

ICS 27.140
P 59
备案号: J418—2018

NB

中华人民共和国能源行业标准

P

NB/T 10072—2018

代替 DL/T 5208—2005

抽水蓄能电站设计规范

Code for Design of Pumped Storage Power Stations

2018 - 10 - 29 发布

2019 - 03 - 01 实施

国家能源局 发布

中华人民共和国能源行业标准

抽水蓄能电站设计规范

Code for Design of Pumped Storage Power Stations

NB/T 10072—2018

代替 DL/T 5208—2005

主编部门：水电水利规划设计总院

批准部门：国 家 能 源 局

施行日期：2 0 1 9 年 3 月 1 日

2019 北 京

国家能源局
公 告

2018 年 第 12 号

依据《国家能源局关于印发〈能源领域行业标准化管理办法（试行）〉及实施细则的通知》（国能局科技〔2009〕52号）有关规定，经审查，国家能源局批准《矿用风冷调速型磁力耦合器》等204项行业标准，其中能源标准（NB）54项、石化标准（NB/SH）8项、石油标准（SY）142项，现予以发布。

附件：行业标准目录

国家能源局

2018年10月29日

NB/T 10072—2018

附件：

行 业 标 准 目 录

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	批准日期	实施日期
...						
27	NB/T 10072— 2018	抽水蓄能电站 设计规范	DL/T 5208— 2005		2018-10-29	2019-03-01
...						

前 言

根据《国家能源局关于下达 2012 年第一批能源领域行业标准制（修）订计划的通知》（国能科技〔2012〕83 号）的要求，规范编制组经广泛调查研究，认真总结实践经验，并在广泛征求意见的基础上，修订本规范。

本规范的主要技术内容是：水文，动能规划设计，工程地质勘察，工程总布置及水工建筑物设计，水力机械设计，电气设计，控制、保护及通信，金属结构设计，施工组织设计，经济评价。

本规范修订的主要技术内容是：

- 增加了对各设计阶段工作内容和深度的要求。
- 增加了气象要素统计分析要求。
- 增加了工程开发任务论证的要求。
- 增加了输水系统管径比较的要求。
- 增加了配合风电等新能源基地运行的分析要求。
- 增加了利用已建水库时应进行功能和安全复核的要求。
- 增加了进/出水口拦污栅处流速分布不均匀性限制的要求和输水系统检修通道的设置原则。
- 增加了进水阀不应参与输水发电系统设计工况过渡过程流量调节的要求。
- 增加了电站承担黑启动任务时的电源设计要求。
- 增加了变速机组交流励磁系统的设计要求。
- 增加了进水阀与尾水事故闸门闭锁的设计要求。
- 增加了在中控室内进行机组紧急停机和电站事故闸门紧急关闭的设计要求。
- 增加了高压闸阀式尾水事故闸门的设计要求。

- 增加了发电厂房施工期度汛洪水设计标准。
- 增加了料源选择与开采的设计要求。
- 增加了库盆内渣场选择要求。
- 修订了冰情调查的内容及运行期冰情分析的要求。
- 修订了额定水头选择的要求。
- 修订了初期蓄水分析和水库排沙调度运行方案的设计要求。
- 修订了库内天然建筑材料工程地质勘察的要求。
- 修订了建筑物设计洪水标准的选取原则。
- 修订了建筑物抗冰冻措施的要求。
- 修订了竖井式进/出水口水力设计的要求。
- 修订了地下厂房布置的要求。
- 修订了开关站、出线洞、进厂交通洞、油库和油处理室布置的要求。
- 修订了蜗壳进口最大压力设计值的要求。
- 修订了厂用电电源的设计要求。
- 修订了拦污栅过栅流速要求。
- 修订了上、下水库导流及度汛设计标准。

本规范由国家能源局负责管理，由水电水利规划设计总院提出并负责日常管理，由能源行业水电勘测设计标准化技术委员会负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议，请寄送水电水利规划设计总院（地址：北京市西城区六铺炕北小街2号，邮编：100120）。

本规范主编单位：中国电建集团北京勘测设计研究院有限公司

本规范参编单位：国网新源控股有限公司
南方电网调峰调频发电有限公司

本规范主要起草人员：吕明治 李 冰 靳亚东 刘书宝
宫海灵 李院忠 王 可 王建华

杜晓京	万凤霞	易忠有	杨 梅
梁国才	陈 红	吴朝月	彭烁君
陈宏宇	王洪玉	张亚武	陈同法
章 鹏	雷兴春		
本规范主要审查人员：	党林才	严永璞	朱建业
	王元生	刘国阳	韩伶俐
	韩 冬	胡 斌	徐 军
	张丹庆	肖平西	李立年
	徐跃明	李渝珍	冯 黎
	宁华晚	黄立财	吴新平
	赵 琨	王润玲	方光达
	张东升	何 伟	刘 超
	李仕胜		杜 刚

目 次

1	总则	1
2	术语	2
3	水文	5
3.1	一般规定	5
3.2	气象	6
3.3	径流	6
3.4	洪水	8
3.5	泥沙	10
3.6	水位流量关系曲线	11
3.7	水面蒸发	11
3.8	冰情	12
3.9	水情自动测报系统	13
4	动能规划设计	14
4.1	一般规定	14
4.2	工程任务和建设必要性	15
4.3	装机容量选择	16
4.4	特征水位选择	17
4.5	额定水头选择	19
4.6	输水系统管径比较	19
4.7	泥沙分析	20
4.8	水源分析及初期蓄水计划	20
4.9	运行方式与能量指标	21
5	工程地质勘察	22
5.1	一般规定	22
5.2	区域地质与地震	22

5.3	上、下水库工程地质勘察	23
5.4	输水系统工程地质勘察	26
5.5	地下厂房系统工程地质勘察	28
5.6	竖井式厂房工程地质勘察	31
5.7	库内天然建筑材料工程地质勘察	32
6	工程总布置及水工建筑物设计	33
6.1	一般规定	33
6.2	工程总布置	33
6.3	上、下水库	35
6.4	输水系统	41
6.5	厂房系统	49
7	水力机械设计	55
7.1	水泵水轮机	55
7.2	进水阀	57
7.3	调速系统	57
7.4	调节保证设计	58
7.5	技术供、排水系统和消防供水系统	59
7.6	压缩空气系统	60
7.7	水力监测系统和机组监测	61
8	电气设计	63
8.1	接入系统及电气主接线	63
8.2	可逆式机组抽水工况起动方式选择	64
8.3	电气设备选择	64
8.4	厂用电电源	67
8.5	开关站型式和位置选择	68
9	控制、保护及通信	69
9.1	一般规定	69
9.2	机组自动控制	69
9.3	电站计算机监控系统	71

9.4 继电保护	72
9.5 相关控制回路及设备	73
10 金属结构设计	75
10.1 一般规定	75
10.2 上、下水库拦污栅	75
10.3 引水系统闸门	76
10.4 尾水系统闸门	77
11 施工组织设计	79
11.1 一般规定	79
11.2 施工导流	79
11.3 料源选择与开采	81
11.4 主体工程施工	81
11.5 施工交通运输	86
11.6 施工工厂设施	88
11.7 施工总布置	90
11.8 施工总进度	91
12 经济评价	93
12.1 一般规定	93
12.2 国民经济评价	93
12.3 财务评价	94
12.4 综合评价	95
本规范用词说明	96
引用标准名录	97
附：条文说明	99

Contents

1	General Provisions	1
2	Terms	2
3	Hydrology	5
3.1	General Requirements	5
3.2	Meteorology	6
3.3	Runoff	6
3.4	Flood	8
3.5	Sediment	10
3.6	Stage-Discharge Relationship Curve	11
3.7	Water Surface Evaporation	11
3.8	Ice Regime	12
3.9	Hydrologic Telemetry and Forecasting System	13
4	Design of Hydropower Planning	14
4.1	General Requirements	14
4.2	Project Purpose and Necessity of Construction	15
4.3	Selection of Installed Capacities	16
4.4	Selection of Characteristic Water Levels	17
4.5	Selection of Rated Heads	19
4.6	Comparison of Water Conveyance System Pipe Diameters	19
4.7	Analysis of Sediment	20
4.8	Water Source Analysis and Initial Impoundment Plan	20
4.9	Operation Modes and Energy Indicators	21
5	Engineering Geological Investigation	22
5.1	General Requirements	22
5.2	Regional Geology and Seism	22

5.3	Engineering Geological Investigation for Upper and Lower Reservoirs	23
5.4	Engineering Geological Investigation for Water Conveyance System	26
5.5	Engineering Geological Investigation for Underground Powerhouse System	28
5.6	Engineering Geological Investigation for Shaft-Type Powerhouse	31
5.7	Engineering Geological Investigation for Natural Construction Materials in Reservoir	32
6	Project General Layout and Hydraulic Structure Design	33
6.1	General Requirements	33
6.2	General Layout	33
6.3	Upper Reservoir and Lower Reservoir	35
6.4	Water Conveyance System	41
6.5	Powerhouse System	49
7	Design of Hydromechanical Systems	55
7.1	Pump Turbine	55
7.2	Inlet Valve	57
7.3	Governor System	57
7.4	Transient Calculation	58
7.5	Service Water Supply System, Drainage System and Fire Fighting System	59
7.6	Compressed Air System	60
7.7	Hydraulic Monitoring System and Unit Monitoring	61
8	Design of Electrical Systems	63
8.1	Design of Connection with Power System and Single Line Diagram	63

8.2	Startup of Reversible Unit Under Pumping Mode	64
8.3	Selection of Electrical Equipment	64
8.4	Station Service Power Supply	67
8.5	Selection of Switchyard Types and Locations	68
9	Control, Relay Protection and Communication Systems	69
9.1	General Requirements	69
9.2	Unit Automatic Control	69
9.3	Computer Supervision and Control System of Power Station	71
9.4	Relay Protection	72
9.5	Relevant Control Circuit and Equipment	73
10	Design of Hydraulic Steel Structure	75
10.1	General Requirements	75
10.2	Trash Rack of Upper and Lower Reservoirs	75
10.3	Headrace System Gate	76
10.4	Tailrace System Gate	77
11	Construction Planning	79
11.1	General Requirements	79
11.2	Construction Diversion	79
11.3	Material Source Selection and Exploitation	81
11.4	Construction Planning for Main Works	81
11.5	Construction Accesses and Transportation	86
11.6	Construction Plants and Facilities	88
11.7	Construction General Layout	90
11.8	Master Construction Schedule	91
12	Economic Evaluation	93
12.1	General Requirements	93
12.2	National Economic Evaluation	93

NB/T 10072—2018

12.3 Financial Evaluation 94

12.4 Comprehensive Assessment 95

Explanation of Wording in This Code 96

List of Quoted Standards 97

Addition: Explanation of Provisions 99

1 总 则

1.0.1 为规范抽水蓄能电站的设计原则和技术要求，保证工程设计质量，制定本规范。

1.0.2 本规范适用于抽水蓄能电站的设计。

1.0.3 抽水蓄能电站设计应按照所在电力系统调峰、填谷、调频、调相、紧急事故备用等方面的需求，使电力系统获得高效、安全稳定的运行效果。

1.0.4 根据电力系统需要及工程建设条件，抽水蓄能电站可按日、周、年调节运行方式设计。

1.0.5 本规范涵盖了抽水蓄能电站勘测设计工作的主要内容和总体要求，各阶段勘测设计工作的具体内容及深度要求应符合现行行业标准《抽水蓄能电站选点规划编制规范》NB/T 35009、《水电工程预可行性研究报告编制规程》DL/T 5206、《水电工程可行性研究报告编制规程》DL/T 5020 和《水电工程招标设计报告编制规程》DL/T 5212 的有关要求。

1.0.6 抽水蓄能电站设计，除应符合本规范外，尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 抽水蓄能电站 pumped storage power station

利用电力系统的富余电能从下水库向上水库抽水，将电能转换为水的势能储存起来，当电力系统需要时，从上水库向下水库放水发电，再将水的势能转换为电能的一种水电站。按照电网调度的需要可做调峰、填谷、调频、调相及紧急事故备用运行等。

2.0.2 混合式抽水蓄能电站 mixed pumped storage power station

结合常规水电站新建、改建或扩建，加装抽水蓄能机组的抽水蓄能电站。两种机组可安装在同一厂房内，也可分开。

2.0.3 循环效率 cycle efficiency

抽水蓄能电站发电量与抽水电量之间的比值。循环效率体现了抽水蓄能电站运行时的能量转换效率，反映了机组和变压器效率、水库和输水系统水量损失、输水系统水头损失和扬程增加值等因素产生的能量损耗。

2.0.4 日调节抽水蓄能电站 daily regulating pumped storage power station

承担日内电力供需不均衡调节任务，其上、下水库水位变化的循环周期为一日的抽水蓄能电站。

2.0.5 周调节抽水蓄能电站 weekly regulating pumped storage power station

承担周内电力供需不均衡调节任务，其上、下水库水位变化的循环周期为一周的抽水蓄能电站。

2.0.6 年调节抽水蓄能电站 yearly regulating pumped storage power station

承担年内丰、枯季节之间电力供需不均衡调节任务，其上、下水库水位变化的循环周期为一年的抽水蓄能电站。

2.0.7 连续满发小时数 continuous full power output hours

水库所设置的发电库容相应水量可发出的电量与装机容量的比值。连续满发小时数体现了电站的调节性能。

2.0.8 调节库容 regulating storage

正常蓄水位至死水位之间的水库容积。调节库容一般包括发电库容、综合利用库容和备用库容三部分。

2.0.9 发电库容 power storage

为满足电站承担调峰、填谷、调频、调相、紧急事故备用等任务而设置的库容。

2.0.10 综合利用库容 multipurpose storage

为满足防洪、灌溉、供水等综合利用要求而设置的库容。

2.0.11 备用库容 reserve storage

一般包括水损备用库容和冰冻备用库容两部分。水损备用库容为当正常运行期入库径流无法弥补蒸发、渗漏等水量损失时，为保证抽水发电所需循环水量而设置的水量备用库容。冰冻备用库容为弥补正常运行期因水库结冰占用库容而在上水库、下水库内增设的库容。

2.0.12 发电保证水位 guaranteed water level for power generation

对于承担综合利用任务的抽水蓄能电站，为保证电站抽水发电正常运行所设置的控制水位。

2.0.13 最大水头 maximum head

上水库正常蓄水位与下水库死水位的差值，扣除单台机组空载运行时相应水头损失后的水头。

2.0.14 最小水头 minimum head

上水库死水位与下水库正常蓄水位的差值，扣除同一水力单元全部机组发出预想出力时相应水头损失后的水头。

2.0.15 额定水头 rated head

发电机发出额定功率时，水轮机所需的最小工作水头。

2.0.16 最大扬程 maximum lift

上水库正常蓄水位与下水库死水位的差值，加上同一水力单元全部机组水泵工况抽送对应水头最大流量时扬程增加值后的扬程。

2.0.17 最小扬程 minimum lift

上水库死水位与下水库正常蓄水位的差值，加上单台机组水泵工况抽送对应水头最小流量时扬程增加值后的扬程。

2.0.18 加权效率因子 weighted efficiency factor

根据电站所在电力系统内的作用与运行方式，所确定的电站运行水头与出力相应的概率。

2.0.19 上、下水库 upper reservoir and lower reservoir

为抽水蓄能电站存储水量的工程设施。利用电力系统中富余电能将水从下水库抽到上水库存蓄起来，根据电力系统需求，由上水库向下水库放水发电。

2.0.20 库址 reservoir site

是指抽水蓄能电站上、下水库所在的河段（沟段）、山间凹地、河岸滩地、台地等位置范围，包括大坝和库区。

2.0.21 输水系统 water conveyance system

用于电站发电与抽水的进水、引水、尾水的渠道、隧洞、管道及水流控制建筑物。包括上水库进/出水口、引水隧洞、高压管道、尾水隧洞、下水库进/出水口和闸门井、调压室、岔管等建筑物。

2.0.22 进/出水口 intake/outlet

建于上、下水库内用于控制水流的工程设施。抽水蓄能电站具有抽水和发电两种运行工况，进/出水口水流方向是双向的，对上水库在发电时为进流，抽水时为出流。

2.0.23 黑启动 black start

电力系统因故障停运后，具有自启动能力的电厂，在失去正常厂用电的情况下起动本厂机组，并带动系统内其他机组，逐步恢复系统运行的过程。

3 水 文

3.1 一 般 规 定

3.1.1 抽水蓄能电站水文气象基本资料的收集整理、复核评价、气象要素统计、水文分析计算应按现行行业标准《水电水利工程水文计算规范》DL/T 5431、《水电工程设计洪水计算规范》NB/T 35046 和《水电工程泥沙设计规范》NB/T 35049 的有关规定执行，水情自动测报系统设计应按现行行业标准《水电工程水情自动测报系统技术规范》NB/T 35003 的有关规定执行。

