下要求：

1 工程建设单位资料应包括EPC单位资质、招标文件、技术协议、管理体系制度、项目经理及项目总监简历，设计单位、施工单位、监理单位、调试单位相应资质文件、招标文件、技术协议、质量体系管理文件等。

 2 工程建设过程资料应包括各阶段与专题技术咨询及审查资料、施工设计总说明、施工图、设计变更、施工组织及进度安排、建设管理制度、工程施工日志、工程进度记录、工程质量检查与验收相关记录、关键设备到货验收记录、隐蔽工程验收记录、工程消缺记录和报告、项目自验收报告及项目运行管理制度等。

3 工程建设总结材料应包括建设单位、设计单位、施工单位编制的工程总结，调试单位提供的设备调试报告，监理单位编制的监理报告，质量监督报告等。

4 项目专题专项验收资料应包括项目用地、环保、水保、消防、安全、并网等专项验收报告及验收意见。

5 节能降耗资料应包括厂用电、用水、辅助燃料用量资料。

28 运行与维护

28.1 一般规定

28.1.1 电站中属于电网调度管辖的设备，运行人员应按照调度指令操作；属于电网调度许可范围内的设备，应提前向所属电网调度部门申请，得到同意后操作。

28.1.2 电站的运行方式及涉网设备参数的调整应按照电网调度部门的要求进行。

28.1.3 电站应按电网要求向调度机构提交0h～24h发电功率预测曲线和15min～4h发电功率预测曲线，预测值时间分辨率为15min。

28.1.4 电站应根据电站区域的太阳能资源、气象条件及系统状态确定运行、维护计划。

28.1.5 电站运行与维护时，主要设备/部件周围不得堆积易燃易爆物品，设备本身及周围环境应通风散热良好，设备上的灰尘和污物应及时清理。

28.1.6 电站运行与维护时，主要设备/部件上的各种警示标识应保持完整，各个阀门开关灵活，电动或气动阀门应经过校准。

28.1.7 电站运行与维护时，人身、设备及系统的安全要求应包括下列内容：

1 运行人员应根据电站运行规范工服。

2 避免高温高压水和蒸汽管道泄漏高温灼烧。

3 避免强光检修灼烧。

4 避免夜间高空检修碰伤。

5 避免吸热器、二次反射镜、一次反射镜高空坠物。

6 人身安全，检修安全、防强光灼伤、避免吸热器运行传热流体超温。

7 避免传热流体超温引起的碳化、爆炸和着火，例如导热油。

8 避免储热介质的凝结，例如熔融盐。

9 避免蒸汽发生器泄漏。

10 汽轮机发电系统运行安全应符合国家现行标准《固定式发电用汽轮机规范》GB/T5578-2007和《300MW级汽轮机运行导则》DL/T 609的相关规定。

28.1.8 电站运行时应防止系统超温、超压运行，集热场巡检时运行人员应配戴偏光眼镜。

28.1.9 应根据当地DNI和气象条件制定运行维护计划。

28.2 运行控制

28.2.1 运行应监视设备运行状态和发电区运行安全状况，监视应包括下列内容：

1 DNI和气象数据。

2 导热油、熔盐、水/蒸汽的压力、温度、流量。

3 镜面实际跟踪角度与理论跟踪角度的偏差。

4 汽水分离器、换热器液位、真空集热管膨胀量。

5 固态储热体、熔融盐储罐、集热场地基沉降量。

6 储热介质的温度、压力、流量。

7 蒸汽发生器的温度、压力、膨胀量。

8 固态储热体、熔融盐储罐、膨胀罐的位移、膨胀量。

9 导热油泵、熔盐泵、水泵的振动、温度等。

10 导热油残炭、酸值、闪点及粘度。

11 汽轮发电机组运行监视应符合现行行业标准《300MW级汽轮机运行导则》DL/T 609的有关规定。

28.2.2 集热系统运行操作应符合下列规定：

1 集热系统启动前宜进行集热管预热。

2 集热系统集热管应充满传热流体。

3 集热系统投运时DNI宜达到250W/m2。

4 集热场聚焦时跟踪系统宜自动跟踪。

5 集热系统升温速率应符合本标准26.2.4的规定。

6 传热流体的运行参数与运行方式宜根据集热场状态、热传输系统状态、热储存系统状态和汽轮机负荷等确定。

7 集热场停运时，集热场应先散焦，再停止集热器内介质的循环；集热场停运后，反射镜应置于散焦状态。

8 导热油或熔盐作为传热流体的集热系统退出时宜将集热系统与热储存系统隔离，应监视集热系统温度。

9 大风或冰雹天气，应及时停止集热场的运行，将集热器和反射镜置于受保护部位。

10 退出运行回路的集热器反射镜应置于散焦位置。

11 集热系统停止集热且环境温度较低时，应根据传热流体物性，投入防凝装置或辅助加热装置。

12 应根据反射镜的清洁度定期对反射镜进行清洗。

28.2.3 导热油或熔盐热传输系统运行时应符合本标准26.2的相关规定。

28.2.4 耐热混凝土热储存系统运行操作应符合下列要求：

1 储热介质管道不应超温超压运行。

2 运行过程中监视耐热混凝土的温度和膨胀。

3 运行过程中底部高压水箱液位。

4 定期排污。

5 在蒸汽发生过程中应投运汽水分离器设备。

6 各个储热模块的平均温差不应超过设计值。

28.2.5 混凝土蒸汽发生系统运行操作符合下列要求：

1 蒸汽发生系统运行时应依次投入预热器、蒸发器、过热器、再热器。

2 蒸汽发生系统运行时应监视汽水分离器液位，根据取热蒸汽的温度、压力、流量进行各储热模块之间切换。

28.2.7 熔融盐热储存系统运行操作应符合下列要求：

1 运行中应监视冷、热储罐的温度变化。

2 熔盐泵应定期切换运行。

3 热储存系统停止运行时，应将管道内熔盐全部回流至储罐体内，熔盐不应在管道内滞留。

4 冷、热储罐内熔盐液位应高于最低液位高度。

5 冷储罐温度低于储热介质最低运行温度时应投入辅助加热装置。

28.2.8 导热油、熔融盐蒸汽发生系统运行操作应符合下列要求：

1 蒸汽发生系统运行时应依次投入蒸发器、过热器、再热器，待汽轮机带一定负荷时再投入预热器。

2 预热器在运行过程中不应沸腾，预热器出口水温应低于其对应饱和温度。

3 退出原则为水介质先停止循环，主动热源再停止循环。

28.2.9 水处理系统运行操作应符合现行国家标准《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》GB/T 12145中同等参数直流炉的给水标准。

28.2.10 汽轮发电机系统运行操作应符合下列要求：

1 汽轮发电机运行操作应符合国家现行标准《300MW级汽轮机运行导则》DL/T 609、《电力变压器运行规程》DL 572、《电力设备预防性试验规程》DL/T 596、《电力设备交接试验标准》GB 50150、《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》及相关设备制造厂家图纸、说明书和设计院设计的有关图纸和资料等的有关规定。

2 汽轮发电机系统应控制和减少启停次数。

28.2.11 辅助系统的运行操作应符合下列要求：

1 各加热系统、伴热系统和防凝系统应保证工质温度在高出凝固点一定裕度的安全温度以上。

2 空压机投入运行，出口压缩空气参数应符合运行规定。

3 对于互为备用的设备应定期进行切换。

4 集热场清洗装置在工作完成后应放到指定的位置。

5 氮气系统，各报警系统应运行正常。

28.3 巡视检查与日常维护

28.3.1 巡视检查包括定期巡视检查和特殊巡视检查。

28.3.2 运行人员应定期巡视和检查电站设备，巡视和检查内容应符合附录B的要求，巡视和检查频率应符合附录A的要求。

28.3.3 当监测到设备异常时，应立即组织人员对异常设备巡视和检查。

28.3.4 出现特殊情况时应组织人员进行特殊巡视检查，特殊巡视项目见附录C。

28.3.5 集热系统的维护应包含下列内容：

1 根据电站运行状况组织对镜面的清洗工作，清洗时不应采用腐蚀性溶剂冲洗或用硬物擦拭，冬季等特殊环境应采用节水或干式擦洗方式清洗。

2 遇有风沙、大雪、冰雹等情况，应及时清扫镜面。

3 应定期检查和统计镜面破损情况，并做好记录。

4 应定期检查、调整集热场跟踪系统，更换损坏的部件。

5 应定期对支架、片梁连接处进行检查，防止连接松动。

6 应定期对管道、阀门进行检查，防止内部介质泄漏。

7 应定期统计集热系统真空集热管的破损率和真空失效率，达到一定比例后进行集中更换。

28.3.6 热传输系统的维护应包括下列内容：

1 定期检查辅助加热系统的运行情况，对损坏的部件及时更换。

2 对损坏的管道保温及时进行更换。

3 检查循环泵及电机运行，对松动的地脚螺栓进行紧固，定期更换润滑油。

4 定期对安全阀校验，防止排气管与泄水管堵塞。

5 定期对导热油采样进行油品分析，测量指标包括残炭、酸值、闪点及粘度等，根据测试结果决定是否补充新导热油。

28.3.7 热储存系统的维护应包括下列内容：

1 定期检查熔融盐储罐的泄漏和地基沉降，存在泄漏和沉降严重时应及时进行维修。

2 定期检查熔盐泵及电机的温度和振动情况，超温或振动超标时应及时停泵进行维修。

3 定期对安全阀校验，排气管与泄水管不应堵塞。

4 对损坏的熔融盐储罐保温及时进行更换。

28.3.8 蒸汽发生系统的维护应包括下列内容：

1 检查给水泵及电机运行情况，对松动的地脚螺栓、联轴器进行紧固，定期更换润滑油。

2 检查阀门运行情况，对已损坏的部件进行更换。

3 检查管道、阀门、换热器的保温情况、对已损坏的保温进行更换。

4 每天冲洗水位计一次，对损坏的部件进行更换。

5 定期检查蒸汽发生器、过热器、再热器、预热器泄漏和变形情况。

28.3.9 水处理设备及系统维护应符合下列规定：

1 水处理设备及系统应根据运行规程进行维护。

2 水处理设备及系统检修应符合现行行业标准《发电企业设备检修导则》DL/T 838的规定。

28.3.10 汽轮发电机组的维护应符合国家现行标准《300MW级汽轮机运行导则》DL/T 609、《电力变压器运行规程》DL 572、《电力设备预防性试验规程》DL/T 596、《电力设备交接试验标准》GB 50150、《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》及相关图纸、说明书和设计院设计的有关图纸和资料等的有关规定。