3.1.2 抽水蓄能电站水文计算，应搜集整理下列资料：

- 1 流域自然地理和河道特征。
 - 2 上、下水库气象要素特征值。
 - 3 设计依据站和主要参证站的水文泥沙资料。
 - 4 补水工程的水文泥沙资料。
 - 5 水库所在流域历史洪水、暴雨和枯水调查资料及有关历史文献、文物资料。
 - 6 水库所在流域内已建和在建的水库、引水、提水工程，分洪、滞洪工程及水土保持工程等资料。
 - 7 水库所在流域及邻近地区水文分析计算成果、区域综合分析研究成果及其配套查算图表。
 - 8 邻近地区已建抽水蓄能电站冰情观测资料及防冰措施。
 - 9 其他有关资料。
- 3.1.3** 抽水蓄能电站水文计算，应以可靠的基本资料为依据，充分利用已有的实测资料。对重要的资料应重点复核。当缺乏实测资料时，应根据设计需要，及早设立气象站、水文站或水位站。
- 3.1.4** 泥沙问题严重的工程，所在河流或河段无泥沙测验资料

时，宜设站进行泥沙测验或在汛期进行巡回泥沙测验。

3.2 气 象

3.2.1 工程区气象要素统计的依据站应选用距离工程地点较近且自然地理条件较为相近的水文、气象观测站。

3.2.2 气象统计采用的资料系列长度不宜少于 30 年，不足时宜插补延长。

3.2.3 工程地点距离依据站较远，且高差较大时，根据工程设计需要，上、下水库可设立专用气象站。专用气象站与依据站同期观测资料应对比分析，差异明显时应对上、下水库气象特征值进行修正。

3.2.4 统计分析的气象要素特征值可为：

1 气温、地温和湿度的多年平均年、月值，年、月极值及出现时间。

2 降水量的多年平均年、月值，历年计算时段最大降水量及出现时间，分级降水量出现天数。

3 蒸发量的多年平均年、月值。

4 风速的多年平均年、月值，年、月最大值及出现时间和相应风向以及多年平均最大风速。

5 雷暴、霜、雪、雾等年内出现的天数及出现的时间。

6 日照时数、积雪深度、冻土深度等设计需要的其他气象要素特征值。

3.2.5 对于冬季气温较低的地区，应根据工程混凝土冻融循环次数确定的需要，分别统计历年气温从 3°C 以上到 -3°C 以下、然后再回升到 3°C 以上的次数和日平均气温低于 -3°C 的天数，并统计历年最大值。

3.3 径 流

3.3.1 上、下水库的径流分析计算，宜包括下列内容：

- 1 径流补给来源及年内、年际变化规律。
- 2 人类活动对径流影响及还原计算。
- 3 径流资料的插补延长和系列代表性分析。
- 4 历年逐月或逐日径流，设计年径流及年内分配，含沙量满足抽水蓄能电站过机泥沙要求的设计期径流及期内分配。
- 5 历年滑动平均满足设计保证率的设计年或时段径流量。
- 6 径流分析计算成果的合理性检查。

3.3.2 上水库和下水库径流的还原计算、资料的插补延长和系列代表性分析，应按现行行业标准《水电水利工程水文计算规范》DL/T 5431 的有关规定执行。

3.3.3 根据资料条件，上、下水库设计径流可采用下列方法计算：

1 上、下水库坝址具有 30 年以上流量资料时，可进行频率分析计算。

2 上水库或下水库坝址上下游、相邻流域或附近水文气象相似区域内有参证测站时，可采用水文比拟法移用参证站频率分析计算成果。

3 无资料地区可采用经省级水行政主管部门审定的水文图集、区域综合分析等方法估算设计年径流。径流年内分配可采用地区综合法确定。

3.3.4 根据不同水库类型，上、下水库径流应采用下列方法分析计算：

1 当上水库或下水库由开挖和围堤形成，水库所在河流或邻近流域有雨量站可供移用时，可利用参证站降水量资料，计算年径流及其年内分配。

2 当利用已建水库作为上水库或下水库时，应搜集已建水库径流分析计算成果，建库后实测水文资料。必要时应进行枯水调查，复核上、下水库的设计年、期径流量及其年内分配。

3 当利用天然湖泊作为上水库或下水库时，可计算多年平

均湖水位和设计湖水位，缺乏资料时应调查最高、最低湖水位，并分析年际、年内湖泊水位变幅。

3.3.5 当天然径流不能满足抽水蓄能电站工程所需水量时，除计算上、下水库径流外，还应对补水水源进行年、期径流及年内分配进行计算。

3.3.6 径流分析计算成果应与上下游、干支流和邻近地区成果对比分析，检查其合理性。

3.3.7 初期蓄水分析所需的历年滑动平均设计保证率径流量分析可采用频率分析法计算。

3.3.8 冰雪融水补给地区和岩溶地区径流计算，应按现行行业标准《水电水利工程水文计算规范》DL/T 5431 的有关规定执行。

3.4 洪 水

3.4.1 上、下水库设计洪水，应根据洪水特性和设计需要计算下列内容：

- 1 各设计频率的年最大和分期最大洪峰流量。
- 2 各设计频率的不同历时时段洪量。
- 3 各设计频率设计洪水过程线。
- 4 设计洪水地区组成计算。

3.4.2 根据资料条件，上、下水库设计洪水应采用下列方法分析计算：

1 坝址或其上、下游邻近地点有 30 年以上实测和插补延长洪水流量资料，应采用频率分析法计算设计洪水。应对资料条件、参数选用、抽样误差等进行综合分析，如成果有偏小的可能性，校核洪水应加安全修正值，修正值不宜超过计算值的 20%。

2 实测洪水资料短缺时，可采用设计暴雨推求设计洪水。当上水库或下水库所在地区有 30 年以上实测和插补延长暴雨资料时，应采用频率分析法计算设计暴雨；当暴雨资料缺乏时，可

查算本地区最新的设计暴雨参数等值线图计算设计暴雨，如果本地区及邻近地区近期发生特大暴雨，应对查算成果进行检查，必要时适当调整。由设计暴雨推求设计洪水时，设计雨型、产汇流参数和设计洪水过程线，应采用暴雨洪水查算图表的区域综合成果，必要时宜根据参证站实测暴雨洪水资料分析综合选定。

3 上水库或下水库附近河段实测洪水资料短缺，流域内暴雨资料也缺乏时，可采用地区综合法估算设计洪水，并应进行设计洪水成果的合理性检查。

3.4.3 根据不同水库类型，上、下水库设计洪水应采用下列方法计算：

1 上水库或下水库由开挖和围堤形成，所需历时的设计洪量可采用设计暴雨和水库集水面积计算。

2 水库建成后水面面积占流域面积比重较大，可将坝址以上流域分为水面面积和陆面面积，分别进行产流汇流计算，并进行设计洪水组合计算。

3 利用已建水库作为上水库或下水库，应搜集已建水库设计和运行资料、历史洪水、暴雨调查资料和建库后洪水流量资料，复核设计洪水。

4 利用天然湖泊作为上水库或下水库，设计断面有 30 年以上水位资料时，应进行频率计算，推求湖泊设计水位；缺乏水位资料时，可用调查最高、最低水位进行设计。

3.4.4 需通过补水工程补给抽水蓄能电站所需水量时，应计算补水工程的设计洪水。

3.4.5 当设计洪水成果由设计暴雨或本地区水文图集推求时，应利用工程河段调查的历史洪水资料对其成果合理性进行检查。工程站址或其上下游附近已有省级刊布的调查洪水成果时，可直接采用。

3.4.6 当工程上游有调蓄作用较大的水库或设计水库对下游有防洪任务时，应对大洪水的地区组成进行分析，并拟定工程以上

或防洪控制断面以上设计洪水的地区组成。

3.4.7 应根据设计需要计算施工期分期洪水。

3.5 泥 沙

3.5.1 上、下水库入库泥沙分析计算可包括下列内容：

- 1 流域产沙、输沙特性分析。
- 2 人类活动对输沙量的影响分析。
- 3 悬移质输沙量、含沙量计算及其年内分配。
- 4 悬移质颗粒级配及矿物组成分析。
- 5 床沙取样及颗粒级配分析。
- 6 推移质输沙量计算。
- 7 成果的合理性检查。

3.5.2 工程站址上游有已建或在建水电水利工程、大型水土保持工程及工农业用水等情况时，应分析其对设计工程所在河段输沙特性的影响。

3.5.3 悬移质入库沙量根据不同的情况应分别采用下列方法计算：

1 设计依据站有 20 年以上连续泥沙资料系列时，应采用设计依据站泥沙资料分析计算入库沙量，如连续资料系列不足 20 年应插补延长。

2 缺乏实测资料时，可采用经省级水行政部门审定水文图集的侵蚀模数等值线图、邻近水库或水文站实测资料进行类比、工程所在地区悬移质沙量经验公式以及采用设站观测的现有资料等方法估算入库沙量。

3 利用已建水库的抽水蓄能电站工程，应进行水库库区地形或大断面测量，通过与原始库容曲线进行比较，分析计算悬移质入库沙量。

3.5.4 悬移质最大含沙量、颗粒级配和矿物组成等宜采用设计依据水文站的测验资料分析计算确定，或根据工程站址实测资料

分析计算确定。矿物组成宜选取多场洪水过程的沙样分析。

3.5.5 应根据工程设计需要进行河床质取样。河床质取样位置在洪水期应有大量推移质通过，河床质应进行泥沙颗粒级配分析。

3.5.6 入库推移质沙量可采用下列方法分析确定：

- 1 根据设计依据水文站推移质测验资料计算。
- 2 进行推移质输沙试验推算。
- 3 采用推移质输沙率公式计算。
- 4 采用推移质与悬移质输沙量比例关系估算。

3.5.7 泥沙问题严重的水库应进行水库泥沙观测专项规划。

3.6 水位流量关系曲线

3.6.1 设计断面应拟定天然河道水位流量关系曲线，水位高程系统应与工程采用高程系统一致。

3.6.2 当设计断面上下游附近有水文测站时，可在设计断面设立临时水尺观测水位。用水位相关法或通过调查测量，分析各级代表水位下河段水面曲线或水面比降的变化规律，修正水位后推求设计断面水位流量关系。水位流量关系曲线外延，可采用比降法和调查洪水经综合分析后确定。

3.6.3 设计断面河段无水文资料时，应根据河段纵断面图和设计断面横断面图，参考主槽河底平均比降和洪、枯水调查时的水面比降及其估算流量，采用单断面比降公式拟定水位流量关系。

3.6.4 可适时在设计断面实测高、中、低各级水位下的流量，对拟定的水位流量关系进行验证。

3.7 水面蒸发

3.7.1 上、下水库水面蒸发量，应计算多年平均年、月水面蒸发量。

3.7.2 计算上、下水库水面平均蒸发损失时，对水库水面面积

可采用死库容加一半调节库容时的水位对应的水库水面面积。

3.7.3 根据不同的水库类型，水库蒸发损失水量应采用下列方法计算：

1 当上水库或下水库由开挖和围堤形成，不与水库库面以外的外水进行水量交换时，水库的蒸发损失水量应为水面蒸发量。

2 当上水库或下水库为河道型水库且有天然径流补给时，应计算水库水面蒸发增损量。

3.8 冰 情

3.8.1 应进行参证水文站冰情特征统计，冰情特征应主要包括初冰日期、终冰日期、最大冰厚、平均冰厚。

3.8.2 当设计工程邻近地区有已建成的抽水蓄能电站工程时，应进行已建工程冰情调查。冰情资料缺乏时，宜开展必要的观测。上、下水库冰情调查应主要包括以下内容：

1 气象要素包括气温、日照、风速风向。

2 水库水温测量。

3 电站运行上、下水库水位过程，抽水发电时间及次数。

4 水库冰的生消过程、水库结冰形态与分布、冰厚、不结冰面积大小、向阳坡库岸线长度、绘制冰图。

3.8.3 对寒冷和严寒地区的抽水蓄能电站，应按下列要求对水库运行期的冰情进行分析：

1 工程邻近地区有已建成的抽水蓄能电站，且工程条件相似时，应采用已建工程冰情资料进行类比。

2 工程邻近地区无已建成抽水蓄能电站时，可根据参证水文站冰情统计资料，参考已建类似工程冰情调查资料，分析运行期水库冰情。

3.8.4 上水库或下水库上游有常规水电站时，应调查水库库尾不封冻河道距离，坝前结冰区最大冰厚。

3.8.5 利用梯级水库作为上水库时，应调查上水库坝前不封冻区距离和库尾最大结冰厚度，下水库库尾不封冻距离和坝前最大结冰厚度。

3.8.6 寒冷和严寒地区抽水蓄能电站应进行运行期冰情观测专项规划。

3.9 水情自动测报系统

3.9.1 应根据工程所在流域的水情特性，开展施工期水情自动测报系统设计。

3.9.2 运行期水情测报系统可根据电站运行管理要求进行设计，应与施工期水情自动测报系统永临结合。

4 动能规划设计

4.1 一般规定

4.1.1 抽水蓄能电站动能规划设计应遵循国民经济建设方针及各项技术政策，根据社会经济发展、电力系统需求、综合利用、环境保护要求等，以电力系统发展规划和抽水蓄能电站选点规划为基础，正确处理需求与可能、近期与远景等方面的关系，使抽水蓄能电站得到经济合理的开发利用。

4.1.2 抽水蓄能电站动能规划设计的主要内容应包括确定工程任务与供电范围、论证电站建设必要性、合理确定电站装机规模及其他特征参数、研究电站在电力系统中的运行方式、计算能量指标、分析工程效益，并进行项目的经济评价。

4.1.3 在拟定抽水蓄能电站建设方案时，应重视水源问题，保证电站初期蓄水和运行期正常发电需水要求。当水量不能满足要求时，应研究落实补水措施。

4.1.4 对于配合风电等新能源外送基地建设的抽水蓄能电站，应对工程任务和建设必要性、装机容量选择、运行方式与能量指标等内容设计进行专门研究。

4.1.5 电力系统抽水蓄能电站合理规模论证及主要特征值的选择应进行技术经济比较。比较的主要原则与方法应符合现行行业标准《抽水蓄能电站水能规划设计规范》NB/T 35071 的有关规定。参与比较的各方案设计深度应一致，所采用的基础资料精度应与设计阶段相适应。

4.1.6 抽水蓄能电站动能规划设计基本资料的收集整理应符合现行行业标准《抽水蓄能电站水能规划设计规范》NB/T 35071 有关规定。

4.2 工程任务和建设必要性

4.2.1 工程开发任务应根据电力系统需求、综合利用要求和工程开发条件，协调需要与可能及经济性的关系后提出。对于上、下水库均为专用水库的抽水蓄能电站，工程任务应包括调峰、填谷、调频、调相、紧急事故备用等。当电力系统对抽水蓄能电站提出承担黑启动任务要求时，工程任务应包括黑启动。对于上水库或下水库涉及综合利用要求的抽水蓄能电站，应分析确定合理承担相应的综合利用任务。

4.2.2 工程建设必要性应根据经济社会和电力系统发展需要，结合工程建设条件、工程的技术可行性与经济合理性，综合社会、环境、经济效益进行论证。应依据电站所在地区能源构成、电力市场需求、电力系统发展规划，研究合理电源结构，在满足电力系统用电要求及安全稳定运行条件下，阐明建设抽水蓄能电站在电力系统中的作用与效益。

4.2.3 抽水蓄能电站的电力市场需求分析，应根据电力系统设计水平年、负荷水平与特性、电源建设规划、电站供电范围以及电网可能的调峰途径，进行电力电量平衡和调峰容量平衡，分析提出电力市场空间、电力系统调峰容量缺口及对抽水蓄能电站的需求。

4.2.4 电力系统的电源结构优化，应拟定不同电源组合方案，并进行各方案的费用计算，进行电力系统的电源优化选择，有条件时可采用电力系统电源扩展优化模型进行分析论证。在拟定不同电源组合方案时，应根据地区资源条件，分析下列情况：

1 本地区新建常规水电站或扩大现有水电站装机规模的可能性。

2 当电站所在地区电力系统与外区联网时，应分析从外区输送调峰能力的可能性。

3 对于以火电为主的电网，应研究建设调峰火电或燃气电

站的可能性。

4 对水电比重较大且调节能力不强的电力系统，应研究水、火电合理运行方式，以及采用水电弃水调峰的经济性。

5 电力系统中规划建设核电站和接受外区远距离送电规模及特性。

4.2.5 当电力系统中风电、光电装机比重较大时，抽水蓄能电站建设必要性论证还应考虑在平抑风电、光电出力不稳定性，以及提高新能源利用率。

4.3 装机容量选择

4.3.1 应根据地区的能源特点和电力系统远景负荷要求，确定电站设计水平年，选择可能的调峰电源，通过调峰容量的平衡，分析电力系统对抽水蓄能电站的需求规模。电力系统中各类电站的可能调峰容量，应满足系统负荷峰谷差、负荷备用和紧急事故备用的要求。

4.3.2 应根据电站的工程特性与库容条件、在电力系统中的作用与任务、电网负荷特性及发展趋势，通过分析论证后确定抽水蓄能电站的调节性能及连续满发小时数。抽水蓄能电站按调节性能应分为日调节、周调节和年调节抽水蓄能电站。

4.3.3 应根据电力系统需求、抽水蓄能电站的工程条件与可能的装机规模，拟定不同装机规模比选方案。对各装机方案应进行相应的工程布置、设备选型与施工组织设计，提出主要工程量、施工工期及工程投资等特性指标。

4.3.4 应进行电力系统的电力电量平衡，确定抽水蓄能电站在负荷图上的合理工作位置，并计算各个装机方案的能量指标。电力电量平衡应从电力系统整体出发，参与平衡的各类电站的调峰能力等应满足系统运行要求，并反映各类电站由于运行特性不同在技术经济指标上的差异。

4.3.5 应进行各装机方案费用计算与经济比较，并结合各方案

特性进行综合分析，确定电站合理的装机规模。必要时，应研究电站分期开发的可能性与经济性。

4.3.6 对于混合式抽水蓄能电站，其装机容量应按下列原则选择：

1 以发电为主的水电站，当规划为混合式抽水蓄能电站时，其常规机组容量确定可依据有关的规程规范进行，电站的抽水蓄能机组容量应在常规机组容量选择的基础上进行，通过在典型负荷图上的电力电量平衡，分析对抽水蓄能机组容量的需求，并拟定不同的装机容量方案比较后确定；电站相应的下水库规模可与抽水蓄能装机容量一并选择。

2 以供水为主的综合利用水库，常规水电站的运行常受下游用水的限制，当规划为混合式抽水蓄能电站时，电站常规机组容量可按调峰电站设计，其下水库库容，应满足下游用水及抽水蓄能机组抽水与发电调节的要求。

4.4 特征水位选择

4.4.1 抽水蓄能电站特征水位与特征库容的确定应遵循下列原则：

1 应满足电力系统调峰及安全稳定运行要求，通过技术经济比较后确定。

2 抽水蓄能电站上、下水库正常蓄水位与死水位的确定，应根据地形、地质条件，泥沙淤积及水库的淹没影响，研究合理利用地形高差，并根据机组机型的特点，合理控制电站运行水头变幅，尽量减少对机组运行的不利影响。

3 抽水蓄能电站上、下水库调节库容中发电库容的确定与电站的调节性能有关。对于日调节抽水蓄能电站，发电库容应根据电站在典型日负荷图上的工作位置来确定。对于周调节抽水蓄能电站，亦应根据典型周负荷图确定。发电库容中设置的紧急事故备用库容，可根据电站的库容条件和电力系统对本电站的要求，经过论证确定。

4 调节库容中备用库容的确定应遵循下列原则：

1) 当水资源缺乏时，为防止枯水时段水量不足影响电站发电运行，应预留一定的水损备用库容。

2) 对于寒冷地区，应预留一定的冰冻备用库容。

4.4.2 当利用已建水库作为抽水蓄能电站的上水库或下水库时，应兼顾综合利用用水与系统发电要求，合理划分综合利用库容与发电库容，并提出发电保证水位。当水库库容不能满足要求时，可研究调整原设计水位参数的可能性或研究提出水库改建方案。

4.4.3 利用天然湖泊作为抽水蓄能电站的上水库或下水库时，应研究湖泊水位变化特性，合理确定电站运行水位，并分析对相关用水及周围生态环境所带来的影响。必要时，应提出相应的补偿措施。

4.4.4 抽水蓄能电站防洪特征水位的确定应考虑电站最大发电流量或抽水流量与入库洪水叠加的影响。当上水库或下水库为人工围建、库盆面积即为集水面积时，设计洪水位和校核洪水位应按设计频率下的暴雨洪量计算。

4.4.5 对无防洪等综合利用任务的抽水蓄能电站，水库洪水调度和调节计算应遵循下列原则：

1 入库洪水应及时下泄，不宜侵占抽水蓄能电站发电库容。

2 应考虑不同起调水位条件下，入库洪水过程与发电或抽水过程的滑动叠加组合。当下水库从正常蓄水位起调时，不应考虑与发电流量叠加。

3 无预报预泄情况下，调洪时当前下泄流量不得大于本次洪水过程已出现的最大天然流量。

4 洪水调节计算过程中，应保持上、下水库死水位以上总蓄水量不小于电站抽水发电蓄水量与备用水量之和。

4.4.6 对承担防洪等综合利用任务的抽水蓄能电站，确定防洪特征水位还应考虑综合利用要求的影响。

4.5 额定水头选择

4.5.1 额定水头选择应研究电力系统要求和机组运行特性，拟定比较方案，分析各方案的效益与费用，进行技术经济综合比选。

4.5.2 额定水头比较方案应在研究电力系统电力电量平衡、负荷特性对电站预想出力要求、电站水头变化特性、机组稳定运行要求的基础上拟定。

4.5.3 额定水头技术经济综合比选应考虑电力系统调峰需求、水轮机运行稳定性、综合循环效率、机组制造水平、电站综合效益等因素。

4.5.4 当利用已建水库作为抽水蓄能电站的上水库或下水库时，应考虑已建水库综合利用对抽水蓄能电站发电水头的影响。

4.5.5 当抽水蓄能电站需要分期建设时，额定水头选择应统筹考虑最终规模的水头运行范围。

4.6 输水系统管径比较

4.6.1 输水系统管径比较主要包括引水隧洞、高压管道、尾水隧洞三部分的管径比较，应拟定各部位不同管径的组合方案进行技术经济综合比选。

4.6.2 输水系统各部位管径方案可根据管道衬砌型式参考已建工程的经济流速初拟。拟定的输水系统管径各组合方案，其水力过渡过程特性应满足机组调节保证设计值和输水系统最小压力设计控制值要求。

4.6.3 各方案的效益应包括容量效益和电量效益，方案间效益差值可采用替代电源费用作为补充。

4.6.4 各方案的费用应包括输水系统投资和电站运行费用。当方案间水头损失差异较大对机组尺寸产生影响时，还应考虑厂房及机组投资。

4.6.5 应在分析效益和费用的基础上，进行各方案总费用现值

计算。

4.6.6 应分析水力过渡过程特性、机组运行稳定性、电站运行要求和费用效益等因素，提出输水系统管径技术经济综合比较结论，选定输水系统管径的合理组合方案。

4.7 泥沙分析

4.7.1 对存在工程泥沙问题的抽水蓄能电站，应研究制定相应的水沙调度方式，进行泥沙冲淤计算，合理确定电站进/出水口断面淤积高程，提出代表年的含沙量历时曲线、颗粒级配、矿物组成，估算过机含沙量及颗粒级配，必要时研究减少泥沙影响的相应的对策措施。

4.7.2 当抽水蓄能电站的上、下水库库容较小时，应研究电站发电或抽水挟带泥沙所造成的淤积，以及对电站进/出水口布置及发电库容的影响，提出减少淤积的措施。

4.7.3 防沙措施可采取修建拦沙坝、沉沙池、排沙洞、拦沙坎、封闭式下水库以及加强水土保持治理等，在运行管理上应研究制订合理的水库排沙和机组调度运行方案。

4.8 水源分析及初期蓄水计划

4.8.1 应根据电站所在地区降水、径流、蒸发成果，以及上、下水库和输水系统渗漏成果，分析有关综合用水资料，进行水库水量平衡分析。当水库天然径流不能满足电站正常发电运行时所需水量，应落实补水水源，研究补水措施，确定引用流量。补水工程的设计深度应与电站设计阶段要求一致。

4.8.2 水库初期蓄水期时段应自上、下水库初始蓄水开始，至完成输水系统管道充水及上、下水库死库容充蓄，并蓄满电站发电库容相应的水量为止。

4.8.3 电站初期蓄水计划编制时，应根据电站入库径流、施工进度安排及机组发电要求，分析蓄水期设计来水保证率的天然来

水量，并考虑综合利用水量，确定可蓄水量。当水量不能满足初期蓄水要求时，应研究提前蓄水对工程施工的要求，或提出临时补水工程措施。

4.8.4 上水库初期蓄水应优先利用天然来水，当天然来水量不能满足其死库容充蓄及输水系统管道充水要求时，应结合首台机组的初次有水调试工况，研究提出上水库初期充蓄水方案和计划。

4.8.5 备用库容的充蓄可根据实际来水情况在初期蓄水期后合理安排。

4.9 运行方式与能量指标

4.9.1 应根据电力系统用电需求、电源结构和各类电源的运行特性以及电站在系统中承担的任务，制定电站运行方式。运行方式应包括电站在典型日或周负荷图上的工作位置，发电、抽水时间及出力、入力，水头、扬程变化过程。

4.9.2 对于寒冷及严寒地区的抽水蓄能电站，应分析气温与水库冰冻的变化规律，制定合理的运行方式，防止水库出现冻害。必要时应进行专门研究。

4.9.3 应根据抽水蓄能电站发电、抽水运行情况，结合机组效率、输水系统水头损失、扬程增加值、水量损失等分析计算电站循环效率。

4.9.4 应通过电力系统生产运行模拟，统计计算抽水蓄能电站年发电量和年抽水电量。

4.9.5 加权效率因子宜通过电站生产运行模拟，根据发电工况各水头出力出现的频次以及抽水工况扬程出现的频次，采用统计的方法确定。

4.9.6 抽水蓄能电站投产运行后，应及时总结水库及电站运行情况，对水库泥沙淤积、过机泥沙、防洪度汛、电站运行方式与功效等进行分析，定期开展评价工作，结合电力系统发展情况研究提出调度运行意见。

5 工程地质勘察

5.1 一般规定

5.1.1 抽水蓄能电站应在普查范围内初选若干站址开展选点规划阶段的工程地质勘察，选定站址工程地质勘察应分为预可行性研究、可行性研究、招标设计和施工详图设计阶段，各阶段勘察工作内容和深度应满足现行国家标准《水力发电工程地质勘察规范》GB 50287 的规定。

5.1.2 抽水蓄能电站工程地质勘察应重点研究下列内容：

- 1 区域构造稳定性。
- 2 站址、库（坝）址选择工程地质条件评价。
- 3 水库渗漏问题。
- 4 水库内、外边坡稳定性。
- 5 坝址工程地质条件及主要工程地质问题评价。
- 6 输水系统线路选择，有压隧洞渗漏及渗透稳定性评价。
- 7 地下厂房系统位置选择及地下洞室群围岩稳定性。
- 8 库内天然建筑材料勘察与利用。
- 9 有害气体与放射性。

5.2 区域地质与地震

5.2.1 区域地质与地震研究应包括下列内容：

- 1 区域构造背景研究。
- 2 场址区活断层研究。
- 3 地震环境和地震危险性分析。

4 区域构造稳定性评价内容和深度应满足现行行业标准《水电工程区域构造稳定性勘察规程》NB/T 35098 的规定。

5.2.2 在同时具备下列条件时，宜考虑地震的放大效应，进行高山动力反应测试：

- 1 工程区地震动峰值加速度为 $0.1g$ 及以上。
- 2 上水库位于孤立的山峰顶部。
- 3 上、下水库高差大于 400m 。

5.2.3 区域构造背景研究应包括下列内容：

1 编制工程研究区小比例尺区域构造地质图及小震和中强震地震震中分布图，了解工作区不小于 150km 范围的地质构造环境和地震环境。

2 调查工程研究区新生代以来的地壳变动特性，特别是构造断陷盆地边缘、山前断裂带及构造单元边界等地区。

5.2.4 断层活动性研究应包括下列内容：

- 1 查明近场区，尤其是场址区断层的分布、规模及活动性。
- 2 分析工程区构造应力场及其转变。
- 3 鉴定与工程有关断裂的最新活动年代。
- 4 对于场址区的活断层，工程建设及运行期应进行监测。

5.2.5 区域构造稳定性评价应包括下列内容：

- 1 工程区所属构造单元及其边界断裂的活动特性。
- 2 近场区区域断裂的活动性。
- 3 场址区 I、II 级断裂和最新活动断裂的空间分布特征，与工程有关断裂的活动性及其影响。
- 4 工程区地震活动频率和震级，地震基本烈度及动参数，未来地震可能的强度及其对工程的影响。
- 5 进行工程场地区域构造稳定性分级。
- 6 进行地震地质灾害评价。

5.3 上、下水库工程地质勘察

5.3.1 上、下水库工程地质勘察应包括下列内容：

- 1 水库、坝址区工程地质及水文地质条件和滑坡、崩塌、

泥石流等物理地质现象。

2 覆盖层厚度、软土分布、基岩风化、卸荷深度、断裂带和岩溶发育特征。

3 库坝区各类岩体及断裂带的渗透性，与岸坡稳定、坝基抗滑稳定有关的结构面、软岩及软弱夹层的物理力学性质。

4 观测库区地下水动态、岸坡不稳定体的变形情况。

5 评价库坝渗漏问题和渗漏对水文地质条件、库内外岸坡稳定的影响。

5.3.2 上、下水库工程地质勘察工作应符合下列规定：

1 工程地质测绘比例尺库区为 $1:5\,000 \sim 1:1\,000$ ，坝址区为 $1:2\,000 \sim 1:500$ ；库区地质测绘范围应包括低邻谷、可能渗漏通道、库外边坡等。

2 勘探点应根据地形地质条件、建筑物布置及可能渗漏型式等有重点地布置。对采用局部防渗的水库，勘探重点为可能产生集中渗漏的单薄分水岭、埡口、卸荷带、断裂带、岩溶通道及强透水岩层等；对采用全库防渗的库盆，勘探重点是可能引起不均匀沉降的库周和库底的软岩、覆盖层、淤泥层、断裂带、风化带和岩溶洞穴等分布区。

3 根据水库工程地质条件分区，对可能的渗漏通道、库内外边坡潜在不稳定体、软弱岩带、岩溶发育区等，宜采用物探、钻孔、平洞或竖井等综合勘探方法。

4 沿顺河沟斜坡坝基最大坡降方向应布置勘探剖面，勘探方法宜采用钻孔、竖井或平洞。

5 坝轴线、趾板线、防渗线及坝体最大断面等坝区主要勘探线，其钻孔、平洞或竖井深度宜穿过弱风化带。对采用局部防渗的水库，防渗线钻孔深度应达到相对隔水层顶界以下 15m 或地下水位以下 $20\text{m} \sim 50\text{m}$ 。

6 防渗工程部位的勘探钻孔应进行压水试验或注水试验，测试不同岩层、断层带、裂隙密集带的透水性，确定不同岩土体

的渗透系数。

7 软岩和软弱夹层的室内试验样品，应在平洞、钻孔或井槽中及时采取原状样，做天然及饱和两种状态的抗剪试验，宜进行天然和饱和两种状态的现场原位试验。

8 库坝区的水井、泉水及坝肩、库区低矮垭口、单薄分水岭等部位的勘探钻孔、勘探平洞，应进行地下水流量或地下水位的长期观测，观测时间不应小于一个水文年。

9 调查水库区冲沟发育程度，沟谷岸坡形态及其构成，滑坡、崩塌体的数量、位置和体积及稳定性。经初查库区可能形成泥石流危及水库安全或影响正常运行时，应进行专门研究。

10 当水库设置上、下游两道坝或其一为拦沙坝时，若上游坝可能形成季节性水库，应对浸没、塌岸等问题进行勘察。

11 当利用天然湖泊或沼泽地围堤成库时，应研究堤基高压缩性软土的分布及物理力学性质。

5.3.3 上、下水库工程地质评价应包括下列内容：

1 库坝区地形地貌、地层岩性、地质构造、岩体结构、岩体风化、卸荷程度、地下水等因素对库岸天然边坡、工程边坡、坝基稳定性、库水渗漏的影响。

2 库坝渗漏特性、渗透系数选择、主要通道渗漏量、总渗漏量。

3 水库渗漏对库外边坡稳定性、地下厂房和水道等建筑物的影响。

4 水库防渗的必要性和适应水库地质条件的防渗型式。

5 库内外自然边坡和工程边坡的稳定性及处理措施建议，特别是水位骤降条件下边坡稳定性。

6 软岩带、断层破碎带、岩溶、地下水对防渗体的影响及处理措施建议。

7 预估固体径流的物源总量及可能入库最大方量，评价固体径流对工程的影响，提出综合治理措施的建议，评价防治工程

建筑物的工程地质条件。

8 坝基工程地质条件评价，建基面选择，坝基承载变形和抗滑稳定性评价。

9 对于斜坡坝基，应对坝基的整体稳定性、大坝抗滑稳定性进行评价，提出坝基处理地质建议。

10 坝基及绕坝渗漏和渗透稳定性，提出防渗措施及防渗范围的建议。

11 地下水和地表水的腐蚀性。

5.3.4 利用已建水库或天然湖泊作为抽水蓄能电站上、下水库时，应充分收集已有的勘察设计资料，按抽水蓄能电站工程要求进行详细的现场调查，复核水库渗漏、浸没、岸坡稳定等工程地质问题，核实大坝、溢洪道等建筑物地基有关地质参数及处理情况。当利用堰塞型的天然湖泊作为上、下水库时应研究其成因，分析堰塞体有无溃决的可能。根据现场调查复核情况，可进行补充工程地质勘察，地质勘察工作应符合本规范第 5.3.2 条的规定。