28.3.11 辅助系统的维护应包括下列内容：

1 加热系统、伴热系统和防凝系统应定期进行维护和更换。

2 氮气罐应定期进行检测。

3 各种报警系统应定期进行试验，并做好试验记录。

4 空压机应定期进行维护。

5 集热场清洗装置应定期进行维护。

6 气象站的日常维护应符合现行行业标准《光伏发电站太阳能资源实时检测技术规范》NB/T 32012的有关规定。

7 主要设备的附属设备和辅助设备宜根据设备状态监测及评估结果和制造厂家的要求，并按汽轮发电机系统运行技术标准中的规定，合理确定其检修等级和检修周期。

8 定期检查维护生产建（构）筑物（厂房等）和重要非生产设施，并根据实际情况安排必要的检修项目。

28.4 异常运行及故障处理

28.4.1 线性菲涅耳式光热发电站在运行过程中出现异常时，运行人员应加强巡视检查，查找异常原因并制定检修计划，及时处理设备异常情况，保障设备正常运行。

28.4.2 当电站在运行过程中发生故障时，运行人员应立即采取相应的措施，防止故障扩大，并及时上报，若发生人身触电、设备爆炸起火时，运行人员应先切断电源进行抢救和处理，然后上报相关部门。

28.4.3 集热系统、热传输系统、热储存系统和蒸汽发生系统出现异常运行情况时，应按照附录D所述方法进行相应的处理。

28.4.4 集热系统、热传输系统、热储存系统和蒸汽发生系统出现故障情况时，应按照附录E所述方法进行相应的处理。

28.4.5 故障处理完之后要进行试验，涉网的设备要报电网调度机构，然后投入运行。

29 环境保护与水土保持

29.1 一般规定

29.1.1 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。

29.1.2 电站建设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环境影响评价。

29.1.3 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。

29.1.4 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。

29.1.5 水土保持设计方案应以批准的水土保持方案为依据。

29.1.6 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。

29.1.7 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的有关规定。

29.1.8 环境保护和水土保持的施工和验收应符合国家现行标准《建设项目竣工环境保护验收技术规范火力发电厂》HJ/T 255、《开发建设项目水土保持技术规范》 GB 50433、《水土保持综合治理技术规范》GB/T 16453和《开发建设项目水土保持设施验收技术规程》GB/T 22490的有关规定。

29.2 各类污染防治

29.2.1 噪声防治应符合下列要求：

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的有关规定。

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、采用隔音效果好的围护材料和门窗等措施。

29.2.2 废水治理应符合下列要求：

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的有关规定。

3 环境保护监测应明确对站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。

29.2.3 大气污染防治应符合下列要求：

1 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。

2 施工期产生的粉尘应采取硬化、洒水、覆盖等防尘措施，减少粉尘对周围环境的污染。

29.2.4 固体废物污染防治应符合下列要求：

1 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。

2 施工期产生的工程弃土、建筑废料和施工人员的生活垃圾等固体废弃物应集中分区堆放，集中处理，确保施工现场做到“工完、料净、场地清”。

29.2.5 施工现场应设置专用油料库，库房地面做防渗处理，储存、使用、保管设专人负责，防止油料跑、冒、滴、漏，污染土壤、水体。

29.2.6 施工期应对古迹、文物及野生动物、原始森林、原始草场和矿产等采取保护措施，不得破坏。

29.3 自然地表生态保护

29.3.1 电站施工建设应合理规划，减少占地。施工设施应永临结合，采取措施减少对生态的破坏，保护地表土及树木。

29.3.2 站区应进行绿化规划，对施工期破坏的地表植被进行恢复。

29.3.3 施工中应结合场地条件，进行边坡防护和场地防洪排水，减少水土流失。

29.3.4 施工完毕后应及时恢复施工中损坏的植被，清理现场废料。

29.3.5 竣工验收后，拆除临时设施时，不得破坏周围的建筑物和林木等其他设施。

29.4 水土保持

29.4.1 电站水土流失防治标准应符合现行国家标准《开发建设项目水土流失防治标准》GB 50434的要求。

29.4.2 施工结束后，在集热场内除基础、管线和道路外区域地表覆盖宜恢复为原地表。

29.4.3 电站发电区可绿化部位宜进行绿化。

29.4.4 应编制水土保持监测设计与实施计划，并应符合《水土保持监测技术规程》SL 277-2002的有关规定。

29.4.5 电站运行与维护应按照水土保持法的要求实施水土保持方案。

29.4.6 电站运行与维护水土保持工作要求应符合国家现行标准《水土保持工程运行技术管理规定》SL 312、《水土保持综合治理技术规范》GB/T 16453和《水土保持综合治理验收规范》GB/T 15773有关规定。

30 职业安全与职业卫生

30.1 一般规定

30.1.1 电站设计、生产工作中应认真贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”和“预防为主、防治结合”的方针，根据相关设计标准、规程规范进行职业安全和职业卫生设计，保障职业人员在生产过程中的安全和健康。

30.1.2 电站的职业安全和职业卫生设计应结合工程实际，采用成熟、先进的技术措施和设施，与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

30.1.3 在具有危险因素和职业病危害的场所应设置醒目的安全标志、安全色、警示标识，其设置应分别符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894、《安全色》GB 2893和《工作场所职业病危害警示标识》GBZ 158的有关规定。

30.1.4 电站应设置劳动环境检测监督站和安全卫生教育用室，并应配备必要的仪器设备。

30.2 职业安全

30.2.1 电站建设设计阶段职业安全工作应符合下列要求：

1 职业安全设计应以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的有关规定。

2 应对电站危险因素进行分析、对危险区域进行划分，并应采取相应的防护措施。

3 电站的生产车间、作业场所、辅助建筑、附属建筑、生活建筑和易燃易爆的危险场所以及地下建筑物应设计防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道。

4 电站的安全疏散设施应有充足的照明和明显的疏散指示标志。

5 对有爆炸危险的电气设施、工艺系统及设备、厂房等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的相关规定。

6 电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求，并应采取隔离防护和防止误操作的措施。

7 应设计采取防止雷击和安全接地等措施，并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《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352的相关规定。

8 预防机械伤害和坠落应采取设置防护罩、安全距离、防护栏杆、防护盖板、警告报警设施等措施。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等的相关规定。

30.2.2 电站施工、调试、验收、运行与维护阶段应符合下列要求：

1 施工现场应挂设工程概况牌、管理人员名单及监督电话牌、消防保卫牌、安全生产牌、文明施工牌和施工现场平面图。

2 施工现场安全标志的使用应符合现行国家标准《安全标志及其使用导则》GB 2894的有关规定。

3 施工现场应实行区域模块式管理，对施工作业区、辅助作业区、材料堆放区、办公区和生活区等应进行明显的划分，办公区、生活区与作业区应保持足够的安全距离。

4 施工现场应危险源辨识，对重大危险源应编制相应的防控措施和应急预案，并进行应急救援演练。

5 调整试验及试运行区域应设置警戒区，悬挂警示标识。

6 试运前应划定易燃易爆等危险区域，设置警示标识，设专人值班管理。

7 试运系统、试运设备应与正在施工、运行的系统、设备可靠隔离。

8 吸热器在维护时不应进行聚光操作，维护场地应避开聚光的照射。

9 电站在调试、运行与维护时应避免人员在吸热器下方通行或维护，不可避免时应在上方采取隔离措施，防止吸热器破损坠落导致人员及设备损坏事故发生。

10 高温管道及设备维护时应采取措施进行冷却，确保操作人员安全。

11 电站运行与维护的职业安全应符合国家现行标准《电业安全工作规程 第1部分 热力和机械》GB 26164.1、《电力安全工作规程 电力线路部分》GB 26859、《电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分》GB 26860、《国家电气设备安全技术规范》GB 19517、《电力变压器运行规程》DL/T 572 、《电力安全工作规程 高压试验室部分》GB 26861、《火力发电企业职业危害预防控制指南》GBZ/T 280、《发电企业设备检修导则》DL/T 838、《火力发电厂热工自动化系统检修运行维护规程》DL/T 774的有关规定。

12 站内车辆应限速、限制通行，设置警示牌。

30.3 职业卫生

30.3.1 职业卫生设计应符合下列要求：

1 职业卫生设计应以职业病危害预评价报告为依据，并应符合现行行业标准《火力发电厂职业卫生设计规程》DL 5454的有关规定。

2 电站设计中应根据国家职业病防治的法律、法规，国家标准对危害因素进行分析，并应采取相应的防护措施。

3 电站设计中，对于集热系统、热储存系统、蒸汽发生系统、化学水处理系统、六氟化硫高压开关室及六氟化硫高压开关检修室、汽轮机调速系统和旁路系统等贮存腐蚀性介质或产生有害气体的场所，以及使用含有对人体有害物质的仪器和仪表设备，应设置相应的防毒及防化学伤害的安全防护设施。

4 汽机房和空压机室等噪声应首先从声源上进行控制，对较大的噪声源应采取隔声、消声、吸声等控制措施。防治噪声设计应符合现行国家标准《工业企业噪声控制设计规范》GB/T 50087的相关规定。

5 预防振动应首先从振动源上进行控制，并应采取隔振、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的相关规定。