5.3.5 水库补水工程勘察工作应符合下列要求：

1 根据设计阶段进行相应的补水线路、补水建筑物工程地质勘察工作。

2 泉水作为补水源时，分析区域水文地质特征，地下水补给、径流、排泄关系，泉水水位、流量，评价作为补水源的可能性及可靠性。

5.4 输水系统工程地质勘察

5.4.1 输水系统工程地质勘察应包括下列内容：

1 输水系统沿线地形地貌、地层岩性、地质构造、物理地质现象、水文地质条件、岩溶等基本地质条件。

2 输水系统的线路及进/出水口、闸门室、调压室等建筑物工程地质条件。

- 3 输水系统洞室围岩的物理力学性质、渗透特性。
- 4 高压管道段围岩的抗水力劈裂特性、地应力及随深度变化规律。
- 5 地下水位长期观测。
- 6 划分输水系统各洞室的围岩类别，提出相应的物理力学参数。

7 评价输水系统各洞室的工程地质条件及主要工程地质问题。

5.4.2 输水系统工程地质勘察工作应符合下列规定：

1 工程地质测绘比例尺为 1 : 5 000 ~ 1 : 2 000，进/出水口地段工程地质测绘比例尺为 1 : 2 000 ~ 1 : 500。测绘范围包括由上水库进/出水口经地下厂房至下水库进/出水口及各主要施工支洞，洞线两侧宽度根据管道埋藏深度与岩层及主要断裂产状的相互关系确定，不宜小于 300m。输水系统地形、地质条件复杂时，应沿输水线路实测比例尺为 1 : 2 000 或 1 : 1 000 的工程地质纵、横剖面。

2 上、下水库进/出水口应布置钻孔或平洞，闸门井、调压室、高压管道及岔管等部位应布置钻孔。输水系统引水上平段、尾水洞段，可根据地形、地质条件及隧洞埋藏深度布置钻孔，还应视地面环境情况布置专门性的勘探工作。钻孔深度应进入隧洞设计底板高程以下 10m ~ 30m，进/出水口平洞应穿过强风化及强卸荷带岩体。高压岔管部位应结合地下厂房勘探布置平洞。

3 输水系统沿线钻孔应做压水试验，测试与输水系统建筑物有关岩体的透水性，并应进行地下水位长期观测，根据钻孔地质条件进行物探测试。

4 输水系统高压管道围岩渗透和抗水力劈裂特性及地应力勘察方法应符合下列规定：

- 1) 在高压管道不同地质单元、不同地貌单元均应布置高压压水及地应力测试钻孔。
- 2) 在高压管道钻孔内，选取有代表性的孔段进行高压

压水试验，测定岩体在高水头作用下的渗透特性、抗水力劈裂临界压力，试验最高压力不应小于钻孔所在位置高压管道最大内水压力的 1.2 倍。

- 3) 应在高压管道钻孔内采用水压致裂法测试岩体地应力。

5 应在输水系统的勘探平洞、竖井或钻孔内选取有代表性岩样，进行岩石物理力学性质试验，并进行地下水水质分析，可在勘探平洞或竖井内进行岩体原位试验。

5.4.3 应根据洞室各段上覆及侧向岩体厚度、岩性、地质构造、岩体结构、岩体风化卸荷特性、地下水、岩体透水性、劈裂压力、地应力、岩体变形特征、输水系统布置及建筑物特性等，对输水系统建筑物工程地质条件分别评价，并应包括下列内容：

1 输水系统线路选择地质评价意见。

2 围岩类别及岩体物理力学参数。

3 输水系统建筑物渗漏对山体稳定、地下厂房系统及环境水文地质条件的影响。

4 输水系统管道之间、高压管道与相邻洞室之间的间距，高压管道及岔管段衬砌型式选择等地质评价意见。

5 输水系统进/出水口边坡、各洞段围岩稳定性及支护处理措施建议。

6 地应力对围岩稳定的影响，预测发生岩爆的可能性及级别，提出处理措施建议。

7 施工中突水、突泥的可能部位及其预防措施建议。

8 各洞段的外水压力折减系数。

9 输水系统穿越铁路、公路及其他建筑物的工程地质条件及主要工程地质问题。

5.5 地下厂房系统工程地质勘察

5.5.1 地下厂房系统工程地质勘察应包括下列内容：

1 地下厂房系统洞室群的地形地貌、地层岩性、地质构造、物理地质现象、水文地质条件、岩溶等基本地质条件。

2 地下厂房系统洞室群的工程地质条件、各洞室洞口边坡工程地质条件。

3 洞室围岩的物理力学性质、渗透特性。

4 地下厂房区岩体地应力的大小和方向、弹性波速、放射性和有害气体。

5 观测地下厂房钻孔的地下水位、探洞涌水点的水量、地质条件复杂探洞段围岩变形情况。

6 评价地下厂房洞室群的工程地质条件及主要工程地质问题。

5.5.2 地下厂房系统工程地质勘察工作应符合下列规定：

1 工程地质测绘比例尺为 1：2 000～1：1 000，范围包括主厂房、副厂房、安装间、主变压器室、出线洞、排水洞、开关站、出线场、交通洞、通风洞等，同时应考虑洞室的埋藏深度与岩层及断裂产状的关系。

2 地下厂房勘探以探洞和钻孔为主，辅以竖井和物探等方法，厂房位置应有平行或近平行其厂房轴线的探洞及断层追索探洞；当岩层平缓或缓倾结构面发育时，可布置竖井至厂房顶拱。

3 探洞布置应遵循下列原则：

- 1) 探洞宜布置在输水系统尾水洞一侧，若地形条件允许，且可减少探洞长度，也可由输水系统侧向向地下厂房延伸。
- 2) 洞口宜选择在边坡稳定地段，洞口位于下水库大坝上游时，进口底板高程宜高于正常运用水位。
- 3) 探洞底板高程宜高于厂房顶拱 30m～50m，地形条件具备时，探洞也可布置在厂房顶拱以下，洞径不宜小于 2.2m×2.5m，探洞底板坡度以满足自流排水为原则。探洞布置可考虑与后期利用相结合。
- 4) 探洞的长度，向上游应延伸至对应岔管部位，沿地

下厂房轴线均应穿过厂房两侧端墙不少于 50m。

5) 不应影响厂房围岩稳定。

4 厂房轴线探洞内应布置钻孔, 钻孔间距不宜大于 50m, 钻孔深度应深入建筑物底板以下 10m~30m。当岩层倾角平缓、岩性复杂或缓倾角软弱结构面较发育时, 宜布置竖井, 竖井深度宜达到厂房顶拱高程以下一定深度。

5 在探洞及钻孔内取代表厂房顶拱、边墙和底板各部位的岩样, 进行岩石物理力学性质试验。现场岩体变形试验、抗剪试验, 应在专门开挖的试验洞内及时进行, 试验点选择要考虑岩体各向异性。对缓倾结构面发育的岩体, 应测试其垂向抗拉强度。平洞洞壁应进行岩体弹性波测试, 钻孔内宜开展数字电视工作, 厂房轴线钻孔间可进行物探 CT 测试。

6 在厂房位置探洞的钻孔内进行地应力测试, 测试方法不宜少于两种。宜结合高压管道地应力测试成果, 进行地应力场回归分析。

7 厂址地质条件复杂, 围岩级别低, 可进行现场试验洞模拟试验, 研究洞室围岩变形特性。

8 对探洞出水量进行长期观测。

9 应利用钻孔或平洞测试有害气体、放射性。

5.5.3 地下厂房系统工程地质评价应包括下列内容:

1 地下厂房洞室群的主要工程地质问题。

2 地下厂房位置及轴线方向的选择。

3 地下厂房、主变压器室等洞室的顶拱、边墙及底板围岩分类。厂房整体围岩的稳定性、局部变形及可能的塌方型式。

4 厂房边墙或端墙与通风洞、交通洞、母线洞、输水系统隧洞等交叉段围岩的稳定性、变形及可能的塌方型式, 主变压器室与厂房之间岩体的变形及可能的破坏型式, 适应地下厂房地质条件的支护型式建议。

5 各类围岩岩体和结构面物理力学参数。

6 地应力对围岩稳定的影响，预测发生岩爆的可能性，提出处理措施建议。

7 地下厂房施工期和运行期的涌水量，主要断层的渗透稳定性，适合厂区水文地质特性的截排水措施。

8 有害气体及放射性的影响，防护措施的建议。

5.6 竖井式厂房工程地质勘察

5.6.1 竖井式厂房工程地质勘察应包括下列内容：

- 1 厂房区工程地质条件。
- 2 厂房地面建筑物地基和地下井筒的工程地质条件。
- 3 厂房位置自然边坡和工程边坡的稳定性。
- 4 地面建筑物地基岩土和井壁围岩的物理力学性质、透水性、断裂带的透水性。
- 5 观测勘探洞孔的地下水位及涌水量。
- 6 评价竖井式厂房和地面边坡等的主要工程地质问题。

5.6.2 竖井式厂房工程地质勘察工作应符合以下规定：

1 工程地质测绘比例尺为 1 : 2 000 ~ 1 : 1 000。测绘范围包括厂房区地面建筑物、地下井筒、厂周工程边坡、施工支洞等。当厂房布置在沟谷附近，应进行泥石流调查。

2 根据地形、地质及岩土物性条件，使用物探、钻孔或探槽等勘探手段，了解厂房区覆盖厚度、基岩风化卸荷深度，断裂带的分布、岩体的完整性等。

3 钻孔、平洞等勘探点应根据地形地质条件结合厂房区建筑物特点布置。顺水道方向布置纵剖面，应从厂房后山坡经井筒至尾水出口，横剖面长度可根据井筒数量、井筒深度、岩层及主要断裂产状的相互关系确定。井筒底板以下的钻孔深度不宜小于筒径的 1/2，探洞或竖井宜穿过弱风化带。

4 厂房井筒部位钻孔应做压水试验或抽水试验并进行地下水长期观测。

5 应在厂房部位的钻孔或井洞内取样做地面建筑物地基及井筒围岩的物理力学性质试验，测试井筒围岩的波速。

5.6.3 竖井式厂房工程地质评价应包括下列内容：

1 竖井式厂房区的工程地质条件及主要工程地质问题。

2 地面建筑物地基承载力及变形。

3 地下井筒围岩类别，井壁稳定性及可能的破坏型式，支护型式的建议。

4 施工期和运行期井筒的涌水量及适应厂区水文地质条件的截排水措施。

5 厂房周围自然边坡和工程边坡的稳定性及防护。

6 有害气体、放射性的影响，防护措施的建议。

5.7 库内天然建筑材料工程地质勘察

5.7.1 抽水蓄能电站天然建筑材料选择应优先考虑利用库内开挖料。库内天然建筑材料勘察内容和深度应满足现行行业标准《水电水利工程天然建筑材料勘察规程》DL/T 5388 的规定。

5.7.2 库内天然建筑材料勘察工作应符合下列要求：

1 开挖料的调查、勘探和试验，可结合库坝勘察工作进行，尽可能利用库坝勘探成果和试验资料。详查阶段应根据库内开挖料的分布、成因、成层及风化特性进行专门勘探和试验。

2 开挖料除开展一般的物理力学性质试验外，还应根据设计需要，试验研究混合料的物理力学性质。

3 应根据工程需要进行堆石料与大坝地基抗剪强度的现场试验。

5.7.3 库内天然建筑材料工程地质评价应包括下列内容：

1 根据开挖料的成因、岩性或物质组成、成层特性、风化程度和室内、外试验成果，分区评价其可用性及使用条件。

2 开挖料的总储量及可用量、分区储量及可用量，用于不同填筑区的数量和质量。

6 工程总布置及水工建筑物设计

6.1 一般规定

6.1.1 抽水蓄能电站工程总布置应综合分析工程区地形地质条件、水文气象及泥沙条件、水源条件、工程施工条件、环境和征地移民等因素，将上、下两个水库一并进行布置研究，比选的主要工作应包括：

- 1 上、下水库工程库址或坝址、厂址比选。
- 2 上、下水库的坝线、坝型、防渗型式比选。
- 3 输水系统的输水线路、供水方式、立面布置、结构衬砌型式比选。
- 4 发电厂房位置、出线方式比选。

6.1.2 水工建筑物的设计应符合现行国家和行业有关规程规范的规定。

6.2 工程总布置

6.2.1 抽水蓄能电站工程等级划分及洪水标准，应按国家现行标准《防洪标准》GB 50201、《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》DL 5180 的有关规定执行。当抽水蓄能电站的装机容量较大，而上、下水库库容较小时，若工程失事后对下游危害不大，则挡水、泄水建筑物的洪水设计标准可根据电站厂房的级别按山区、丘陵区水电站厂房洪水设计标准确定；同时应分别根据上、下水库的库容和坝高所对应的工程等别及挡水建筑物级别，按照相应的永久性挡水和泄水建筑物洪水设计标准，对所选的挡水、泄水建筑物的洪水设计标准进行复核，按照就高的原则确定。

6.2.2 抽水蓄能电站工程总布置应包括上水库、下水库、输水系统、电站厂房系统、开关站、出线场、交通工程，特殊情况下还应包括拦排沙工程、补水工程和生态泄放工程等。应根据水文、气象、地形、工程地质和水文地质条件，施工条件，环境保护，征地移民及运行要求等因素，在各单项工程初选条件下，组合成应参与比较的方案，通过技术经济综合比较确定工程总布置。

6.2.3 需修建补水工程时，补水工程应与枢纽工程一并考虑。

6.2.4 根据地形地质条件选择上、下水库库址，宜选择两库间水平距离较短，并能充分合理地利用高差的方案。布置上、下水库时，应分析工程区水文地质条件及岩层和断裂带的透水性，以及形成库坝渗漏的主要途径和渗漏对相邻建筑物的影响。当渗漏对岸坡稳定、地下洞室及相邻建筑物稳定，以及电站安全经济运行存在不利影响时，应采取相应的工程措施。

6.2.5 利用已建水库作为抽水蓄能电站上水库或下水库时，应对原水库的开发任务和工程安全进行复核，论证改建的可行性。

6.2.6 抽水蓄能电站的厂房应以选定的机型、装机容量和机组台数为基础，根据地形地质条件、与上水库和下水库衔接的水力条件、出线场位置、施工及运行管理要求等选择合理的型式和布置，主要为地下式，其次为竖井式或半地下式、地面式厂房。厂房型式及位置选择应符合现行行业标准《水电站厂房设计规范》NB 35011 和《水电站地下厂房设计规范》NB/T 35090 的有关规定，并应符合下列要求：

1 地下厂房的位置，应根据地形地质条件、施工条件及工程总体布置要求，经技术经济比较论证，确定布置在输水系统的首部、中部或尾部。竖井式厂房、半地下式厂房、地面厂房宜布置在输水系统的尾部。

2 厂房布置在输水系统首部时，应论证上水库渗漏对地下厂房的影响以及地下厂房排水可能降低上水库地下水位的影响。

3 布置在输水系统尾部的竖井式厂房、半地下式厂房、地面厂房，应对下水库水的反渗、厂房扬压力增大的不利影响以及施工条件、机电设备安装等问题进行论证。

6.2.7 抽水蓄能电站输水系统布置应符合现行行业标准《水工隧洞设计规范》DL/T 5195 和《水电站压力钢管设计规范》NB/T 35056 的有关规定。对输水系统进出厂房的布置，应根据建筑物之间的相对位置及地质条件，采用相适应的正、斜进出方式。高压管道段的平面和立面布置，应考虑地形、岩性和构造产状等条件，以及工程总体布置、施工条件和通道等因素，经比较论证确定；立面可布置成竖井或斜井。输水系统宜布置检修通道。

6.2.8 引水系统和尾水系统应依据现行行业标准《水电站调压室设计规范》NB/T 35021 的有关规定，判别是否需要设置调压室。调压室的位置应结合地形地质条件、压力水道布置等因素合理选择。

6.2.9 出线场宜靠近开关站布置。厂区地面各种建筑物和设施布置应与工程主体布置相协调，方便运行管理，应选择建基条件好及边坡稳定的地段，且避开冲沟口等不利地形，否则应对山洪、泥石流等采取预防和治理措施。

6.3 上、下水库

6.3.1 上、下水库设计应符合下列要求：

1 抽水蓄能电站的专用上、下水库，其建筑物设置应针对工程特点和运用要求经论证确定。利用已建水库或已有湖泊等作为上、下水库时，应按照电站规模和运行要求对已有建筑物及进出水口布置条件等进行复核，必要时应采取相应的工程措施。

2 在高山的山沟壑或起伏不大的高地修建上水库，应按库水位的变动条件复核水库内、外岸坡的稳定性。

3 上、下水库的渗流控制设计应符合下列要求：

1) 应研究工程建设对天然水文地质条件的影响，并应

对坝体、岸坡、地下洞室的渗透稳定性进行分析评价。

- 2) 应限制或消除库水位骤降在防渗体后产生的反向压力, 不产生渗透破坏和结构损坏。
- 3) 渗漏量应控制在一定范围内, 对电站综合循环效率无明显影响。

4 抽水蓄能电站存在发电和抽水两种运行工况, 应根据水库的库盆形态和边界条件, 结合输水系统布置, 对电站进/出水口的布置进行研究。

5 在寒冷和严寒地区修建上、下水库, 应按冰情设计资料, 选择适宜的建筑物型式和电站进/出水口正常运用的措施。建筑物混凝土抗冻等级的选择除应符合现行行业标准《水工混凝土结构设计规范》DL/T 5057 和《水工建筑物抗冰冻设计规范》NB/T 35024 的规定外, 还应考虑抽水蓄能电站库水位变动频繁、年冻融循环次数较多等因素。抗冰冻问题突出时, 还宜采取辅助性抗冻措施。

6 应根据电站在电网中的任务和调度要求、装机规模、水库库容等, 确定发电和抽水工况的库水位最大变化速率, 作为防渗体后排水设计及核算库、坝边坡稳定的依据。

7 上、下水库建筑物布置应考虑泄放生态流量等环境保护措施要求, 并与工程区景观整体规划相协调。

6.3.2 上、下水库工程布置, 应符合下列要求:

1 上、下水库的成库型式和工程布置, 应结合自然条件, 提出可供比较的方案, 根据建库的各项基本资料, 经技术经济比较选定。

2 在多泥沙河川或溪流上修建上、下水库时, 进/出水口前泥沙淤积和过机含沙量应满足相应设计要求, 其工程布置应因地制宜采取防沙、拦沙和排沙工程措施, 并通过方案比较选定, 必要时通过物理模型试验验证。

3 上、下水库坝型选择，应综合考虑水文、气象、地形、地质、当地材料、地震烈度、施工、环境及运行要求等因素拟定比选坝型，经技术经济比较确定，并应遵循下列原则：

- 1) 当库盆开挖量较大时，应优先考虑当地材料坝，宜按土石方挖填平衡原则进行布置。
- 2) 下水库设置拦沙坝时，拦沙坝坝型应考虑双向挡水条件，因地制宜选择坝型。

4 坝轴线布置应结合地形、地质及成库条件，可选直线、折线或曲线围坝成库。

5 在高山台地围坝建库，受台地面积和地形条件限制，当坝趾距陡崖边缘较近时，应对陡崖边坡稳定性进行评价；并应根据地层岩性、岩体结构、风化卸荷程度等，确定山体周边建坝的安全距离，做好地表防渗和排水设施。

6 应充分利用有利地形和溪流，增加天然径流量；水源不足时，也可采用多水源联合布置。

7 上、下水库泄水建筑物布置，除应满足洪水安全下泄要求外，尚应分析天然洪水与电站发电或抽水流量叠加的影响，合理选择所需泄水建筑物的类型和布置，并应符合下列要求：

- 1) 水库集水面积较大，暴雨形成洪峰流量需要泄洪时，应布置具有及时泄放天然洪水的泄水建筑物。
- 2) 人工挖填形成水库，如集水面积小，暴雨形成洪量不大，可在库岸周边设置截排洪系统；对在库面内降雨形成的洪量，可考虑蓄于库内，并复核坝顶和库岸超高。
- 3) 建于河道上的下水库，电站发电运行工况天然洪水与电站发电流量叠加的情况，应考虑调度灵活和安全运行的要求，泄水建筑物宜采用底孔或泄洪洞与表孔相结合的布置方式。
- 4) 上水库应布设防止电站抽水运行工况水库超蓄的水

位监测设施和相应机电控制措施。

8 根据泥沙条件和检修要求，上、下水库可设置排沙放空和回蓄充水的设施。上、下水库不宜留较大的死库容，可采取工程措施填高库底。

9 对全库盆防渗的水库，库岸应平顺，转弯段宜平顺连接。防渗面板地基软硬交接带，应采取改善不均匀沉降的处理措施。库顶道路宽度除应满足交通和筑坝构造要求外，还应满足不同面板材料施工机械操作要求。库顶道路应与工程永久道路衔接。

6.3.3 挡水建筑物设计应符合下列要求：

1 上、下水库挡水建筑物设计，应包括主、副坝和库岸。库岸部分应对单薄分水岭、垭口、断裂发育段的库岸稳定、渗漏、渗透稳定及处理措施等进行重点研究。

2 对修建在沟谷纵坡较陡地基上的堆石坝，宜在坝趾及坝基斜坡段适当位置开挖成平台，并对坝体和坝基的稳定性做专门分析论证。

3 大坝应进行渗流、稳定、强度和变形等分析计算。

4 利用风化软岩料筑坝，坝体应设置排水通道，并进行渗流场分析，核定筑坝材料分区边界。

5 修建在孤立山峰顶部的上水库，当按本规范第 5.2.2 条规定进行高山动力反应测定时，应结合高山动力参数测定成果按现行行业标准《水电工程水工建筑物抗震设计规范》NB 35047 的有关规定对上水库进行抗震分析。

6.3.4 库、坝防渗设计应符合下列要求：

1 抽水蓄能电站上、下水库防渗范围应根据地形、地质和库区水文地质条件等，经论证分析确定，防渗设计应符合本规范第 6.3.1 条第 3 款的要求。

2 抽水蓄能电站上、下水库坝体、坝基及库区的局部防渗措施，与常规水电站的防渗处理措施相同。采用全库盆防渗时，应对库盆内断层破碎带、软弱夹层带、变形特性有明显差别的地

层进行处理，避免防渗结构因不均匀变形产生破坏。

3 应根据地形、地质、气温、施工、材料等条件，通过技术经济比较，因地制宜选用沥青混凝土、钢筋混凝土、土工膜、黏土铺盖、垂直防渗帷幕等型式，或采取综合性防渗型式。两种防渗型式的连接应进行专门的细部设计。

4 根据地形、地质资料，宜建立工程区渗流模型，按照渗流溢出边界、主要断裂构造、渗透性、地下水状况等分析计算初始渗流场；按照变化的补排关系分析运行期渗流场、渗透流量、地下水位线，研究其对周围建筑物的影响。

5 抽水蓄能电站水库的渗漏控制标准，应综合考虑水库库容大小、有无径流补给、渗漏影响、地质条件、防渗型式、施工水平等技术经济因素确定。

6.3.5 库、坝排水设计应符合下列要求：

1 上、下水库排水系统设计应适应水位频繁升降要求，消除或有效控制坝体、岸坡、库底、防渗护面下的孔隙水压力。

2 应根据地形地质条件和建筑物布置，对各项渗漏量和周围山体的涌水量进行估算，确定不同部位的设计排水能力，布置相应的排水设施。

3 对全库盆防渗水库库坡和库底面板的下部，应设排水层和检查廊道，排水宜分区设置，集中排出。

4 对全库盆防渗水库，应采取避免产生反向水压力破坏的措施，除防渗面板下部设置完善的排水系统外，尚应在库顶周边设置雨水收集排泄系统；宜在库顶支沟设置必要的拦排洪设施；可在山体内部设置排水系统。

6.3.6 水库安全监测设计应符合下列要求：

1 上、下水库的安全监测设计应符合现行行业标准《混凝土坝安全监测技术规范》DL/T 5178 和《土石坝安全监测技术规范》DL/T 5259 的规定。

2 抽水蓄能电站上、下水库应根据地形地质条件、相应建

筑物级别、结构型式等设置必要的监测项目，对工程施工期、初期蓄水和正常运行期进行系统监测。

3 对有防渗面板的水库应进行面板后的水位和渗压监测。

4 对修建在较陡沟谷地基上的土石坝，应对坝体与地基之间的剪切位移进行监测。对于钢筋混凝土面板防渗的高坝，宜进行面板脱空位移监测。

5 应对水库渗流可能引起的山体水文地质条件的变化进行监测。

6 设计地震烈度为Ⅶ度及以上的1级大坝、Ⅷ度及以上的2级大坝，应提出大坝及相邻库岸结构反应台阵的强震观测设计。

7 严寒地区上、下水库宜结合环境量监测和电站运行进行冰情监测。

8 应对监测仪器及传输电缆进行防雷击保护，宜与机电设备一同研究进行避雷设计。

6.3.7 水库初期蓄水应符合下列要求：

1 应按照水源条件及首台机组启动方式，拟定初期蓄水设计方案。内容应包括上、下水库蓄水方式、所需水量、蓄水位变化范围、蓄水起止时间及过程、相关金属结构的操作要求及工作状态等，以及与之相应的监测项目、通信条件、电气及机械设备条件等的要求。

2 对全库防渗上水库的初次蓄水，参照已建工程的经验，拟定库水位上升速率、中间停顿水位及停顿时间，并经逐次监测确认后再继续充水，水位上升速率不宜超过1m/d。寒冷和严寒地区沥青混凝土面板的初期蓄水宜避开冬季低温时段。

3 水库初次蓄水后，或初次蓄水与机组调试穿插进行期间，应对库水位上升或下降速率做实时监测，经确认无异常时方可继续进行。

4 当上水库初次蓄水的水源由下水库供给时，应根据首台

机组调试方案、上水库死库容的大小、机组初次调试的水量要求，拟定上水库初次蓄水供水方案，经技术经济比较选定。

6.4 输水系统

6.4.1 输水系统设计应符合下列要求：

1 输水系统设计包括上水库进/出水口、引水隧洞、引水调压室、高压管道、尾水调压室、尾水隧洞、下水库进/出水口等内容。根据地形地质条件，输水系统可选择采用地下埋管、明管、地下埋管与明管混合的型式。

2 高压管道的布置应适应地形、地质条件，以及高差大、交通条件不便等特点，结合施工要求和施工方法统筹规划。

3 输水系统水力设计应适应抽水蓄能电站运行工况转换频繁、双向水流运动特点，过渡过程应满足输水发电系统调节稳定性和电站快速响应能力。

4 进/出水口的布置和体型应进行水力设计，可通过水力数值分析进行验证，条件复杂时应通过水工模型试验验证。

6.4.2 输水系统布置，应符合下列要求：

1 输水系统布置应能适应双向水流运动，使得水流平顺，水头损失小；并应兼顾施工条件，合理选择布置施工支洞位置，提高施工效率。

2 输水系统可采用“一洞一机”或“一洞多机”的布置形式，应根据地形地质条件、管径或洞径、衬砌型式、电站运行要求等，通过技术经济论证确定。

3 相邻两洞间的岩体厚度，应根据布置需要、地质条件、围岩受力情况、渗透稳定条件、洞型及衬砌型式、施工方法及运行条件等，综合分析确定。对于采用混凝土或钢筋混凝土衬砌的高压管道，应根据内水压力，按洞间岩体水力劈裂要求复核其最小厚度。

6.4.3 进/出水口的布置及型式选择，应符合下列要求：

1 上、下水库的进/出水口，应适应抽水 and 发电两种工况下的双向水流运动，以及水位升降变化频繁和由此而产生的边界条件的变化。

2 进/出水口的位置选择，应根据输水系统的布置，结合地形、地质及施工条件等，布置在来流平顺、均匀对称，岸边不易形成有害回流或环流的地点。进/出水口不宜布置在有大量固体径流的山沟沟口，应避免容易聚集污物的回流区，应避免流冰的直接撞击。

3 进/出水口型式的选择，应根据电站枢纽布置、输水系统布置特点、地形地质条件、水力条件及运行要求等因素，经不同布置方案的技术经济比较，因地制宜选择侧式、竖井式或其他型式。

6.4.4 进/出水口水力设计，应符合下列规定：

1 各类进/出水口均应符合下列规定：

- 1) 出流时，水流均匀扩散，水头损失小。
- 2) 进流时，各级运行水位下进/出水口附近不产生有害的漩涡。
- 3) 进/出水口附近库内水流流态良好，无有害的回流或环流出现，水面波动小。
- 4) 拦污栅孔口处流速分布均匀，应避免产生反向流速，各运行工况下流速的最大值与平均流速的比值不宜大于 1.5，不应大于 2.0。
- 5) 防止漂浮物、泥沙等进入进/出水口。
- 6) 进/出水口设置拦沙坎时，过坎流速不应大于坎前淤沙的起动流速。

2 侧式进/出水口水力设计尚应符合下列规定：

- 1) 应减少压力隧洞弯道水流对进/出水口出流带来的不利影响，靠近进/出水口的压力隧洞宜避免弯道，或将弯道布置在离进/出水口较远处。

- 2) 扩散段的平面扩散角 α 宜在 $25^{\circ} \sim 45^{\circ}$ 范围, 应根据管道直径、布置条件、流量的大小、地形和地质条件、电站运行要求等因素选定。
 - 3) 应避免扩散段内水流在平面上产生分离, 应采用分流隔墙将扩散段分成多孔流道, 其末端与拦污栅断面相接。每孔流道的平面扩散角宜小于 10° 。分流隔墙的布置, 应使各孔流道的过流量基本均匀, 相邻边、中孔道的流量不均匀程度不宜超过 10%。
 - 4) 在扩散段起始处, 扩散段与直线段间平面上应采用曲线连接, 其半径可选用 2~3 倍管径。
 - 5) 扩散段纵断面, 宜采用顶板单侧扩张式, 顶板扩张角 θ 宜在 $3^{\circ} \sim 5^{\circ}$ 范围选用。当 $\theta > 5^{\circ}$ 时, 宜在扩散段末接一段平顶的调整段, 其长度可取扩散段长度的 0.4 倍。
 - 6) 扩散段末端过水断面面积, 应以满足过栅流速和布置要求确定。
 - 7) 应避免发生吸气漩涡, 在扩散段末端外部上方宜设防涡设施。
 - 8) 应保证进/出水口的淹没深度满足现行行业标准《水电站进水口设计规范》DL/T 5398 要求。
 - 9) 对地面式厂房布置, 当下水库的进/出水建筑物为电站尾水管的延伸部分时, 应根据已建工程经验, 研究电站在不同运行工况下出流对拦污栅可能产生的影响。
- 3 竖井式进/出水口水力设计尚应符合下列规定:
- 1) 竖井式进/出水口水力设计应包括水平隧洞段、隧洞与弯管连接的扩散段、弯管段、竖井直管段、竖井扩散段、顶盖、分流隔墩及拦污栅等项内容。
 - 2) 水平隧洞段长度不宜小于 5 倍洞径。

- 3) 隧洞与弯管连接的扩散段扩散比宜在 $1:11 \sim 1:13$ 范围内选取。
- 4) 弯管段宜采用先扩散后收缩的纺锤体体型弯管, 弯管段半径宜取 2 倍~3 倍隧洞直径。
- 5) 竖井直管段长度不宜小于 2 倍~3 倍水平隧洞直径。
- 6) 竖井扩散段宜采用 $1/4$ 椭圆形曲线, 长短轴之比宜在 4~6 范围内选取。
- 7) 竖井扩散段上方的顶盖直径, 应根据流量、隧洞直径、过栅流速及其分布等条件, 经综合比较确定。
- 8) 拦污栅底槛高程应高于周边库底, 并应满足防沙要求。

6.4.5 输水系统水力设计应包括过水断面的选择、运行工况的确定、各项水头损失的计算及水力过渡过程计算等内容, 应符合下列要求:

1 输水系统过水断面尺寸, 应根据作用水头的大小、地形地质条件、衬砌型式和材料、水头损失的大小, 以及水力过渡过程计算等因素, 通过技术经济比较确定。

2 各项水头损失计算宜按现行行业标准《水电站调压室设计规范》NB/T 35021 的有关规定执行, 并应对发电、抽水两种工况分别计算。

3 岔管应能适应双向水流运动, 其体型应力求减少涡流, 应综合分析机组不同运行工况和台数组合情况下, 选择局部水头损失相对较小的方案, 同时应满足结构合理, 施工和运行方便等要求。对于非对称岔管, 其支管平均流速与主管平均流速之比应采用适宜的比值, 且支管入口应采用单侧收缩角不超过 7° 的锥形过渡段, 其布置和体型应通过水力数值分析验证, 必要时应进行水工模型试验验证。