6 电站防强光污染、防低温、防高温、防潮的设计应按国家现行有关规定采取措施。

7 对于有放射性源的生产工艺或场所应采取防电离辐射措施，其防护设计应符合现行国家标准《电离辐射防护与辐射源安全基本标准》GB 18871的相关规定。

8 产生工频电磁场的电气设备应采取防护措施。

30.3.2 电站的施工、调试与验收应符合下列要求：

1 进入施工现场的各级人员应取得体检合格证明。对身体健康状况不符合要求的人员，不应进入现场从事相关工作。

2 劳动防护用品应根据工作环境和卫生条件配备齐全，并严格按照相关规定正确使用。

3 施工现场应制定职业卫生管理制度，加强职业卫生管理，防止食物中毒、高温中暑、低温冻伤、有害化学品、电焊烟尘等带来的伤害。

4 施工现场应对噪声、粉尘、固体弃废物、废水等污染源制定相应的防治措施，并组织实施。

30.3.3 电站的运行与维护应符合下列要求：

1 电站运行后应建立、健全职业病防治责任制，制定职业病防治规划和实施方案，加强对职业病防治工作地管理，完善各项职业卫生操作规程，推行清洁生产。

2 电站运行后应在各运行与维护工作场所醒目位置设置职业病危害公告栏、警示标识和说明，警示标识的设置应符合现行国家标准《工作场所职业病危害警示标识》GBZ 158的相关要求。对于高毒物品的警示标识和告知，应按照现行国家标准《高毒物品作业岗位职业病危害告知规范》GBZ/T 203和《高毒物品作业岗位职业病危害信息指南》GBZ/T 204的要求进行编制和张贴。

3 集热系统、热储存系统、蒸汽发生系统、化学水处理系统、六氟化硫高压开关室及六氟化硫高压开关检修室、汽轮机调速系统和旁路系统等贮存腐蚀性介质或产生有害气体的场所，以及使用含有对人体有害物质的仪器和仪表设备，在运行维护时应配备相应的防毒及防化学伤害的安全防护设施。

4 电站运行与维护的职业卫生工作要求应符合现行国家标准《火力发电企业职业危害预防控制指南》GBZ/T 280的有关规定。

31 消防

31.1 一般规定

31.1.1 电站消防应贯彻“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。

31.1.2 电站消防应符合国家现行标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229、《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974、《消防应急照明和疏散指示系统》GB 17945和《电力设备典型消防规程》DL 5027的规定。

31.2 建（构）筑物的火灾危险性分类、耐火等级及防火分区

31.2.1 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31.2.1 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 |
| --- | --- | --- |
| 集热场区域集热器装置 | 丙 | 二级 |
| 集热场区域就地电子设备间 | 丙 | 二级 |
| 集热场区域电缆隧道 | 丙 | 二级 |
| 供、卸油泵房及栈台 | 丙 | 二级 |
| 导热油膨胀罐、溢流罐 | 丙 | 二级 |
| 溢流回油泵房 | 丙 | 二级 |
| 导热油分离净化装置 | 丙 | 二级 |
| 导热油加热炉房 | 丙 | 二级 |
| 熔融盐储换热区电控室 | 丁 | 二级 |
| 熔融盐事故泄放池 | 丙 | 二级 |
| 熔融盐固态储存间 | 甲 | 二级 |
| 熔融盐熔化炉房 | 甲 | 二级 |
| 汽机房、除氧间、集中控制楼、辅助锅炉房 | 丁 | 二级 |
| 集中控制室、电子设备间、网络继电器室 | 丁 | 二级 |
| 空冷平台 | 戊 | 二级 |
| 屋内配电装置室内有每台充油量＞60kg的设备 | 丙 | 二级 |
| 屋内配电装置室内有每台充油量≤60kg的设备 | 丁 | 二级 |
| 屋外配电装置内有含油电气设备 | 丙 | 二级 |
| 油浸变压器室 | 丙 | 一级 |
| 岸边水泵房、中央水泵房 | 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）建筑物 | 戊 | 二级 |
| 冷却塔 | 戊 | 三级 |
| 化学水处理室、循环水处理室 | 戊 | 二级 |
| 天然气、液化石油气调压站 | 甲 | 二级 |
| 无润滑油或不喷油螺杆式空气压缩机室 | 戊 | 二级 |
| 有润滑油空气压缩机室 | 丁 | 二级 |
| 热工、电气、金属试验室 | 丁 | 二级 |
| 雨水、污、废水泵房 | 戊 | 二级 |
| 检修车间 | 戊 | 二级 |
| 废、污水处理构筑物 | 戊 | 二级 |
| 给水处理构筑物 | 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 |
| 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《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 熔融盐储换热区电控室（楼）、集中控制室、电子设备间、网络继电器室、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 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。

31.2.2 电站建（构）筑物构件的燃烧性能、耐火极限和建（构）筑物之间的防火间距应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016的规定。

31.2.3 电站建（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《火力发电厂和变电所设计防火规范》GB 50229的规定。

31.3 建（构）筑物的安全疏散和建筑构造

31.3.1 发电区的建（构）筑物的安全疏散和建筑构造设计应符合现行国家标准《火力发电厂和变电所设计防火规范》GB 50229的规定。

31.3.2 集热场区、储热区、蒸汽发生区安全出口可通过通向外部的道路疏散。

31.4 电站工艺系统消防

31.4.1 发电区的工艺系统设计应符合现行国家标准《火力发电厂和变电所设计防火规范》GB 50229的规定。

31.4.2 站区内的高温导热油系统和管道设计应符合下列规定：

1 高温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℃。其它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，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 导热油管线的布置应避开电缆沟。导热油管线不能避开电缆沟时，应采取防火分隔措施。

4 油系统的卸油、贮油及输油的防雷、防静电设施应符合《石油库设计规范》GB 50074的有关规定。

5 油系统的设备及管道的保温应采用阻燃材料。

31.5 消防给水、灭火设施及火灾自动报警

31.5.1 消防给水系统应与电站设计同步进行，并宜采用独立的消防给水系统。

31.5.2 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。

31.5.3 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。消防给水系统应保证任一建筑物的最大消防用水量并保证其最不利点处消防设施的工作压力。

31.5.4 电站消防水泵宜设备用泵，电动泵作为工作泵，柴油机驱动消防泵作为备用泵。

31.5.5 电站内应设置室内、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。

31.5.6 集热场宜采用消防车与灭火器等消防措施，可不设置消防给水系统。

31.5.7 发电区及易燃易爆区周围的消防给水管网应为环状，室外消火栓的数量应根据设计流量计算确定，且间距不应大于60.0m。

31.5.8 电站下列建筑物或场所应设置室内消火栓：

1 汽机房及辅助锅炉房的底层、运转层、除氧器层。

2 集中控制楼，熔融盐储换热区电控楼，充油的屋内高压配电装置。

3 柴油发电机房。

4 一般材料库，特殊材料库。

31.5.9 电站内建（构）筑物符合下列条件时可不设室内消火栓：

1 耐火等级为一、二级且可燃物较少的单层和多层丁、戊类建筑物。

2 耐火等级为三级且建筑体积小于3000m3的丁类建筑物和建筑体积不超过5000m3的戊类建筑物。

3 贮存与水接触能引起燃烧爆炸的物品的建筑物。

4 室内没有生产、生活用水管道，室外消防用水取自储水池且建筑体积不超过5000m3的建筑物。

31.5.10 电站熔融盐泄漏宜采用干粉灭火剂或砂土覆盖。

31.5.11 容量为90000kV·A及以上的油浸变压器，应设置火灾探测报警系统、水喷雾灭火系统或其它灭火系统。

31.5.12 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《水喷雾灭火系统设计规范》GB 50219的规定。

31.5.13 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。

31.5.14 电站在电缆夹层、控制室、电缆隧道、电缆竖井及屋内配电装置处应设置火灾自动报警系统。火灾自动报警系统的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。

31.6 施工消防

31.6.1 施工现场应建立消防安全管理机构和义务消防组织，建立消防安全管理制度，确定消防安全负责人和消防安全管理人员，同时落实相关人员的消防安全管理责任。

31.6.2 施工现场应编制防火技术方案和施工现场灭火及应急疏散方案，定期组织开展灭火及应急疏散演练。

31.6.3 施工人员进场时，施工现场的消防管理人员应向施工人员进行消防安全教育和培训。施工作业前，施工现场的现场管理人员应向作业人员进行消防安全技术交底。

31.6.4 施工现场应明确划分动火作业等级，并根据不同等级执行审批制度。

31.6.5 施工现场的消防安全负责人应定期组织消防安全管理人员对施工现场的消防安全进行检查并督促落实隐患整改。

31.6.6 施工现场应做好并保存消防安全管理的相关文件和记录，建立施工现场消防安全管理档案。

31.6.7 施工现场临时用房、临时设施应满足现场防火、灭火和人员疏散的要求。

31.6.8 易燃易爆危险品库房与在建工程的防火间距不应小于15m，可燃材料堆场及其加工场、固定动火作业场与在建工程的防火间距不应小于10m，其它临时用房、临时设施与在建工程的防火间距不应小于6m。

31.6.9 施工现场应设置灭火器、临时消防给水系统、临时消防车道、临时疏散通道和临时消防应急照明等临时消防设施。临时消防设施应与在建工程的施工同步设置。

31.6.10 施工现场临时消防车道与在建工程、临时用房、可燃材料堆场及其加工场的距离，不宜小于5m，且不宜大于40m；施工现场周边道路满足消防车通行及灭火救援要求时，施工现场内可不设置临时消防车道。

31.6.11 施工现场临时消防设施除符合本规范外，尚应符合现行国家标准《建设工程施工现场消防安全技术规范》GB50720的有关规定。

31.6.12 消火栓系统的施工应符合现行国家标准《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》GB 50242的有关规定。

31.6.13 气体灭火系统的施工应符合现行国家标准《气体灭火系统施工及验收规范》GB 50263的有关规定。

31.6.14 自动喷水灭火系统的施工应符合现行国家标准《自动喷水灭火系统施工及验收规范》GB 50261的有关规定。

31.6.15 泡沫灭火系统的施工应符合现行国家标准《泡沫灭火系统施工及验收规范》GB 50281的有关规定。

31.6.16 火灾自动报警系统的施工应符合现行国家标准《火灾自动报警系统施工及验收规范》GB 50166的有关规定。

31.7 运行与维护消防

31.7.1 电站运行期间重大火灾隐患判断应符合现行国家标准《重大火灾隐患判定方法》GB35181-2017的有关规定。

31.7.2 电站运行与维护消防应符合国家现行标准《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974-2014和《消防控制室通用技术要求》GA 767-2008的有关规定。

31.7.3 电站消防设施的维护管理和检测应符合现行行业标准《建筑消防设施的维护管理》GA 587-2005和《建筑消防设施检测技术规程》GA 503-2004的有关规定。