4 根据电站在电网中所担负的任务, 输水系统的水力设计应满足不同运行条件下机组工况转换的要求。当输水系统设置调

压室时，调压室的最高、最低涌波水位，应根据抽水和发电动态涌波水位与不利工况组合，满足电站安全稳定运行的要求来确定。

5 当进/出水口与较长明渠相接时，应对不同工况下，有压—无压系统的明渠非恒定流进行分析计算。

6.4.6 高压管道（隧洞）的衬砌设计，应符合下列要求：

1 高压管道（隧洞）衬砌型式可选择钢筋混凝土衬砌、预应力混凝土衬砌和钢板衬砌等。应根据地形地质条件、内水和外水压力、管道（隧洞）尺寸、施工工艺等，经技术经济比较确定。

2 地质条件良好，围岩透水性较小，围岩以Ⅰ、Ⅱ类为主，围岩最小地应力大于该处洞内设计静水压力，布置上满足围岩水力劈裂要求的高压隧洞，宜采用钢筋混凝土衬砌方案。

3 当地质条件和布置上不能满足钢筋混凝土衬砌型式的要求，围岩条件对防渗有一定要求，混凝土开裂引起内水外渗危及相邻建筑物安全时，可进行钢板衬砌或预应力混凝土衬砌方案的比选研究。

4 当高压管道（隧洞）处于地质条件较差，上覆围岩厚度不满足要求，内水外渗危及岩体稳定和附近建筑物的安全，渗漏量过大时，应采用钢板衬砌。靠近地下厂房的高压管道段，应采用钢板衬砌。

5 高压管道采用钢板衬砌时，除应符合现行行业标准《水电站压力钢管设计规范》NB/T 35056 的有关规定外，尚应对以下问题进行重点研究：

- 1) 应根据围岩类别、力学参数和开挖爆破影响，合理选择围岩内水压力分担率。
- 2) 当选用强度高、厚度大的钢板时，应严格按照钢材特性制定工艺规程。
- 3) 采用高强钢材时，应根据其施工工艺要求，采取减

少钢管与混凝土、混凝土与围岩之间缝隙的相应工程措施。

6 机组进水阀前的高压管道下平段末端设计内水压力值的选定，应考虑以下因素：

- 1) 上水库正常蓄水位与高压管道下平段中心线高程差，作为静水压力。
- 2) 该断面最大水击压力上升值。
- 3) 机组甩负荷压力脉动、计算误差等因素。

7 埋藏式高压钢岔管的结构设计宜考虑围岩分担内水压力。

8 应根据水文地质条件和工程布置，结合上水库、下水库、输水系统投入运用后可能引起的地下水位变化等因素，参考三维渗流场计算成果，分析确定地下水位线。

- 1) 作用在衬砌上的外水压力，按现行行业标准《水工建筑物荷载设计规范》DL 5077 的有关规定选用；
- 2) 高压管道钢板衬砌段，可利用地质勘探洞、施工支洞等改造成输水系统的排水措施，控制或降低地下水位。

6.4.7 输水系统灌浆、防渗和排水设计，应符合下列要求：

1 钢筋混凝土衬砌高压管道，回填灌浆、固结灌浆的要求和布置应按现行行业标准《水工隧洞设计规范》DL/T 5195 的有关规定执行；灌浆参数应根据输水隧洞内水压力的变化分区选定；应根据压水试验成果，初步确定高压灌浆参数，确定灌浆材料和配比，论证灌浆在细微裂隙中形成有足够强度的结石的可行性，必要时需用扩散性好、强度高的灌浆材料；确定整个高压管道的合理灌浆程序。

2 坡度较缓的斜管或水平管道衬砌顶部应回填灌浆。对采用高强钢的管道，其回填灌浆和围岩固结灌浆设计，应视高强钢的性能确定适用的灌浆方式。

3 钢筋混凝土衬砌的高压管道与地下厂房之间、地下厂房

与尾水隧洞之间，均应设钢衬段，满足防渗及结构等要求。高压管道与地下厂房之间的钢衬长度应根据地质条件和工程需要而定，一般不宜小于最大静水压力水头的 $1/3 \sim 1/4$ 。尾水隧洞与地下厂房之间的钢衬长度应根据地质条件和地下洞室群的布置而定。在钢管首部应加设阻水环和环向高压帷幕灌浆。

4 高压管道（隧洞）衬砌外的排水设施，可采用排水洞、深钻孔、管外岩壁排水孔、钢管外壁贴壁排水等排水方式，视具体情况论证确定。对于采用钢筋混凝土衬砌的高压隧洞，应依据围岩的结构特性布置排水系统，但应防止产生水力劈裂。

6.4.8 高压岔管在输水系统中的布置，应根据地形地质条件、厂房布置及水力条件等因素确定。当采用钢筋混凝土岔管时，应符合下列要求：

1 所处位置地质条件良好，围岩以Ⅰ、Ⅱ类为主，并处于地下厂房围岩开挖爆破影响范围以外；

2 应确认岔管位置处围岩初始最小地应力大于该处管内设计静水压力，并对围岩构造做加固处理；

3 岔管上部、侧部具有足够能承受内水压力的岩石覆盖，其与相邻洞室的间距应按水力劈裂要求确定。

6.4.9 输水系统初期充水和放空设计，应符合下列要求：

1 高水头大型抽水蓄能电站的输水系统，应参照已建工程经验，制定可行的充水、放水设计方案。

2 当上水库有天然来水或上水库能提前蓄水时，高压管道（隧洞）可利用进水口闸门充水阀充水；当上水库不具备给高压管道充水条件时，应在厂房内设置专用多级水泵充水。尾水道可利用下水库进/出水口闸门充水阀充水。

3 输水系统充水，尤其钢筋混凝土衬砌高压管道的初期充水，应严格控制充水速率，并划分水头段分级进行。每级充水达到预定水位后，应稳定一定时间，待监测系统确认后，方可进行下一水头段的充水。

4 引水系统放空，根据厂房布置条件，宜在球阀前设专用放水设备将水排向尾水管或自流排水洞。放空排水时，应按管道内水位下降速率要求加以控制。专用放水设备应具备消能功能，放水管路布置应采取防振动措施。

5 对输水系统的放空，应控制高压管道最大外水压力与其内水压力之差，小于设计外水压力水头。放空时应分水头段分级进行，放空速率一般为 $2.0\text{m/h} \sim 4.0\text{m/h}$ ，根据外水位的变化情况选定。每级放空排水达到预定水位后，应稳定一定时间，待监测系统确认后，方可进行下一水头段的放空排水。

6 在实施充水之前和放空之后，应对输水系统做全面检查，包括洞身结构、外观状况、交叉封堵堵头、排水设施、金属结构启闭状况及监测系统等方面。在实施过程中，应进行实时监测。

6.4.10 输水系统的安全监测设计应符合下列要求：

1 输水系统的安全监测设计应符合现行行业标准《水工隧洞设计规范》DL/T 5195、《水电站压力钢管设计规范》NB/T 35056 和《水电站调压室设计规范》NB/T 35021 的规定。

2 应对高压管道初期充排水过程和运行期放空过程进行监测，主要包括管道内水压力监测、渗漏监测、管道外排水系统监测、输水系统特殊部位的应力和变形监测，并应符合下列要求：

- 1) 管道内水压力监测，应在进水阀前设置压力表和压力传感器，及时掌握管道内水位及压力变化。
- 2) 管道内水外渗监测应通过充水稳定后监测管道内水位变化，核算渗流量，并分析渗入山体水量；管道外水压力可利用测压管、渗压计进行监测。
- 3) 管道外排水系统监测，应利用洞室群的排水洞、高压隧洞排水系统、测压管等监测排水效果、排水量及压力等。
- 4) 输水系统特殊部位的应力和变形监测，主要包括高压钢筋混凝土岔管钢筋应力、钢板应力、钢管与混

凝土衬圈之间的缝隙以及混凝土衬圈与围岩之间的缝隙监测等。

3 山体地下水位宜沿输水系统设置测压管进行监测。

4 钢筋混凝土衬砌结构钢筋应力、接缝位移、渗透水压力监测，钢衬钢板应力及温度、缝隙值、外水压力、围岩压应力监测宜纳入工程安全监测自动化系统。

6.4.11 输水系统检修通道的设置，应符合下列要求：

1 输水系统应利用通气孔、施工支洞等已有建筑物，合理设置检修通道。

2 引水隧洞上平洞可将进/出水口、闸门后的通气孔作为检修通道，当上平洞较长时，可考虑在施工支洞预留检修通道；中平洞宜以施工支洞预留的检修进人洞作为检修通道。

3 尾水隧洞宜以下水库进/出水口闸门后的通气孔和尾水管进人门作为检修通道，当尾水隧洞较长时，可考虑在施工支洞预留检修通道。

6.5 厂 房 系 统

6.5.1 抽水蓄能电站厂房设计应符合现行行业标准《水电站厂房设计规范》NB 35011 和《水电站地下厂房设计规范》NB/T 35090 的有关规定。厂房位置选择、厂房和厂区布置，应考虑工程总布置、水文、气象、地形、地质条件和机组型式、运行要求及环境等因素，厂房位置选择应通过技术经济综合比较确定。

6.5.2 抽水蓄能电站地下厂房布置应符合下列要求：

1 应根据围岩结构面和地应力等条件，兼顾输水系统的布置，进行地下厂房布置及轴线的选择。

2 对引水管道和尾水管道进出厂房的方向与主厂房长轴夹角根据工程总布置的要求而定，在采用斜向进厂时，夹角不宜小于 60° 。

3 主厂房内安装间和副厂房一般分设在厂房两端。地质条

件较差需改善围岩稳定条件或者机组台数较多时，安装间宜布置在厂房中部。

4 中控室及其相关设施可布置在副厂房内，也可布置在地面。

5 主变压器的布置，应根据地形、地质条件、洞室群规模、电气设计及防火等，经综合比较选定。机组台数多的地下厂房，围岩条件允许时，主变压器洞宜布置在主厂房洞下游侧，形成主厂房洞室、主变压器洞室、尾水事故闸门室三大洞室并列。当电站机组台数不多或由于地质条件限制，主变压器也可布置在主厂房的一端或两端。

6 开关站宜靠近地下厂房布置，缩短出线距离，可布置在地面或地下。地面开关站宜与出线场合并，宜布置在厂区公路附近的缓坡地面上，宜避免高边坡；地下开关站宜布置在主变压器洞内。

7 出线洞线路布置应综合考虑地形地质条件和主变压器、开关站及出线场布置等因素。出线洞型式可采用平洞、竖井、斜洞或上述几种型式的组合。出线洞型式、断面尺寸、转弯半径应满足电缆敷设、人员交通、通排风的要求。出线竖井高度不宜大于 300m，出线斜洞的坡度不宜大于 30°。

8 进厂交通洞线路布置应综合考虑地形地质条件和主要洞室布置、交通运输要求、对外交通条件等因素。进厂交通洞断面尺寸和转弯半径应满足设备运输要求，若进厂交通洞兼做其他用途时，还应满足相应的使用要求。进厂交通洞平均纵坡不宜大于 6%，受条件限制时最大纵坡不应大于 8%，进入安装间、主变压器洞前应设置平直段。

9 地下厂房应根据水文地质条件进行渗流分析，估算厂房施工期可能最大渗水量，以及厂房投入运行后的渗流量和地下水位线，结合已建工程的经验确定厂房周围排水洞布置。根据围岩特性和地质构造合理布设排水孔，渗水通过厂房排水系统排放。

当地下厂房外有低洼的地形可以利用时，宜设自流排水洞。

10 电站中间透平油罐室和油处理室宜布置在地下，宜利用厂房下部施工支洞设置，油罐室和油处理室与主厂房之间应设置防火隔墙，并设独立的排风通道。当需设透平油油库、绝缘油油库时，宜布置在地面。

11 地下厂房及附属洞室的布置设计应妥善解决防潮、防火、防淹、事故排烟、职业健康和人员紧急疏散的要求，按照“一洞多用”尽可能减少洞室数量的原则做好统一规划设计。必要时应进行专门论证，确保地下厂房的安全。

12 对于寒冷和严寒地区的抽水蓄能电站，地下厂房系统各露天洞口应采取防结冰措施。

6.5.3 抽水蓄能电站竖井式或半地下式厂房布置应符合下列要求：

1 竖井式厂房包括四周回填的筒式结构和在岩石中开挖的竖井结构，或开挖结合回填的型式。竖井式厂房在埋深较深的状况下，可利用围岩或填土重量解决抗浮稳定问题，改善厂房结构受力条件。

2 机组进水阀宜布置在竖井内。

3 竖井顶部以上布置起吊设备和主变压器及电气设备等，可按地面厂房进行结构布置。安装间宜布置在井上地面。

4 安装多台机组的厂房，机组中心线宜呈直线布置。当有特殊要求时，经论证可布置为其他形式。

5 单个井内设置机组的台数，宜为一台或两台，应根据地质条件、衬砌结构、运行要求等经技术经济比较确定。

6 应减少外水对井壁的压力和渗透，井壁外宜布置防渗、排水等措施。

6.5.4 抽水蓄能电站地面厂房布置应符合下列要求：

1 受地形、地质条件限制，经论证不宜建设地下式、半地下式厂房时，可布置地面厂房。

2 厂房布置应考虑下水库水位变化频繁的影响，厂房结构应能平衡基础范围内的扬压力以确保稳定性；厂房高度结合厂房起吊设施、安装间和对外交通的布置确定；厂房挡水高程应高于下水库的最高水位。

3 与厂房周围水体接触的混凝土边墙和底板，应采取防渗措施，应控制其变形和裂缝宽度。在迎水面墙内侧应设排水设施。

4 当地面厂房周围存在高边坡时，应做好周围高边坡的处理。

6.5.5 常规与蓄能机组混合的厂房设计布置应考虑抽水蓄能机组与常规水电机组安装高程不同的特点，机组在同一厂房内布置时，厂房下部结构可不在同一高程。其上部结构应根据运行条件和结构布置确定相应的布置型式，宜采用同一安装场和起吊设备。

6.5.6 厂房结构布置及构造设计应符合现行行业标准《水电站厂房设计规范》NB 35011 的有关规定，尚应符合下列要求：

1 应根据抽水蓄能机组的水泵水轮机转轮拆卸方式、运行和检修要求等选择相应的结构布置型式，满足机组拆装要求。

2 应采取增强机组段结构抗振性能的措施。机组段结构应采用整体现浇混凝土结构，可采用厚板结构或加强的板梁结构，地下厂房结构的上下游侧应与岩壁作传力连接。在结构断面变化及孔口附近等部位应加强。结构体系的最小刚度应满足设备制造厂商对结构刚度的要求。

3 抽水蓄能电站宜采用蜗壳内一定保压值下浇筑蜗壳外包混凝土。该保压值宜通过计算并参照已建工程经验确定。

4 厂房内主厂房、副厂房、安装间之间，机组段之间，与其他相邻建筑物之间应设永久缝，缝间应设隔振层。机组段分缝宜采用一机一缝。

5 沿厂房高度各层，主副厂房之间、吊物孔盖板，应采取

隔音降噪措施，通道门应采用防火隔音门，电缆孔应封堵，使噪声控制满足现行国家标准《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》GB 50706 的有关规定。

6 地下厂房桥机支撑结构，在地质条件允许的情况下，应优先采用岩壁吊车梁。

6.5.7 厂房结构计算应符合现行行业标准《水电站厂房设计规范》NB 35011 和《水电站地下厂房设计规范》NB/T 35090 的有关规定，并应符合下列要求：

1 应对厂房结构进行计算分析，包括静力计算、动力计算和基础刚度计算。

2 对直接承受机组动力荷载的结构，应对可能的振源进行分析，对强迫振动频率和结构整体及板梁柱等构件的自振频率进行共振分析，结构的动力反应应满足现行行业标准《水电站厂房设计规范》NB 35011 的有关规定。

3 应对厂房机墩结构进行有限元计算。计算荷载应包括蜗壳混凝土分担的内水压力、机组荷载、结构自重、各层楼板传来的荷载等。计算工况应包括正常运行工况、半数磁极短路工况、甩负荷工况等。

4 厂房机墩结构体系的刚度计算，在机电设备制造厂商提供的基础各部位单位荷载作用下，结构相应部位的水平变位应小于或等于厂商提供的规定值。

5 地下厂房洞室结构中采用岩壁吊车梁时，应根据地质参数进行计算分析，并结合已建工程类比选定断面尺寸和锚固参数，必要时可通过现场试验，经综合分析确定。

6.5.8 厂房监测设计应符合下列要求：

1 厂房监测设计应符合现行行业标准《水电站厂房设计规范》NB 35011、《水电站地下厂房设计规范》NB/T 35090 的有关规定。兼顾施工期和运行期，按工程进度分期埋设，连续监测，以指导施工和管理。

2 地下厂房围岩以变形监测为主，应设置下列监测项目：

- 1) 围岩收敛变形、内部变形及松弛范围监测。
- 2) 围岩支护锚杆应力、锚索锚固力、围岩内部温度监测。
- 3) 围岩渗透水压力及渗流量监测。

3 围岩变形量测设备宜在主洞开挖前埋设，可利用主洞旁排水洞、勘探洞埋设多点位移计。

4 应对抽水蓄能电站主厂房机组支撑结构、楼板及相邻副厂房等开展振动监测。

5 地下厂房围岩内部变形、支护锚杆应力、锚索锚固力、渗透水压力及渗流量监测，岩壁吊车梁监测，主厂房机组支撑结构监测宜纳入工程安全监测自动化系统。

7 水力机械设计

7.1 水泵水轮机

7.1.1 水泵水轮机机型选择应根据发电水头/抽水扬程、运行特点及设计制造水平等因素经技术经济比较确定，发电水头特征值包括最大水头、最小水头、平均水头和额定水头等，抽水扬程特征值包括最大扬程和最小扬程。水头/扬程高于 800m 时，宜选择组合式机组或多级式水泵水轮机；水头/扬程为 50m~800m 时，宜选择单级混流式水泵水轮机；水头/扬程低于 50m 时，宜根据实际情况，通过技术经济比较选择混流式水泵水轮机、轴流式水泵水轮机或贯流式水泵水轮机。

7.1.2 单机容量和机组台数的选择应在分析研究各种影响因素的基础上，拟定不同的单机容量方案，经技术经济比较选定，机组台数不宜少于两台，应考虑以下主要因素：

1 上、下水库的调节特性，水头、扬程、流量特性与运行方式。

2 机组设备制造能力、技术水平及参数合理匹配。

3 电力系统对抽水蓄能电站机组运行方式、事故备用和机组大修的要求，以及单机容量占电网工作容量的比重和电气主接线型式。

4 枢纽布置条件、施工工期。

5 过机泥沙特性。

6 交通运输条件。

7 其他特殊技术要求。

7.1.3 额定水头选择应考虑水头/扬程变幅、机组运行稳定性和效率等因素。对于水头变幅较大的抽水蓄能电站，额定水头不宜

小于算术平均水头；对于水头变幅较小的电站，额定水头可略低于加权平均水头或算术平均水头。

7.1.4 水泵工况最大入力选择应在发电机与电动机容量平衡的基础上，考虑电网正常的频率变化范围及模型换算至原型时可能存在的偏差。对水头变幅较大的电站，机组容量选择时应进行技术经济比较确定。

7.1.5 水泵水轮机比转速和额定转速的选择应符合以下要求：

1 比转速应以水泵工况为基础，综合考虑水头/扬程、空化特性、水质条件、综合加权平均效率、运行稳定性和制造水平等技术条件，合理选择。

2 对于过机泥沙量大或高海拔地区的电站，应选用较低水平的比转速。

3 当所选比转速超过水头和容量相当的并已投运的水泵水轮机的比转速时，应进行专门研究。

4 水泵水轮机额定转速应选用发电机同步转速。当水泵水轮机有两种及以上同步转速可供选择时，应通过技术经济比较后确定。对机组抽水入力有调节要求的或水头变幅大的水泵水轮机，应研究论证采用连续调速或分档变速技术的必要性和合理性。

7.1.6 吸出高度的选择应按水泵水轮机空化特性、输水发电系统水力过渡过程尾水管进口最小压力和厂房系统在经济合理条件下所能达到的要求确定，并留有一定的裕度。水泵水轮机宜在整个范围内不发生空蚀，在过渡过程工况下尾水管进口不应发生水柱分离。水泵水轮机安装高程应根据水轮机和水泵各种运行工况下必要的吸出高度以及相对应的下游尾水位合理选定。

7.1.7 机组结构应合理，便于安装运行维修，各部件应有足够的刚度和强度，确保安全稳定运行。

7.1.8 转轮拆卸方式选择应综合考虑水质、过机泥沙含量、厂房布置、制造厂家经验、机组运行与检修等因素确定。

7.1.9 在电网正常频率变化范围内，水泵工况最高扬程离二次回流驼峰区谷底起始点的裕度不宜小于2%。

7.1.10 水轮机最小水头空载工况不应进入水泵水轮机S特性区，并应留有一定裕量。

7.1.11 在没有模型试验成果时，应根据统计曲线和估算公式或参考已建成蓄能电站机组资料，初步选择水泵水轮机转轮直径、蜗壳、尾水管尺寸及吸出高度等参数。获得模型试验成果后，应对初选成果进行复核。

7.2 进 水 阀

7.2.1 对于中、高水头/扬程的水泵水轮机，在每台机组蜗壳前应装设进水阀，阀前最大静水头低于250m时宜选蝴蝶阀；阀前最大静水头不小于250m时宜选球阀。如仅装设筒形阀或其他设备，应专门论证。

7.2.2 进水阀在任何工况下都应能动水关闭，其关闭时间不应超过机组在最大飞逸转速下持续运行的允许时间。

7.2.3 大中型进水阀宜采用双侧对称接力器，可采用油压或水压操作。采用油压操作时宜设单独的操作油源。采用水压操作的进水阀，其液压控制系统中控制阀的操作油源应可靠。操作压力不宜低于4MPa，进水阀应设工作密封和检修密封，密封可用水或其他方式操作。密封的投入和退出不仅应与进水阀的开启和关闭相闭锁，而且还应与尾水事故门相闭锁，以保证电站的安全。

7.2.4 伸缩节宜装在进水阀的下游侧，进水阀基础不应承受轴向水推力。

7.3 调 速 系 统

7.3.1 每台机组应设一套包括调速器、油压装置及其附属部件等组成的调速系统。调速系统应具有良好的稳定性和调节品质，并满足水轮机和水泵各种运行工况下稳定运行和电力系统对频率

调节与功率调节的要求。当电站采用变速机组时，调速系统应与机组综合控制系统相协调。

7.3.2 水泵水轮机应选用全数字微机调速器，操作油压宜为4MPa~10MPa。调速系统应配置电气反馈机构。电液转换器应具有良好的抗油污能力。调速器采用分段装置时，分段装置的动作应准确、安全可靠。

7.3.3 调速器的机械柜和电气柜宜分开布置。机械柜宜靠近接力器布置。进水阀采用油压操作时，调速器与进水阀油压装置不宜共用。

7.4 调节保证设计

7.4.1 水力过渡过程计算应准确模拟输水系统水力特性和机组特性，合理拟定计算工况。

7.4.2 水力过渡过程计算应遵循下列原则：

1 没有获得最终模型试验曲线等资料前，应采用类似工程水泵水轮机的特性曲线，对各工况进行计算分析。

2 获得最终模型试验曲线等资料后，应对各工况进行详细的大波动过渡过程及小波动过渡过程复核计算，优选导叶关闭规律和调节系统参数，并对调节系统的稳定性进行分析。

3 对于高水头/扬程、大容量、输水系统水力条件复杂的抽水蓄能电站，应采用至少两种不同计算程序进行仿真计算。

7.4.3 对机组甩负荷、导叶正常关闭工况，进水阀不应参与输水发电系统过渡过程流量调节。

7.4.4 对于一管（洞）多机的电站，应计算分析一台或几台机组甩负荷或水泵断电时，对同一输水系统其他机组的影响。

7.4.5 机组调试期间，应根据现场实际运行条件对甩负荷和水泵断电等工况进行过渡过程计算，并与调试测试成果进行对比分析。

7.4.6 调节保证设计值应根据水力过渡过程计算结果，考虑一

定的压力脉动裕量及计算误差确定，并应满足下列要求：

1 机组最大转速升高率，应符合现行行业标准《水力发电厂机电设计规范》DL/T 5186 的有关规定，对于大容量、高水头/扬程水泵水轮机，最大转速升高率 $\beta_{\max}$ 不宜超过 45%。

2 蜗壳进口最大压力升高率宜小于 40%，高于 40%时应进行技术经济比较。计算压力升高率 ζ 时，以上水库正常蓄水位与蜗壳进口中心高程之差作为基准值。

3 输水系统沿线各断面最高点处的最小压力不应低于 0.02MPa；尾水管进口断面的最小压力不应低于 -0.08MPa。

7.5 技术供、排水系统和消防供水系统

7.5.1 技术供、排水系统设计应符合现行行业标准《水力发电厂水力机械辅助设备系统设计技术规定》NB/T 35035 的有关规定。

7.5.2 技术供水系统应满足水泵水轮机、发电电动机、水冷变压器、水冷空气压缩机、变频器等主设备和辅助设备冷却和润滑用水的要求，系统应能自动操作。

7.5.3 技术供水系统宜采用水泵供水方式，不宜采用从压力钢管取水减压供水方式；水头满足自流供水条件时，也可采用自流供水。技术供水系统应符合下列要求：

1 在同一输水管道上取水和排水，取水口应远离排水口，以避免热短路。

2 取水口应远离尾水管锥管，应防止压水时进气。

3 取水口应布置在尾水道侧下方，不应布置在尾水道顶部或底部，应避免浮物堵塞、进气及泥沙淤积。

4 对于有长时间调相任务的抽水蓄能电站，调相时不宜将从本机组尾水取得冷却水排向本机组的尾水。若排向本机组尾水，应进行热短路分析计算。

7.5.4 采用水泵供水的大型抽水蓄能电站，每台机组宜采用单

元供水，设置两台水泵，一台工作，一台备用。水泵流量和扬程应满足机组及各用水设备的要求。对于变压器空载冷却、变频器冷却等用水量少和断续用水的设备可另设单独的水泵供水。

7.5.5 水泵水轮机主轴密封供水应有可靠的备用水源，若有黑启动要求时，主轴密封供水应满足黑启动要求。主轴密封供水水源可采用水泵从尾水取水、压力钢管减压取水或其他取水方式。采用蛇形管等减压措施从压力钢管取水时，其管路和滤水器等应采取防振措施。

7.5.6 厂房的渗漏排水系统与检修排水系统应分开设置。

7.5.7 渗漏集水井和排水廊道的水可用水泵排到下游调压室、下水库或其他地方；有条件时，宜采用自流排水方式。渗漏排水系统应设置油水分分离系统。

7.5.8 直接与上、下水库和输水系统相连管路的第一个阀门，应采用不锈钢阀门，必要时可采用双阀门。进水阀前的排水阀宜采用针型阀，针型阀前应设保护阀。

7.5.9 消防给水可采用自流供水、水泵供水或消防水池供水等方式，也可采用混合供水方式。消防给水宜与电站技术供水、生活供水系统相结合，也可设置独立的消防给水系统。

7.5.10 与输水系统连接的供排水系统除应考虑上水库或下水库最高水位的静水压力外，还应考虑机组过渡过程的压力上升，特别是各冷却器、阀门和管道等的设计压力与试验压力，均应考虑系统可能出现的最大压力。供排水管道的布置应紧凑，便于运行维修。

7.5.11 埋设的供、排水管路宜采用不锈钢管。

7.6 压缩空气系统

7.6.1 压缩空气系统设计应符合现行行业标准《水力发电厂水力机械辅助设备系统设计技术规定》NB/T 35035 的有关规定。

7.6.2 压缩空气系统的中压压缩空气系统与低压压缩空气系统

宜分开设置。

7.6.3 中压压缩空气系统的设计应满足抽水蓄能机组启动和工况转换时间的要求，宜留有裕量。

7.6.4 水泵工况启动和机组调相时的压水用气，宜从尾水管的上部压入，也可从顶盖压入。

7.6.5 根据布置和制造条件，每台机组可设一个或两个压水贮气罐。在空压机不工作和罐内为最低工作压力的情况下，贮气罐的容积应能满足连续完成两次压低转轮室水面的用气要求。各台机组的贮气罐可单独运行，也可并联运行。并联运行时应设置必要的阀门以防局部漏气造成全厂事故。为防止贮气罐出现过低温现象，气罐设计时应复核连续两次压水后的罐内温度，保证容器在低温下的安全。

7.6.6 空压机应并联运行供气。工作空压机的总排气量，应在所有机组完成一次压水操作后 90min~120min 内使压水气罐压力恢复到正常工作压力所需的容量，包括压水成功后调相机组漏气量，且每台空压机的排气量应大于单台机组调相运行的漏气量，并留有裕度。全厂宜设一台备用空压机。

7.6.7 压水时应合理确定压水水位，防止部分压水空气积累在尾水道、尾水事故门顶或其他凹入处，并研究增设排气设施的合理性。

7.6.8 供气系统管路宜采用不锈钢管。

7.7 水力监测系统和机组监测

7.7.1 水力监测系统设计应满足现行行业标准《水力发电厂水力机械辅助设备系统设计技术规定》NB/T 35035 的有关规定。除按常规水电站和机组配置仪表监测装置外，抽水蓄能电站和机组一般还应根据实际情况考虑配置下列仪表监测装置。水力监测系统信号应接入计算机监控系统。

7.7.2 进水阀前或压力钢管末端应设置压力表与压力传感器，

现地和远方显示压力钢管压力。

7.7.3 蜗壳进口应设置压力表、压力传感器与压力脉动传感器，测量蜗壳进口压力和压力脉动；转轮与导叶之间应设置压力表、压力传感器与压力脉动传感器，测量压力脉动和水泵工况起动造压压力。测量压力和压力脉动的传感器宜分开设置。

7.7.4 转轮与泄流环之间应设置压力表与压力传感器，在水泵工况起动和机组调相压水时，监测该处水环压力。

7.7.5 应设置水轮机工况、水泵工况流量测量装置。水轮机工况流量测量装置可采用蜗壳测流、超声波测流等，根据现场试验的要求，可设置热力法测流等装置。水泵工况流量测量装置可采用尾水管差压流量计。

7.7.6 水泵水轮机顶盖和发电机上下机架、定子铁心和定子机座应设置振动监测，主轴在上、下导轴承和水导轴承处应设置摆度监测。

7.7.7 应设置水泵水轮机主轴密封供水监测仪表及传感器。

7.7.8 应设置转轮密封环冷却水压力表及传感器。

7.7.9 地下厂房应设置水位异常升高报警装置以及两套不同原理的厂房集水井水位监测装置。

7.7.10 上、下水库水位除应设置水位变送器外，还应设置水位过高报警的监测装置。

7.7.11 测量预埋管宜采用不锈钢管，并采取保护措施。

8 电气设计

8.1 接入系统及电气主接线

8.1.1 抽水蓄能电站与电力系统连接的输电电压等级，应采用一级；电站宜直接接入系统的枢纽变电所，且高压侧不宜有穿越功率。出线回路数不宜少于两回。

8.1.2 电气主接线设计应根据电站单机容量和装机台数、出线电压和回路数、输电距离、系统和电站对主接线可靠性及机组运行方式的要求，并结合电站环境条件、枢纽布置和开关站型式等，经技术经济比较确定。装机容量 750MW 及以上的抽水蓄能电站应对电气主接线进行可靠性评估。

8.1.3 对出线电压 220kV 及以上并采用气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）的电站，其升高电压侧的接线，根据不同的可靠性要求，当进出线回路数较少时，可采用角形、桥形、单母线等接线；当进出线回路数较多或有分期建设要求时，可采用单母线分段、双母线、3/2 断路器等接线。

8.1.4 发电机-变压器组合可采用单元、联合单元或扩大单元接线，具体接线方式应视其在系统总装机容量所占比例，以及其在系统调峰容量中所占比例的大小，经技术经济比较确定。

8.1.5 发电电动机电压侧引接厂用电电源及起动装置电源的单元、联合单元及扩大单元接线，发电电动机出口应装设断路器。

8.1.6 机组的同步点和换相装置宜设置在发电电动机电压侧。发电电动机出口不设断路器、升高电压侧为 220kV 及以下且高压配电装置采用 GIS 时，同步点和换相装置可设置在高压侧。

8.1.7 采用背靠背同步起动时，应能实现任一台机组对电站其余任一机组的背靠背起动。

8.1.8 发电电动机中性点宜采用高电阻接地方式。

8.2 可逆式机组抽水工况起动方式选择

8.2.1 当机组台数为六台及以上时，宜选用两套变频起动装置（SFC），互为备用。机组台数少于六台时，宜选用一套变频起动装置，并以背靠背同步起动作为备用起动方式；当厂内或邻近有常规水电机组可利用时，也可采用常规机组同步起动方式；机组容量不大，且在电网允许的情况下，可选择异步起动方式。

8.2.2 当利用厂内或邻近电站机组进行同步起动时，可采用发电机电压直接连接。回路阻抗不会影响同步起动顺利起动时，也可通过变压器和输电线路连接。当采用发电机电压直接连接时，宜采用电缆或母线，不宜采用架空线路。