# 附录A 发电量计算

A.0.1 线性菲涅耳太阳能热发电站年上网电量由典型太阳年直接辐射DNI数据、聚光器采光面积、聚光场光学效率、吸热器效率、热电转换效率、厂用电耗电率确定，并按下列步骤计算：



式中：*I(t)*————站区典型太阳年中等时间间隔采样点的直接辐照数据；

 ηF————时间采样点对应的聚光场光效率；

 ηC————时间采样点对应的吸热器效率；

 ηH，P————时间采样点对应的热电转换效率；

 ηU————时间采样点对应的厂用电耗电率。

A.1.1 聚光场光学效率由余弦因子、阴影因子、遮挡因子、跟踪指示函数、跟踪偏差因子、镜面面形偏差因子、镜面反射率、吸热器截断因子等确定，并按下列步骤计算：





式中： FC————余弦因子，可通过投影法确定取值；

 FS————阴影因子，可应用“光线追迹法”计算取值；

 FB————遮挡因子，可应用“光线追迹法”计算取值；

 It————跟踪指示函数，聚光器跟踪时It=1，聚光器不跟踪时It=0，超出镜面跟踪范围或由于天气原因停止跟踪时It=0；应综合考量天气影响、运行经济性、跟踪机械结构、检修停机等因素后取值；

 TE————跟踪偏差因子，指某一时刻考虑驱动器信号、执行机构运行过程中存在误差到达目标靶的能量与理论跟踪中目标靶接收到能量之比，可应用“光线追迹法”计算取值；假设其分布符合高斯分布，根据实际测量数据，估量高斯分布参数取值；

 ME————镜面面形偏差因子，线性菲涅耳实际表面轮廓与理论表面轮廓不一致时，目标靶实际接收到的能量与理论应接收到的能量比值，可应用“光线追迹法”计算取值；假设其分布符合高斯分布，根据实际测量数据，估量高斯分布参数取值；

 ρM————镜面反射率；

 ηb————镜面破损率；

 CB————吸热器截断因子。

ρ————菲涅耳镜面的出厂反射率；

 MC————镜面反射率随镜面清洁度变化的衰减系数

A.0.2 集热器效率由集热器的光学效率、集热管散热率确定，并按下列步骤计算：



式中：ηC————集热器效率；

 ηCO————集热器的光学效率；

 ηb————CPC破损率；

 ηH————集热管散热率。

1. 集热器的光学效率由CPC几何光学效率、CPC反射率、集热管透过率、集热管吸收率，并按下列步骤计算：



式中：ξe————CPC几何光学效率，到达吸收体的光线数量与进入CPC采光平面的光线数之比；

τC————CPC顶端盖透过率；

ρ<n>CM————入射光经CPC镜面多次反射后的折合反射系数；

 τe————集热管外玻璃管透过率；

 αr————集热管内管吸收率；

1. CPC几何光学效率指到达吸收体的光线数与进入CPC采光面的光线数之比，考虑了CPC漏光，CPC结构内遮光等影响，可用光线追迹法计算
2. CPC顶端盖透过率可光线入射角度，顶端盖折射比、顶端盖消光系数、顶端盖厚度，并按下列公式计算：









式中：β1————入射光线与CPC顶端盖法线的夹角

 β2————折射光线与CPC顶端盖法线的夹角

 τ————CPC顶端盖的全透比

 K————CPC顶端盖的消光系数

 L————CPC顶端盖的厚度

1. CPC镜面出厂反射率ρCM应考虑镜面清洁度影响，<n>平均反射次数可由CPC聚光比确定，并按下式计算：



式中：CR————CPC聚光比

1. 集热管透过率，可根据追迹法统计出集热管外光线入射角度分布，并按CPC顶端盖的透过率计算方法计算不同入射角的透过率



式中：θ————集热器外管入射角，集热管外管入射光线与集热管外管法线夹角

τθe————集热器外管入射角为θ时，对应的光线透过率

 f（θ）————集热器外管入射光线在入射角上的概率密度

1. 集热管内管吸收率，宜根据实验测得数据取值
2. 散热量由辐射散热与对流散热组成，是关于集热管壁温的函数，散热率按下列公式计算：



式中：Pr————集热管的辐射散热功率

 Pl————集热管的对流散热功率

 P————集热管的加热功率

1. 集热管的辐射、及对流散热功率可根据实验测得壁温，散热量，应用多项式拟合确定散热量关于壁温的函数关系

A.0.3热电转换效率由热传输存储效率、发电效率两个因素确定，并按下列公式确定：



式中：ηHT————热传输存储效率

ηP————发电效率

1. 热传输存储效率主要是指镜场向储热设备输送过程中，储热过程中由于散热，设备维修等原因造成损失得到的效率，并按下列公式计算：



式中：ηc————储热过程影响因子

对于热传输存储过程，因子包括以下几个方面：

1. 管道热损失效率，主要是指镜场末端至热储存系统之间的管道散热，以及热储存系统至汽轮机等期间的管道散热损失效率
2. 储热设备检修利用率，指热储存系统以及相关附属设备检修造成的热储存系统不能按要求工作造成的损失产生的利用率
3. 指镜场瞬时的功率大于热储存系统最大储热功率需要弃热的占比率
4. 储热设备热效率，热储存系统由于散热损失产生的热利用率
5. 镜场启动热消耗率，是指镜场启动时需要利用储热的热量用于预热集热管，以及提高集热管内工质温度的过程产生的效率
6. 发电效率指由于汽轮机效率，电网调度以及汽轮机检修，非计划内的维护，发电机效率等产生的总效率，并按下列公式计算：



式中：ηc————发电过程影响因子

对于发电过程，因子包括以下几个方面：

1. 汽轮机效率，由汽轮机工作特性曲线确定
2. 电网调度、汽轮机元器件停机检修率
3. 非计划内的维护，产生的效率
4. 发电机效率，由发电机工作特性曲线确定

# 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

《室外给水设计规范》GB 50013

《建筑设计防火规范》GB 50016

《钢结构设计规范》GB 50017

《冷弯薄壁型钢结构技术规范》GB 50018

《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019

《工程测量规范》GB 50026

《供水水文地质勘察规范》GB 50027

《室外给水排水和燃气热力工程抗震设计规范》GB 50032

《建筑采光设计标准》GB/T 50033

《建筑照明设计标准》GB 50034

《动力机器基础设计规范》GB 50040

《锅炉房设计规范》GB 50041

《小型火力发电厂设计规范》GB 50049

《工业循环冷却水处理设计规范》GB 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

《电力装置的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

《交流电气装置接地设计规范》GB 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

《工业企业噪声控制设计规范》GB/T 50087

《自动化仪表工程施工及质量验收规范》GB 50093

《工业循环水冷却设计规范》GB/T 50102

《混凝土强度检验评定标准》GB/T 50107

《地下工程防水技术规范》GB 50108

《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116

《混凝土外加剂应用技术规范》GB 50119

《工业设备及管道绝热工程施工规范》GB 50126

《立式圆筒形钢制焊接储罐施工规范》GB 50128

《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140

《给水排水构筑物工程施工及验收规范》GB 50141

《电力设备交接试验标准》GB 50150

《混凝土质量控制标准》GB 50164

《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》GB 50168

《民用建筑热工设计规范》GB 50176

《工业金属管道工程施工质量验收规范》GB 50184

《工业设备及管道绝热工程施工质量验收规范》GB 50185

《构筑物抗震设计规范》GB 50191

《土方与爆破工程施工及验收规范》GB 50201

《建筑地基基础工程施工质量验收规范》GB 50202

《砌体工程施工质量验收规范》GB 50203

《混凝土结构工程施工质量验收规范》GB 50204

《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205

《屋面工程质量验收规范》GB 50207

《地下防水工程质量验收规范》GB 50208

《建筑地面工程施工质量验收规范》GB 50209

《建筑装饰装修工程质量验收规范》GB 50210

《建筑防腐蚀工程施工及验收规范》GB 50212

《电力工程电缆设计规范》GB 50217

《水喷雾灭火系统设计规范》GB 50219

《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

《建筑防腐蚀工程施工质量验收规范》GB 50224

《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229

《工业金属管道工程施工规范》GB 50235

《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》GB 50236

《电气装置安装工程爆炸和火灾危险环境电气装置施工及验收规范》GB 50257

《电力设施抗震设计规范》GB 50260

《泵站设计规范》GB 50265

《给水排水管道工程施工及验收规范》GB 50268

《建筑工程施工质量验收统一标准》GB 50300

《综合布线系统工程设计规范》GB 50311

《建筑边坡工程技术规范》GB 50330

《安全防范工程技术规范》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

《开发建设项目水土保持技术规范》GB 50433

《开发建设项目水土流失防治标准》GB 50434

《大体积混凝土工程施工规范》GB 50496

《建筑基坑工程监测技术规范》GB 50497

《1kv及以下配线工程施工与验收规范》GB 50575

《火力发电厂海水淡化工程设计规范》GB/T 50619

《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660

《混凝土结构工程施工规范》GB 50666

《钢结构工程施工规范》GB 50755

《钢制储罐地基处理技术规范》GB/T 50756

《复合地基技术规范》GB/T 50783

《建筑工程绿色施工规范》GB /T 50905

《消防给水及消火栓系统技术规范》GB 50974

《太阳能发电站支架基础技术规范》GB 51101

《装配式混凝土建筑技术标准》GB/T 51231

《厂矿道路设计规范》GBJ 22

《压力容器第4部分：制造、检验和验收》GB 150.4

《热交换器》GB/T 151

《工作场所职业病危害警示标识》GBZ 158

《高压输变电设备的绝缘配合》GB 311.1

《绝缘配合第2部分：高压输变电设备的绝缘配合使用导则》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：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：承受短路电流的能力》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

《用安装在圆形截面管道中的差压装置测量满管流体流量第1-4部分》GB/T 2624.1-4

《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

《地面水环境质量标准》GB 3838

《设备及管道绝热技术通则》GB/T 4272

《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

《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

《起重机械安全规程》GB/T 6067

《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

《混凝土外加剂》GB 8076

《设备及管道绝热设计导则》GB/T 8175

《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

《涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级》GB 8923

《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

《火力发电机组及蒸汽动力设备汽水质量》GB/T 12145

《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325

《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

《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285

《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543

《环境保护图形标志排放口（源）》GB 15562.1

《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准》GB/T 16434

《中国地震动参数区划图》GB 18306

《电离辐射防护与辐射源安全基本标准》GB 18871

《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

[《国家电气设备安全技术规范](http://www.baidu.com/link?url=mUFNUPtjftHi6OX04d8jm6emrQts27h3vpYSWommkZUYeTPrmvu09kHfOQZcTuP9" \t "_blank)》GB 19517

《压力管道规范》GB/T 20801

《变频器供电笼型感应电动机设计和性能导则》GB/T 21209

《有机热载体》GB 23971

《有机热载体安全技术条件》GB 24747

《电业安全工作规程》（发电厂和变电站电气部分）GB 26860

《电网运行准则》GB/T 31464

《压力管道规范动力管道》GB/T 32270

《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448

《电站弯管》DL/T 515

《电力系统动态记录装置通用技术条件》DL/T 553

《电力系统通信管理规程》DL/T 544

《电力变压器运行规程》DL/T 572

《锅炉监测控制技术导则》DL/T 589

《电力设备预防性试验规程》DL/T 596

《电力系统通信自动交换网技术规范》DL/T 598

《200MW级汽轮机运行导则》DL/T 608

《300MW级汽轮机运行导则》DL/T 609

《200MW级锅炉运行导则》DL/T 610

《电力工业锅炉压力容器监察规程》DL 612

《电站锅炉压力容器检验规程》DL 647

《火力发电厂分散控制系统验收测试规程》DL/T 659-2016

《水汽集中取样分析装置验收导则》DL/T 665

《发电厂凝汽器及辅机冷却管选材导则》DL/T 712

《电力系统安全稳定导则》DL 755

《火力发电厂热工自动化系统检修运行维护规程》DL/T 774

《化学清洗导则》DL/T 794

《火力发电厂汽轮机防进水和冷蒸汽导则》DL/T 834

《发电企业设备检修导则》DL/T 838

《电站配管》DL/T 850

《火力发电厂焊接技术规程》DL/T 869

《电力基本建设热力设备化学监督导则》DL/T 889

《电站汽轮机技术条件》DL/T 892

《电站锅炉安全阀应用导则》DL/T 959

《火力发电建设工程机组蒸汽吹管导则》DL/T 1269

《电力系统调度自动化设计技术规程》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

《电力建设安全工作规程 第1部分：火力发电》DL 5009.1

《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

《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 5068-2014

《火力发电厂保温油漆设计规程》DL/T 5072

《水工建筑物抗震设计规范》DL/T 5073

《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137

《电力建设施工技术规范 第1部分：土建结构工程》DL 5190.1

《电力建设施工技术规范 第2部分：锅炉机组》DL 5190.2

《电力建设施工技术规范 第3部分：汽轮发电机组》DL 5190.3

《电力建设施工质量验收及评价规程 第4部分：热工仪表及控制装置》DL 5190.4

《电力建设施工技术规范 第5部分：管道及系统》DL 5190.5

《电力建设施工技术规范 第6部分：水处理和制氢设备》DL 5190.6

《电力建设施工技术规范 第8部分：加工配置》DL 5190.8

《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202

《电力建设施工质量验收及评价规程 第1部分：土建工程》DL/T 5210.1

《电力建设施工质量验收及评价规程第3部分：汽轮发电机组》DL/T 5210.3

《电力建设施工质量验收及评价规程第5部分：管道及系统》DL/T 5210.5

《电力建设施工质量验收及评价规程第8部分：加工配置》DL/T 5210.8

《火电工程达标投产验收规程》DL 5277

《火力发电建设工程机组调试技术规范》DL/T 5294

《火力发电建设工程机组调试质量验收及评价规程》DL/T 5295

《火力发电厂水工设计规范》DL/T 5339

《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352

《火力发电建设工程启动试运及验收规程》DL/T 5437

《电力工程施工测量技术规范标准》DL/T 5445

《火力发电厂职业卫生设计规程》DL 5454

《发电厂节水设计规程》DL/T 5513

《电力建设土建工程施工技术检验规范》DL/T 5710

《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17部分：自动气象站观测》QX/T 61

《地面气象观测规范第22部分：观测记录质量控制》QX/T 66

《城镇供热管网设计规范》CJJ 34

《城镇供热直埋热水管道技术规程》CJJ/T 81

《分散型控制系统工程设计规范》HG/T 20573

《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 R0004

《装配式混凝土结构技术规程》JGJ 1

《空间网格结构技术规程》JGJ 7

《建筑变形测量规范》JGJ 8

《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》JGJ 26

《钢结构高强度螺栓连接技术规程》JGJ 82

《建筑桩基础技术规范》JGJ 94

《建筑工程冬期施工规程》JGJ/T 104

《建筑基坑支护技术规程》[JGJ](http://wenku.baidu.com/search?word=JGJ&lm=0&od=0" \t "_blank) 120

《建筑钢结构防腐蚀技术规程》JGJ/T 251

《劲性复合桩技术规程》JGJ/T 327

《耐热混凝土技术规程》YB/T 4252

《耐热混凝土》YB/T 4352

《工业锅炉运行规程》JB/T 10354-2012

《光热发电工程安全验收评价规程》NB/T 32028

《承压设备无损检测》NB/T 47013

《立式圆筒形钢制焊接储罐安全技术规范》AQ 3053

《水土保持监测技术规程》SL 277-2002

《火电厂热工自动化试验室设计标准》

《光热发电站性能评估技术规范》

《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》国能安全（2014）161号

中华人民共和国国家标准

线性菲涅耳式太阳能光热发电站设计规范

**GB/T××××-2017**

# 附：条 文 说 明

征求意见稿

制定说明

《线性菲涅耳式太阳能光热发电站技术标准》GBxxx-201x，经住房和城乡建设部×年×月×日以第×号公告批准发布。

本标准制定过程中，编制组进行了广泛、深入的调查研究，总结了我国在线性菲涅耳式太阳能光热发电站建设中的实践经验，并且借鉴了我国在大中型火力发电厂的设计经验，同时参考了国内外先进技术法规、技术标准。

本标准编制遵循的主要原则如下：

1. 能够反映国际最新理念；

2. 认真贯彻执行国家有关法律、法规和方针、政策，密切结合自然条件，贯彻开发与节约并重的原则，注重节约土地、节约水资源、节约能源，注重环境和生态保护，做到技术先进、经济合理、安全适用；

3. 注重与国内相关标准的协调，本标准中涉及的一些内容，在国家现行标准中已经有明确规定的，仅指明应符合相关标准的有关规定，并写出相关标准的名称和编号，不抄写其内容。

本标准涉及面广，需要分析和研究的问题多，编制组对其中一些

关键技术问题进行了调查和专题研究，共形成7个专题研究报告，具体包括：

1. 线性菲涅耳式太阳能光热发电站镜场布置研究；

2. 线性菲涅耳式太阳能光热发电站镜场清洗技术研究；

3. 线性菲涅耳式太阳能光热发电站热储存系统设计研究；

4. 线性菲涅耳式太阳能光热发电站整场联合调试技术研究；

5. 线性菲涅耳式太阳能光热发电站运行和维护调研；

6. 电站启动验收要求研究；

7. DSG真空集热管XX研究。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定，编制组按章、节、条顺序编制了本规范的条文说明，对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事宜进行了说明。但是，本条文说明不具备与规范正文等同的法律效力，仅供使用者作为理解和把握规范规定的参考。

目 次

4 电力系统要求 176

4.4 调度自动化 176

5 太阳能资源评估 176

5.1 一般规定 176

5.2 参考气象站 176

5.4 太阳辐射数据验证与分析 176

6 站址选择 176

7 总体规划 177

7.1 一般规定 177

7.2 战区外部规划 177

7.3 战区内部规划 177

8 集热场布置 178

8.2 集热器和传热流体回路布置 178

9 发电区布置 179

9.1 一般规定 179

9.2 储热区域布置 179

9.3 蒸汽发生区域布置 179

9.6 集中控制室布置 179

9.7 维护检修场地及设施 180

9.8 综合设施 180

10 集热系统及设备 180

10.2 集热器 180

10.3 集热系统辅助设施 182

11 热传输系统及设备 182

11.1 一般规定 182

11.2 传热流体储存、膨胀系统 182

12 热储存系统及设备 182

12.1 一般规定 182

12.2 储热介质储存系统 183

12.3 储热介质传热系统 183

12.4 辅助设施 183

13 蒸汽发生系统及设备 184

13.3 蒸汽发生设备 184

15 水处理设备及系统 184

15.1 水质及水的预处理 184

15.4 凝结水精处理 184

16 信息系统 185

16.4 安全防范系统 185

16.5 生产视频监控系统 185

17 自动化及仪表 185

17.3 控制方式及控制室 185

17.4 检测和仪表 185

17.6 保护 185

17.9 控制系统 185

18 电气设备及系统 186

18.2 电气主接线 186

18.3 交流站用电系统 186

18.5 高压配电装置 186

18.7 元件继电保护和安全自动装置 187

19 水工设施及系统 187

19.2 水源及水务管理 187

20 辅助系统及附属设施 187

21 建筑与结构 187

21.1 一般规定 187

21.2 抗震设计 188

21.3 建筑设计 188

21.4 地基与基础 188

21.5 汽机房结构 189

22 供暖通风与空气调节 189

22.1 一般规定 189

22.2 汽机房 190

22.3 集中控制室和电子设备间 190

22.4 电气建筑 191

22.5 化学水处理建筑 191

22.7 厂区供暖系统与管网 191

24 土建工程施工 192

24.7 施工测量及变形观测 192

25 安装工程 192

25.2 集热系统及设备安装 192

26 调试 192

26.2 集热系统与热传输系统调试 192

26.3 热储存系统调试 192

26.6 热储存系统调试 193

28 运行与维护 193

28.1 一般规定 193

31 消防 193

31.5 消防给水、灭火设施及火灾自动报警 193

4 电力系统要求

4.4 调度自动化

4.4.2 本标准所定义的大型、中型光热电站装机容量较大，并网后对电网影响也较大。目前各区域、省级电网调度机构直调厂站均已实现自动发电控制和自动电压控制功能，因此对于大型、中型光热电站要求其具有自动发电控制和自动电压控制功能。对于小型光热电站，其装机容量较小，有功、无功调节能力有限，对电网影响较小，因此本标准不作要求，在实际执行中应根据当地电网情况和要求决定是否配置相应功能。

5 太阳能资源评估

5.1 一般规定

5.1.1 太阳能资源的丰富程度一般通过太阳能资源等级进行划分，目前国内关于太阳能资源等级划分的国家现行标准有《太阳能资源等级 直接辐射》GB/T 33677 和《电力工程气象勘测技术规程》DL/T 5158，电力工程多采用《电力工程气象勘测技术规程》 DL/T 5158 对太阳能直接辐射资源等级进行划分。

5.2 参考气象站

5.2.1 参考气象站能分别代表站址处的太阳能资源、气象要素特征，不能仅以距离远近作为单一选择标准，需综合考虑地理、大气物理、气象环境等因素。

5.4 太阳辐射数据验证与分析

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检验。通常情况下，辐照度小于太阳常数（1367W/㎡±7W/㎡）。由于云层的作用，观测到的总辐照度最大值有可能超过太阳常数， 但直射辐照度不会超过太阳常数。一般总辐照度最大值平原地区小于 1400 W/㎡，高山地区小于 1600W/㎡。

5.4.4 太阳辐照观测数据经完整性和合理性检验后，缺测数据的填补一般采用插补订正法、线性回归法、 相关比值法等方法进行处理。

6 站址选择

6.0.3 站址选择时，需要对站址所在区域太阳能资源的基本状况进行分析，线性菲涅尔式光热电站资源评估的关键影响因素是太阳法向直射辐射资源DNI，而不是总辐射量，太阳法向直射辐射对电站的经济性有着极大的影响，站址通常选择在年平均DNI 值尽量大的区域。除此之外，年内DNI 日变化曲线的波动幅度和频次尽量小，与晴空条件下DNI日变化曲线接近的日数较多，可有效利用的DNI 年辐照量值较高。

6.0.4 《电力工程气象勘测技术规程》DL/T 5158-2012规定，较丰富的太阳能资源为6320MJ/m2/a≤DNI＜7580 MJ/m2/a（1756kWh/m2/a≤DNI＜2180 kWh/m2/a）。

7 总体规划

7.1 一般规定

7.1.1 本条主要为针对电站总体规划的一般要求而制定。

电站总体规划要结合站址及其附近地区的自然条件，城乡及土地利用总体规划等统筹安排，既要完善站区内规划，也要处理好与站外的关系。

7.1.3 根据我国的土地政策，站区的规划需要做到近期集中布置，远期留有扩建条件。土地则需要分期征用，不能先征待用。

7.2 战区外部规划

7.2.2 本条为电站交通规划需要遵守的原则。电站进站道路的交通量较少，按三级厂矿道路标准建设能满足运输、运行检修和施工要求。

取排水设施及辅助燃料管线检修道路要尽可能的利用社会资源，根据现行国家标准《厂矿道路设计规范》GBJ 22 中的相关要求，确定其标准为辅助道路，行车道宽度为3.5m。

7.2.4 电站的出线方向和出线走廊宽度是根据电站接入变电站的方位、近期与远期出线电压等级和总回路数确定的，同时结合厂区周围的自然条件和地区建设规划等因素确定。

7.3 战区内部规划

7.3.1 本条列出了电站建（构）筑物布置的基本原则。

集热场根据太阳能资源资料、地形条件、运行模式等因素进行优化比较后确定。电站中汽机房、储热罐/体、直接空冷平台、冷却塔等大体量建(构)筑物在满足工艺流程的前提下，要尽可能布置在地基条件好的区域，减少土建工程量，节省工程费用。

电站可能采用的辅助燃料有油品、燃气等，站内油品（燃气）贮存区，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，燃气贮存区通常靠近气源。

7.3.3 本条对站区的场地标高设计提出基本要求。

当发电站受洪（涝）水影响时，可在整个站区的外围统一设置防洪（涝）设施；当没有统一设置防洪（涝）设施时，必须对每一个区域都采取防洪（涝）设施。

发电区汽机房区及吸热塔场地的室外标高（散水标高）需要高于设计水位0.5m；而对于大区域的集热镜场而言，既要满足防洪（涝）要求，也要节省工程投资，集热场场内由若干反射镜和电气配电箱等组成，在工程实际中，要以洪水位不淹没电气控制设备为基准来控制设备基础顶标高和集热镜场场地标高。

7.3.4 本条对站区的竖向设计提出基本要求。

电站要尽可能减少土石方工程量，发电区的场地需根据地形条件和工艺要求进行场地平整设计，采用平坡式或阶梯式布置形式。集热镜场区场地面积大，进行大范围的场地平整，将会产生大量的土石方工程量，会影响整个项目的投资收益，并不现实。考虑到集热镜场自身的特点，对场地高差的敏感度小，在集热镜场设计中，可根据不同的场地标高来进行设计和系统优化；除场地内有大的起伏和沟壑外，原则上不需要进行场地平整。

7.3.5 电站内的雨水需要按照分区、分散、就近排放的原则组织站区雨水排放。

发电区中建（构）筑物集中，通常采用雨水有组织排放的方式。集热镜场场地面积大，要充分利用现有的排水通道进行场地排水设计。

7.3.6 发电区的管线相对集中，凡有条件架空管线时，都可以采取综合管架的布置形式。生产、生活、消防给水管和雨水、污水排水管等一般采用地下敷设。

8 集热场布置

8.2 集热器和传热流体回路布置

8.2.1 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。

9 发电区布置

* 1. 一般规定

9.1.1 光热电站发电区有不同的建、构筑物和各种设施，发电区的布置一般根据它们的生产特点、工艺要求、运行检修要求、卫生和消防要求进行合理分区紧凑布置，这样便于合理组织生产过程，缩短各种工程管线布置。

9.1.2 本条是针对目前线性菲涅耳式光热电站的工艺流程，对发电区进行了功能分区，这些功能分区集中布置不仅划界清晰，而且便于运营维护，缩短工艺管线，减少消防间距，节约占地面积。当然这些功能分区可以根据项目的具体规模作进一步联合归并，简化布置，也可以根据项目具体的地形、地质等情况进行适当拆分，设计过程中不应过分强调以上的功能分区而失去更加因地制宜的合理布置。

线性菲涅耳式光热电站采用熔融盐作为传热/储热介质时，存在熔融盐制备、储存、循环工作等环节，由于熔融盐具有助燃性、熔点高等特点，因此在布置时除考虑一般的防护要求外还应特别注意防火、防爆、防冻要求。同时在布置设计时，在满足工艺要求的情况下，尽量远离振动源和噪声源，为运行检修人员创造良好的工作环境。

9.2 储热区域布置

9.2.2 由于储热罐体外部均有保温防护措施，适合露天布置，目前已建成的光热电站储热罐基本也是露天布置。

9.2.4 熔融盐储罐整体爆裂可能性小，局部爆裂泄露的熔融盐遇冷很快凝固，但为限制泄露危害性的进一步扩大需设置不燃性实体防护堤。

9.3 蒸汽发生区域布置

9.3.2 蒸汽发生器除非在恶劣的自然环境里影响到维护和使用，一般均可采用露天或半露天布置。当采用室内布置时，建议与其他功能建筑联合布置。

9.6 集中控制室布置

9.6.1 集中控制室和电子设备间、热工设备维修间等联合布置时，为了便于布置和减少占地面积，可设置集中控制楼。

9.6.5 集中控制室是运行人员集中的场所和电站的控制中心，为确保人员生命和电站运行的安全，提出集中控制室严禁穿行汽、水、油等工艺管道。

9.7 维护检修场地及设施

9.7.3 汽机房桥式起重机起吊受限制的设备和部件一般包括加热器、水泵、凝汽器端盖等。

9.8 综合设施

9.8.1 根据现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB50229 有关规定，屋内单台总油量为100kg 以上的电气设备，屋外单台总油量为1000kg 以上的电气设备，应设置贮油或挡油设施，并应设置将事故油排至安全处的设施。根据火力发电厂与变电站设计实践，基本都设置总事故贮油池，将事故油排至总事故贮油池，以减少火灾持续时间和事故损失。总事故贮油池的容量一般按最大1 台主变的油量考虑，为防止污染环境，总事故贮油池应设置油水分离设施。

10 集热系统及设备

10.2 集热器

10.2.1 聚光器的结构形式分为水平布置形式和倾斜布置形式，一般情况下，水平布置形式采取南北轴布置方式，倾斜布置形式采取东西轴布置方式。

在我国布置聚光器时，采取水平布置南北轴布置方式时，聚光器夏季的得热量要明显高于冬季的得热量；采取倾斜布置南北轴布置方式时，聚光器一年四季夏季的得热量较为均衡。



图10.2.1水平布置菲涅耳式集热回路结构示意图



图10.2.2倾斜布置菲涅耳式集热回路结构示意图

10.2.3 驱动与跟踪系统

1 采用液压驱动方式时，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。

2 运行方式应可进行手动方式和自动方式两种。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，可以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。

3 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。

10.2.4 吸热器包含集热管、支撑结构和吸热器附属装置。

集热管宜选用真空集热管，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。

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。

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280~2500μm范围）不低于96%。

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280~2500μm范围）不低于95%。

真空集热管在25℃时，集热管有效工作长度比例不低于96%。

真空集热管真空度应不低于10-3mbar。

真空集热管在400℃时平均发射比应不高于10%。

10.3 集热系统辅助设施

10.3.2 导热油与空气在受热的情况下发生氧化反应，生成有机酸，造成管路酸性腐蚀。

11 热传输系统及设备

11.1 一般规定

11.1.1 按照线性菲涅耳式光热电站发电系统特点与示范要求，线性菲涅耳式光热发电站均采用了热储存系统，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。

11.1.3 由于水/蒸汽作为传热流体为最经济、最直接的选择，且目前已有商业化运行光热电站的案例，因此建议采用传热流体采用水/蒸汽。

11.2 传热流体储存、膨胀系统

11.2.8 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。

12 热储存系统及设备

12.1 一般规定

12.1.2 按照国家能源局颁布的相关技术要求，我国第一批太阳能热发电示范项目需配置4h 以上的储热容量。这一要求与我国新能源装机现状有关，太阳能热发电的定位无疑是要承担一定的错峰运行或调峰能力；按照本标准发布稿前的现状，国内第一批太阳能热发电示范项目多配置较大容量的储热，储热容量在9h～12h 之间。然而国际上中东迪拜近期EPC 招标的太阳能热发电项目，则要求电站在下午16 时之前不并网发电，这就要求电站必然配置较大容量的储热，以实现和光伏发电的错峰运行。因此集热系统、热储存系统及发电系统的容量宜综合各方面因素确定。

12.1.3 水/蒸汽作为传热流体的热储存系统国内只有张北15MWh配备固态储热，且通过了连续60个小时发电；国外已建成并配备蒸汽蓄热罐的电站经经济分析，成本高昂，且储热容量不大。

12.1.5 配备储热的光热电站，镜场全年的热功率并非定数，为了保证弃热量尽量少，同时储热综合经济性较好，储热最大热功率参数应综合考虑输入功率及允许弃热量来考虑。

12.2 储热介质储存系统

12.2.3 作为储热介质的耐热混凝土，其本身与常规耐热混凝土对于自身物性的要求是有区别的。

12.2.4 太阳能光热发电站二元熔融盐组分为60%的NaNO3 和40%的KNO3 混合物。

12.2.5 耐热混凝土作为储热介质，其本身不需要专用设备来进行储存。其作为一体进行储、取热切换时，各个模块存在不同的温度，为保证同一个固态储热模块内不存在温度差，应独立成多个储热模块来进行设计来保证热膨胀的匹配。

市场常规用于换热的管道材质，其本身有热膨胀系数很难做到与混凝土完全一致，为了保证在运行中减少热阻，匹配膨胀差应设置合理的缓冲层。

12.3 储热介质传热系统

12.3.1 耐热混凝土作为储热介质时，因其本身为固态不流动物质，故结构设计通常需在内部埋设换热用的管道，因耐热混凝土其自身的导热系数较低且在常规范围内增加导热系数较困难，为了保证足够的换热功率及经济性，带增强换热翅片类的结构通过验证是最合理的、经济的。而水做作为成本低劣、环保的介质，经过张家口一号15MW的运行验证也是可行的。而采用其它传热流体国际上暂无商用的，只做一些理论性的研究。

12.3.2 水/蒸汽做为流体进行换热时会发生相变，配备凝结水箱收集流体并循环再利用是提高经济性的有效手段。

12.4 辅助设施

12.4.1 固态混凝土储存系统在初期升温的过程中会有大量的水蒸汽需排出，而且初始升温的过程中需控制进入内部换热管道内流体的温度，保证流体温度与混凝土的温差控制在25摄氏度。烘干系统可以借助正式系统管道来进行设计考虑。同时热储存系统用于烘干混凝土所需的热量较多，能源尽量可以利用电站本身的集热场来提供，但集热场所产生的蒸汽参数与烘干时所需的参数不一致，为了可以有效的利用集热场的能量，配备必要的换热烘干系统是经济性较好的一种方式。

13 蒸汽发生系统及设备

13.3 蒸汽发生设备

13.3.2 根据《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660-2011。

13.3.3 蒸汽发生系统汽水侧安全阀配置要求如下：

套蒸汽发生系统至少应安装两台安全阀。蒸汽发生器、过热器、再热器都应装设安全阀。

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。

再热器安全阀的总排放量应大于再热器的最大设计流量。

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电力行业标准《电力工业锅炉压力容器监察规程》DL 612的有关规定时，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。

15 水处理设备及系统

15.1 水质及水的预处理

15.1.1 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、干旱或其它人为污染的影响，所以需要较多时间段的水质资料，掌握其变化情况和规律。

15.4 凝结水精处理

15.4.1 线性菲涅耳式太阳能热发电站每天起停，考虑其给水系统容易产生铁腐蚀产物，所以设置除铁装置，保证水汽品质。

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的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 信息系统

16.4 安全防范系统

16.4.1 本条是根据现行国家标准《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现状提出的。

16.5 生产视频监控系统

16.5.3 设置天气摄像头用于从控制室监控天气状态以便控制操作太阳能区域。

17 自动化及仪表

17.3 控制方式及控制室

17.3.1 由于光热电站集热场占地面积非常大，受工艺管道布置的限制，原则上采用一台汽轮发电机组配置一个集热场、一套储能换热系统及相应辅助车间的单元制模式。现阶段，规划、在建及投运的绝大多数光热电站均采用单元制配置模式，设置一台汽轮发电机组，全站设置一个集中控制室；少数光热电站配置多台汽轮发电机组，但也都采用单元制配置模式，全站多台机组设置一个集中控制室。由于国内规程规范要求在控制室操作台上设置汽轮发电机组及重要辅机的硬接线后备操作手段，以保证事故情况下紧急安全停机。因此，推荐“宜每台机组及其辅助车间/系统设置一个控制室”，在满足硬接线后备操作信号传输距离要求的前提下，也可采用全站多台机组设置一个集中控制室的设计方案。

17.4 检测和仪表

15.4.2 对光热电站而言，法向直接辐照度、风速、风向、温度等是用于发电量预测和控制模式选择的重要参数，所以特别提出了以上参数检测要求。

17.6 保护

17.6.2 由于真空集热管表面超温和介质断流会引发设备故障，所以提出了真空集热管保护的要求。

17.9 控制系统

17.9.1 目前光热电站控制系统比较多，有镜场控制系统、汽轮机控制系统、汽轮机跳闸保护系统等。本条提出的主控制系统控制范围包括集热系统、热传输系统、热储存系统、蒸汽发生系统、汽轮发电机系统、辅助车间系统等，在条件具备的情况下，镜场控制系统、汽轮机控制系统、汽轮机跳闸保护系统也可纳入主控制系统。

17.9.7 本条是在调研了国内外正在运行的光热电站及设备集成商的基础上提出的。经过国内外项目调研，目前反射镜就地控制装置一部分采用可编程控制器作为处理器，也有部分项目采用单片机作为专用控制器。

18 电气设备及系统

18.2 电气主接线

18.2.1 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2~3 台主变的情况；线路-变压器组单元接线型式简单，设备开关最少，适用于电站只有一台主变和一回送出线路的情况。线路-变压器组接线和联合单元接线型式简单，设备开关最少，适用于电站只有1 台主变或2 台主变和一回送出线路的情况。

18.2.2 当发电机额定容量大于50MW 时，若仍采用6.3kV 电压等级，发电机出口额定电流及短路电流均较大，必需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。

18.2.3 基于太阳能资源的特性，电站会出现经常都需要启停机操作，为避免厂用电的频繁切换，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。

18.3 交流站用电系统

18.3.14 根据光热电站中熔融盐储能系统的工艺特性，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，以防止熔融盐由于温度过低而凝结、报废。辅助燃料采用天燃气的电站，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。

18.5 高压配电装置

18.5.3 我国太阳能资源丰富地区主要位于青海、西藏等高海拔地区，故本条第2 款第2 项在现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660 的有关规定基础上改写为：“e 级污秽及高海拔地区宜采用屋内配电装置，当技术经济合理时，可采用气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）配电装置。”

18.7 元件继电保护和安全自动装置

18.7.3 当发电机出口设置断路器，发电机停机时，变压器仍可以运行，发电机保护装置和变压器保护装置分开组屏，对于运行和检修更灵活方便。

19 水工设施及系统

19.2 水源及水务管理

19.2.1 目前我国已全面实施取水许可及建设项目水资源论证制度，取用水资源的电站建设单位应当申请领取取水许可证，申请时应当提交由具备建设项目水资源论证资质的单位编制的建设项目水资源论证报告书。

19.2.4 本条根据光热电站的装机容量较小、运行方式复杂、对电力系统影响较小、年利用小时数较低等因素，提出了较低的供水保证率。

19.2.8 根据现行国家标准《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660、《小型火力发电厂设计规范》GB 50049 及现行行业标准《发电厂节水设计规程》DL/T 5513，并结合光热电站用水的特点，规定了电站设计的节水评价指标。

20 辅助系统及附属设施

20.0.1 目前国内电站多采用专业检修公司或地区协作的集中检修方式，一般不设中心修配厂。

20.0.2 本条规定电站试验室、仪器设备及建筑面积配置要求，对使用率低和费用高的设备、仪器，可以不设置的就不设，可以地区协作的则充分发挥地区力量，减少人员编制和节省投资及管理费用。光热电站相对与火力发电厂增加了熔融盐，化学试验室的仪器设备和建筑面积配置按实际需要适当调整。

21 建筑与结构

21.1 一般规定

21.1.3、21.1.4 一般情况下，建筑结构的安全等级和设计使用年限应按现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50058的有关规定执行。考虑到汽机房屋盖破坏会危及汽轮发电机重要设备安全的因素，并与相关行业标准要求协调一致，规定汽机房屋盖主要承重结构的安全等级比主厂房框排架结构提高一级。

21.2 抗震设计

21.2.3 根据目前线性菲涅耳太阳能光热发电站的建设规模，本表抗震设防类别是按照“一般电力设施”划分的。如果将来电站规模或重要性达到了《电力设施抗震设计规范》GB 50260 中规定的“重要电力设施”类，相应电站的主要建（构）筑物应划分为重点设防类（简称乙类）。

21.3 建筑设计

21.3.9 根据《小型火力发电厂设计规范》GB 50049、《火力发电厂建筑设计规程》DL/T 5094和《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229等现行国家或行业标准及相关的节能、环保政策要求对站区内建筑物建筑设计提出要求。

21.4 地基与基础

21.4.2 根据现行国家标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007和行业标准的有关规定，结合线性菲涅耳太阳能光热发电站中建（构）筑物的使用要求，以及由于地基问题可能造成的破坏或影响正常使用的程度（正文中这一句应删除），对电站内各建（构）筑物的地基基础设计等级进行了划分。

21.4.5 总结目前工程应用的成功经验，对热储存系统中固体储热体和熔融盐储热罐的地基基础设计提出要求。

2 储热体（罐）基础强度设计应考虑上部介质温度传递引起的温度作用影响，必要时应进行温度应力计算。

4 在储热介质和基础之间设置隔热层，主要是为了减少热量传递，降低储热介质的热量损失。隔热层除满足隔热性能外，还需满足储热体（罐）的承载能力要求，因此应选用隔热性好、承载力高、宜密实的材料，如轻质保温陶粒土、泡沫玻璃等。

5 基础内部均匀设置冷却换热系统，在防止基础混凝土过热破坏的同时，换热管路收集的热量还可以作为其他热源二次利用。

6 在基础和罐底之间设置找平层是为了确保熔融盐储罐底板安装时作业面平整，且罐底传力均匀，找平层材料可采用受力较好，且标高易于调整的河砂。对于环墙式基础，为防止基础下面土壤中的水分渗透到基础内部，从而接触到罐体底板，建议在罐体基础下面整体设置防渗层，防渗层材料宜优先选用土工布或沥青，同时建议在防渗层上面铺设一道碎石排气层，减少熔融盐热量损失的同时，对防渗层进行保护作用，碎石直径宜小于10mm。

21.5 汽机房结构

21.5.2 汽机房跨度较大时，如采用钢筋混凝土屋面梁，构件断面较大，不利于抗震设计；如采用预应力混凝土结构，现场一般不具备制作条件，且由于构件数量较少，经济性不明显。因此，结合屋架吊装对施工工期的影响因素，推荐在汽机房跨度大于18m时采用钢屋架。

21.5.5 对于主厂房活荷载取值，在现行《小型火力发电厂设计规范》GB 50049和《火力发电厂土建结构设计技术规程》DL 5022中均有明确规定，由于两本规范适用范围不同，针对不同的机组容量，套用相应的标准。

22 供暖通风与空气调节

22.1 一般规定

22.1.5 发电厂供暖通风和空气调节系统的冷、热媒选择，应符合国家有关节能、降耗、可持续发展的基本方针，优先利用工艺系统余热和江河湖泊、地热、太阳能等天然可再生能源。在制定冷、热源方案时，要对可利用的工艺余热、天然可再生能源进行分析，根据其品质、可靠性和当地的气象条件进行技术方案和经济性论证，保证供暖通风空调系统的冷、热源安全、稳定运行。

在有储热装置的太阳能发电厂中，还可利用储热装置中储存的热量通过换热装置后提供厂区供暖系统所需要的高温热水。

22.1.16 太阳能热发电技术是利用大规模阵列抛物或碟形镜面收集太阳热能，通过换热装置提供蒸汽，结合传统汽轮发电机的工艺，从而达到发电的目的，所收集的太阳能可以储存在巨大的容器中，在太阳落山后几个小时内仍然能够带动汽轮发电。在实际运行中，可能会出现长时间的阴天或者太阳强度不足的状态，储存太阳能的容器不能保证汽轮发电机组无限期、连续稳定地运行。因此当采用汽轮机抽汽作为供暖系统热源时，不能保证供热的安全性和稳定性，需要设置备用热源。

备用热源的选择，应充分利用厂区现有的资源，当有可利用的启动汽源时，可利用启动汽源作为厂区供热系统的一次热媒。需要注意的是，当利用启动汽源作为厂区供暖系统的备用热源时，需要核实启动锅炉的容量是否满足启动用汽量和最小供暖用汽量之和的要求，其中最小供暖用汽量是指保证主厂房和其它易发生冻结危险车间（如化学水处理车间、泵房类）供暖要求的用汽量。

22.1.9 发电厂300MW级以上机组的集控楼内、分散布置在主厂房内的电子设备间、继电器室和电缆夹层等一般设置气体灭火系统，气体一般包括七氟丙烷、IG541混合气体、热气溶胶和二氧化碳气体等，辅助建筑电气或电子设备间或小机组电厂的电气或电子设备间多采用手提式或手推式干粉、泡沫灭火方式时，灭火后亦需及时排除室内烟雾，才能保证灭火后工作人员迅速进入室内抢修。

22.2 汽机房

22.2.3 供暖系统设计以机组为单元划分，有利于供暖系统运行和调节，适应机组分期建设的需要。

22.2.4 主厂房属于高温车间，为排除室内工艺设备和管道散发的余热和余湿，维持室内一定的工作环境，应设置全面通风装置。

22.2.6 在汽机房运转层、中间层楼面上设置足够面积的通风格栅，底层空气在热压作用下顺着通风格栅的位置合理组织通风气流，防止高温空气聚集，避免局部过热区域产生。

22.2.7 氢冷发电机组不可避免地存在一定量的氢气泄漏，为避免汽机房内氢气聚集，屋面最高处应设置排氢装置。

22.3 集中控制室和电子设备间

22.3.1 集中（单元）控制室、电子设备间等是发电站的控制中心，室内布置大量的DCS机柜、插件、显示屏等，工艺系统要求维持室内一定的温度、湿度以及空气洁净度，因此需要设置空调装置。

22.3.2 由于集中（单元）控制室、电子设备间的功能不同，室内设计要求也不一致。电子设备间内布置大量的仪表控制柜，设备散热量大，空调冷却降温运行周期长，集中（单元）控制室内以运行值班人员为主，安装有少量的控制盘柜和显示屏，设备散热量相对较小。如果集中（单元）控制室、电子设备间合并设置，冬季时运行调节困难，过冷或过热现象时有发生，室内温、湿度环境不能得到保证，也造成能源浪费，因此空调装置应分别设置。

22.3.3 空调区正压值不宜过大，也不宜过小。室内正压值过大时，不仅增加新风能耗，还会影响人体舒适感，同时可能造成开门困难；正压值过小时，不能有效地防止室外空气的侵入。实验和工程实践证明，空调区内正压值一般应为5Pa～10Pa，当室外粉尘污染严重时，可适当增加室内正压值。

22.3.6 本条参考燃煤电厂集中（单元）控制室、电子设备间的集中空调系统过滤要求编写。燃煤电厂集中控制室和电子设备室大多布置在两炉之间，粉尘污染较为严重，仅设一级粗效过滤器，室内空气洁净度不能满足要求，多年的工程实践表明，粗效和中效两级过滤基本可满足室内尘粒的控制要求。

22.4 电气建筑

22.4.1 发电厂网络控制室、继电器室、通信机房等空调系统一般为季节性空调系统，故规定宜按设计冷负荷不少于2台配置，当1台发生故障时，其余仍能维持室内温度不致过高。同时参考《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL/T 5035-2016第6.1.3条、6.3.2条。

22.4.2 此条根据《发电厂供暖通风与空气调节设计规范》DL/T 5035-2016第6.2.2条、6.2.3条编写，阀控密封式蓄电池全称为阀控密封式铅酸性蓄电池，这种蓄电池为密封结构。阀控密封式蓄电池在正常充电电压下，电解液仅产生少量的气体及酸雾，在严重过充时，会将水电解成氢、氧气体。当电池内部气压升高到一定值，蓄电池会打开单向安全阀，排出少量气体至室内空气中，安全阀上装有滤酸装置，以防止酸和酸雾随排出气体而排入室内。蓄电池在运行过程中，不可避免地会散发少量的氢气至室内，长时间的运行可能会形成氢气聚集，当条件适宜时存在爆炸危险。因此，应设置通风装置，及时排除室内可能存在的氢气，消除运行安全隐患。

22.5 化学水处理建筑

22.5.1 发电站化学水处理的基本工艺过程包括：电除盐、反渗透、过滤、及离子交换等，在运行中无有害气体产生，采用自然通风可以满足夏季通风换气、排除室内余热的要求。

22.7 厂区供暖系统与管网

22.7.1 与启动锅炉布置在同一区域、燃用同一种燃料，可以降低工程投资、减少设备运行、维护和管理的成本。

22.7.4 发电站厂区工艺管道很多，供暖管道应遵循厂区工艺管道的总体规划和布置要求。当厂区设有综合管架时，厂区供热管道宜沿综合管架的走向架空布置，在综合管架不能到达的建筑物，局部设置管架架空敷设、或者采取直埋敷设方式，以最大限度地利用综合管架、减少管道布置的占地空间，有利于整个厂区的工艺管道布置、美化厂区景观，降低工程造价。

22.7.5 热水管道直埋敷设方式在中国已得到广泛的应用，与传统的管沟敷设方法相比较，具有工程成本低、施工周期短、维护费用少的特点，同时节省占地空间、不影响厂区景观，可在发电站厂区供暖管网中优先使用。

24 土建工程施工

24.7 施工测量及变形观测

24.7.3 此条内容参考<电力工程施工测量技术规范标准> DL/T5445-2010。

25 安装工程

25.2 集热系统及设备安装

25.2.1 防腐对钢结构寿命非常重要，钢结构安装一般都有类似规定，《光伏电站施工规范》 GB 50794 中也有相关描述。

26 调试

26.2 集热系统与热传输系统调试

26.2.1 熔盐储槽盛放未融化熔盐，20℃出自HG/T20658；大规模定的使用熔盐熔化炉，易出现过温现象和融化不均现象，故有加水融化法可供选择。

26.2.2 加注熔融盐时可能会因温度变化，夹杂空气等原因造成熔融盐体积变化，经过2-3个阶段可基本消除影响。

26.2.4 集热系统分组调试是符合现代工程实际的做法，可以大大加快调试进度。

26.3 热储存系统调试

26.3.1 若综合考量所有因素，在寿命期内不影响设备使用，可考虑不做化学清洗。刚性耐热热储存系统参照锅炉烘炉蒸发内部水分，非刚性的不存在开裂或爆炸风险

26.3.2 罐体升温速率和停留时间是对应关系，国外多用燃油油枪，也可使用电加热的方式。

26.6 热储存系统调试

26.6.3 规范蒸汽发生器使用前的操作，避免因交变热应力等原因损坏。

28 运行与维护

28.1 一般规定

28.1.1 线性菲涅耳式太阳能光热发电站运行控制主要包括光热发电站运行状态的监视和生产设备操作、参数调整。

31 消防

31.5 消防给水、灭火设施及火灾自动报警

31.5.2 本条规定了电站消防给水量的计算原则。建筑物一次灭火水量是指建筑物室外和室内用水量之和，未包含露天布置的设备。

31.5.6 由于集热场占地面积大，可燃物主要是反射镜转动机构的润滑油及电气控制线缆等，不适合采用水消防。

31.5.10 本条根据电站熔融盐特性，参照现行国家标准《石油化工企业设计防火规范》GB 50106，熔融盐火灾推荐使用干粉灭火剂及砂土共同灭火。