8.2.3 交流励磁变速机组可采用励磁系统进行自起动，也可采用 SFC 起动或背靠背同步起动。

8.3 电气设备选择

8.3.1 发电电动机选择应按下列原则进行设计：

1 发电电动机的型式、主要参数和结构应满足电力系统和电站的要求。在保证安全稳定运行的前提下，应选择技术先进、性能优良的机组。

2 发电电动机发电工况的额定输出功率和电动工况的额定输入功率，应与水泵水轮机的水轮机工况的额定输出功率和水泵工况的额定输入功率相匹配。

3 发电电动机的发电工况视在功率宜与电动工况视在功率相等。

4 发电电动机的通风冷却系统应满足产生足够的冷却风量、冷却效果均匀、通风损耗小、结构简单、安装维护方便的要求，宜采用全空冷、无外加电动风扇的双路径向通风方式。

5 高转速大容量机组，应适当提高其临界转速与飞逸转速

比值，机组转动部分的第一阶临界转速不宜小于最大飞逸转速的125%。采用非浮动式磁轭的转子宜适当提高其分离转速，不宜低于1.1倍额定转速；采用浮动式磁轭的转子，在正常转速和飞逸转速下应保证转子的整体性、同心性和圆度。

6 发电电动机应装设振动和摆度保护装置并作用于停机，且该装置应独立于机组状态在线监测系统。

7 大容量、高转速发电电动机定子宜采用在工地整圆叠片和下线的工艺。

8 一管多机的抽水蓄能机组在发电工况运行时，发电电动机应能承受同输水系统其余机组甩负荷时引起的持续过负荷及持续时间。

9 根据电力系统对有功功率的高速调节、更好的无功调节能力、更宽的水泵工况入力调节范围以及改善系统稳定性等需求，同时为提高机组的稳定性能和效率、扩大机组适应的水头变幅范围，经技术经济比较可采用交流励磁变速发电电动机。

8.3.2 主变压器选择应按下列原则进行设计：

1 主变压器容量选择应计算主变压器所连接机组的发电工况容量和电动工况容量。对电动工况还应计及厂用电最大计算负荷、变频起动装置的负荷以及励磁系统所消耗的容量等。

2 接入系统设计中主变压器调压范围的确定，应充分考虑机组的调压能力，宜选用无激磁调压变压器；当电力系统需要的调压范围较大时，宜采用增大发电电动机调压范围的方式。

3 主变压器型式宜选用三相变压器；如运输条件和布置场地均受限制时，宜选用三相组合式变压器；如运输条件受限制但布置场地不受限制时，可选用单相变压器组。

4 布置在地下厂房的主变压器应选用水冷方式。冷却器应采用双层铜管冷却器，并设置渗漏自动报警。

8.3.3 发电电动机电压回路和起动回路设备选择应按下列原则进行设计：

1 导体和电器设备选择时，校验用的短路电流，应按可能发生最大短路电流的正常接线方式计算。当电站设有背靠背启动时，应按背靠背启动时可能发生的最大短路电流计算。若短路电流太大，导致设备选择困难，应采取限制短路电流的措施，主要包括在启动回路内设置限流电抗器、增加发电电动机直轴超瞬态电抗值以及采用“无拖动并网”方式。

2 在机组正常运行和启动过程中发生故障时，发电机断路器均应能可靠地开断短路电流，并满足短路电流直流分量开断特性和短路电流低频开断特性的要求。

3 发电电动机断路器、换相隔离开关、启动隔离开关和电制动开关应满足频繁操作的要求。无需检修的机械操作次数不宜小于 10000 次。

4 发电电动机断路器宜选用六氟化硫（SF₆）作为灭弧介质，启动回路断路器及小容量发电电动机可选用真空型断路器。

5 电制动开关宜选用断路器，也可选用隔离开关。

6 大容量发电电动机宜配置五极式换相隔离开关。小容量发电电动机可配置两套发电电动机断路器实现机组同步和换相。

7 高压厂用电电源和 SFC 电源从主变压器低压侧引接时，引接点后可设置满足短时耐受电流和峰值耐受电流的隔离开关。

8 启动回路设备额定参数应按长时或反复短时工作制进行计算和选择。

9 单机容量 150MW 及以上的发电电动机，启动回路宜采用离相封闭母线。

10 变频启动方式的启动容量宜在发电电动机额定容量的 6%~8% 间选取，同步启动方式的启动容量宜在发电电动机额定容量的 15%~20% 间选取。

11 SFC 的容量选择应计及机组的旋转阻力矩以及机组转动部分的惯性时间常数和启动加速时间，加速时间可取 210s~300s。

12 SFC 宜设置输入/输出变压器或隔离变压器，以隔离

SFC 产生的具有零序特性的三次及其整数倍的高次谐波。SFC 输入/输出变压器和隔离变压器应采用整流变压器。

13 SFC 宜采用 6 脉冲整流/6 脉冲逆变装置，当谐波限制不满足要求时，可采用 12 脉冲整流/6 脉冲逆变装置或 12 脉冲整流/12 脉冲逆变装置。不宜设置滤波器。

14 应在 SFC 电源引接点考核电压总畸变率。若从相同的发电电动机电压侧引接 SFC 与厂用电电源回路，宜分别设置限流电抗器。

8.3.4 当电站在电网中承担黑启动任务时，在正常厂用电电源失去的情况下，除机组起动所需的启励电源、控制电源以及换向开关操作机构电源由直流系统供电外，对机组辅助系统设备的供电可采用交流电源和直流电源两种方式，相关的设计应符合以下要求：

1 为机组辅助系统设备供电的交流电源宜取自柴油发电机组或专设的水轮发电机组，容量应满足起动一台机组必需的负荷，包括：机组技术供水泵、主变冷却装置、机组调速系统油压装置主油泵、进水阀油压装置油泵、推力轴承高压油顶起油泵、机组轴承润滑油冷却系统设备等开机所需负荷。交流电源容量选择时负荷的计入方法应符合现行行业标准《水力发电厂厂用电设计规程》NB/T 35044 的有关规定。

2 推力轴承高压油顶起油泵应设交流、直流电动油泵各一台，直流油泵应由电站直流系统提供电源。

8.4 厂用电电源

8.4.1 电站厂用电工作电源的引接方式及配置应按下列原则进行设计：

1 厂用电工作电源的引接方式应符合现行行业标准《水力发电厂厂用电设计规程》NB/T 35044 的有关规定。

2 对在发电电动机电压侧同步和换相的抽水蓄能电站，厂

用电工作电源引接点应设置在换相隔离开关与主变压器低压侧之间。

8.4.2 除了工作电源间互为备用外，电站还应设置厂用电备用电源，可采用以下引接方式：

- 1 从地区电网或保留的由地区网络供电的施工变电所引接。
- 2 从邻近水电厂引接。
- 3 高压母线电压等级为 110kV 及以下的电站，可从升高电压侧母线引接。
- 4 从柴油发电机组引接。

8.4.3 厂用电系统应设置保安电源。保安电源宜采用柴油发电机组，并宜布置在地面。

8.4.4 当厂用电保安电源兼作黑启动交流电源时，其容量应按保安负荷与黑启动交流负荷二者的最大值选取，不应考虑黑启动交流负荷与保安负荷同时出现。供大坝安全度汛或重要泄洪设施的应急电源应单独布置在相应设施附近。保安电源要求和容量计算应符合现行国家标准《抽水蓄能电站保安电源技术导则》GB/T 32594 有关内容。

8.4.5 高压厂用变压器通过限流电抗器和断路器从主变压器低压侧引接时，宜选用三相变压器。

8.4.6 高压厂用母线电压波动范围超过 $\pm 5\%$ 时，高压厂用变压器宜选用有载调压变压器。

8.5 开关站型式和位置选择

8.5.1 开关站型式和位置选择应结合接线形式、高压引出线型式、开关站及引出系统的地形地质条件、开关站设备布置、机电设备和土建投资及运行维护等因素，经技术经济比较确定。

8.5.2 220kV 及以上高压配电装置宜选择 GIS。

9 控制、保护及通信

9.1 一般规定

- 9.1.1 电站应按“无人值班”（少人值守）的原则设计。
- 9.1.2 电站控制宜设以下控制层：
 - 1 电站控制层。
 - 2 现地单元控制层。
 - 3 辅助设备及全厂公用设备现地控制层。
- 9.1.3 电站各控制层之间应有良好的协调分工，下层对上层应相对独立，能脱离上层完成本层的功能。
- 9.1.4 电站自动控制系统应满足电力系统的要求，并高度可靠。对电力系统调峰、填谷、调频、调相和事故备用等要求应能做出迅速、准确的响应。
- 9.1.5 电站自动控制设计应符合现行行业标准《水力发电厂自动化设计技术规范》NB/T 35004 的有关规定。
- 9.1.6 电站直流系统设计应符合现行行业标准《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044 的有关规定。
- 9.1.7 电站工业电视系统设计应符合现行行业标准《水力发电厂工业电视系统设计规范》NB/T 35002 的有关规定。
- 9.1.8 电站通信系统设计应符合现行行业标准《水力发电厂通信设计规范》NB/T 35042 的有关规定。

9.2 机组自动控制

- 9.2.1 机组应能以一个命令自动完成表 9.2.1 所规定的任一机组工况转换。

表 9.2.1 机组工况转换

序号	工况转换	序号	工况转换
1	静止 $\leftrightarrow$ 发电	6	抽水 $\leftrightarrow$ 抽水调相
2	静止 $\leftrightarrow$ 发电调相	7	静止 $\leftrightarrow$ 黑启动
3	发电 $\leftrightarrow$ 发电调相	8	静止 $\leftrightarrow$ 线路充电
4	静止 $\leftrightarrow$ 抽水	9	抽水 $\leftrightarrow$ 发电
5	静止 $\leftrightarrow$ 抽水调相		

9.2.2 抽水转发电宜采用机组正常停机经零转速转发电，相关机组附属设备和辅助系统设备保持正常运行的方式。

9.2.3 对于采用直流电源系统供电的黑启动，其流程中应闭锁与交流厂用电有关的设备、对换相开关驱动机构正常工作电源采用交流电源供电的，其供电电源可自动切换到电厂不间断电源。

9.2.4 机组正常停机时应采用电气和机械联合停机制动方式。转速降至 50% 额定转速左右投电制动，5%~10% 投机械制动。机组电气事故时，应闭锁电气制动，采用机械制动，机械制动在转速下降到 15%~25% 额定转速时投入。不宜利用机组启动用的变频启动装置进行回馈制动。变速机组正常停机宜利用交流励磁系统实现机组的电气制动。

9.2.5 可逆式机组应在转轮室压水状态下进行抽水方向起动，机组并网后，转轮室排气造压，再开进水阀和导叶进行抽水。对于转桨式蓄能机组可不压水，用调整桨叶转角至零的方式起动。

9.2.6 励磁系统应满足机组各种运行工况及工况转换的要求。励磁调节器应有恒功率因数调节、机组抽水方向起动过程励磁电流调节等功能。励磁系统的电力系统稳定器（PSS）应能实现发电和抽水两种工况参数自动切换和自动投切控制。

9.2.7 当发电电动机出口设置断路器时，机组主励磁电源宜取自换相开关和主变压器低压侧之间的母线，励磁变压器低压侧宜设置中置式交流断路器，交流断路器柜宜布置在励磁变压器

附近。

9.2.8 变速机组交流励磁系统主回路宜采用“交—直—交”变频装置。

9.3 电站计算机监控系统

9.3.1 电站自动控制系统应采用以计算机为基础的计算机监控系统，计算机监控系统设计应符合现行行业标准《水力发电厂计算机监控系统设计规范》DL/T 5065 和《水电厂计算机监控系统基本技术条件》DL/T 578 的有关规定。

9.3.2 计算机监控系统应以整个电站为一体或以单机为对象，受控于上级调度，电站应将主要运行信息上送上级调度。以整个电站为一体时，上级调度给出电站的运行准则或实时给定电站的有功功率、高压母线电压/无功功率，应由电站计算机监控系统决策并实现开机台数、开机组组合及机组负荷的分配。以单机为对象时，上级调度可直接控制机组的开、停和负荷调整。

9.3.3 计算机监控系统宜设有最优发电控制、抽水联合控制和电压/无功功率联合控制功能。

9.3.4 计算机监控系统可设有高低频自动控制功能。当电网频率异常升高或异常降低时，电站计算机监控系统应自动改变机组的输出功率或运行工况，最大限度地维持电网的频率水平。

9.3.5 电站与上级调度的计算机监控系统应有可靠的通信联系，应设冗余的通信接口。

9.3.6 计算机监控系统应对主、辅设备的运行状态实现在线监测。同时还可通过对数据采集、统计和分析，实现趋势分析、故障预警等功能，以检测主、辅设备的故障征兆。

9.3.7 计算机监控系统电站控制层的主要设备应冗余配置；现地控制单元（LCU）的主 CPU、电源和通信模块应双重化配置；电站控制级和现地控制级间宜采用星形、环形或星环混合形网络结构，冗余配置。系统的软、硬件配置应简单可靠。

9.3.8 机组 LCU 应能以分步方式逐步完成工况转换。机组的工况转换应有过程监视，并能显示过程的进展情况。过程顺序阻滞时应发警报，并自动将机组转移到安全状态或停机。

9.3.9 机组的工况转换控制或负荷调整应能在机组 LCU、中控室和上级调度进行。机组 LCU 的控制、调整命令由人工发出；中控室或调度的控制、调整命令，由人工或自动装置发出。上、下级间应有控制权切换设施，切换设施设在下级。

9.3.10 LCU 除按常规水电站配置外，变频装置宜与其就近的公用设备共用一个 LCU，也可单设一个 LCU；上水库设备宜单独设置一个 LCU；下水库设备根据枢纽布置，可单独设置一个 LCU，或设置分布式远程输入/输出（I/O）方式就近接入 LCU；对于其他远离现地控制单元的监控对象，可采用分布式远程 I/O 方式与相应的 LCU 相连接。LCU 与相应的子系统除有必要的 I/O 接口硬接线连接外，还宜采用通信方式连接。

9.3.11 为满足机组变频起动或背靠背起动时相关的 LCU 之间信息交换的需要，计算机监控系统结构应便于 LCU 间快速实时通信。变频起动设备或拖动机组与被拖动机组之间保护跳闸回路宜采用硬接线连接方式。

9.3.12 机组 LCU 应配置必要的人机联系设备，满足机组现地调试、起动调整的需要，当机组 LCU 与中控室失去联系时，应在人工参与下维持机组运行的要求。

9.3.13 机组自动控制系统应设硬布线或其他简单可靠的事故跳闸及停机回路，其工作电源应与 LCU 的电源相互独立，输入信号宜与机组 LCU 的输入信号相互独立。

9.3.14 在电站设有变频起动装置和背靠背起动方式时，变频装置起动和背靠背起动控制回路宜相互独立。

9.4 继电保护

9.4.1 继电保护配置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 和现行行业标准《水力发电厂继电保护设计规范》NB/T 35010 的有关规定，并应符合下列要求：

1 机组在各种运行工况及工况转换过程都应设置完善的继电保护和可靠的闭锁措施。

2 机组在抽水工况起动过程中投入的继电保护装置和互感器应具有良好的低频率和电压特性，在起动过程能正确检测保护范围内的故障。在低频率和电压特性不能满足基本保护要求时，应设抽水工况起动过程的低频过流保护等附加继电保护。

9.4.2 变速机组继电保护除转子绕组部分外，其他部分应按定速抽水蓄能机组的继电保护配置。变速机组转子绕组应设置过电压、过频、过流和单相接地等继电保护。

9.4.3 继电保护切换与检测应符合下列要求：

1 与主回路相序有关的继电保护装置，其输入的电压和电流的相序应与机组发电工况或抽水工况相适应。

2 采用微机继电保护时宜采用软件换相。当不能用软件换相时，电压互感器二次侧可进行切换，电流互感器二次侧严禁切换，可用主回路换相开关支路的电流互感器并联或对发电和抽水工况分别装设继电保护装置。

3 机组工况转换时，继电保护装置宜用原始外部输入信号以及根据输入的电流、电压量自行判断运行工况的变化，实现继电保护装置的自动正确投退。

9.5 相关控制回路及设备

9.5.1 每台机组应分别设置自动准同步和手动准同步并列装置，并应设置非同步闭锁回路。

9.5.2 机组主回路的换相开关、起动隔离开关、拖动隔离开关及制动开关等的操作应严格闭锁。

9.5.3 机组及线路应设置正向、反向的有功和无功功率表，以

及带逆止机构的正向、反向的有功和无功电能表；高压厂用电应设置有功功率表，以及有功和无功电能表。

9.5.4 机组宜设置功率因数表。

9.5.5 中控室应设置机组紧急停机和紧急关闭上、下水库事故闸门按钮及回路，其回路应独立于计算机监控系统的机组紧急停机和紧急关闭上、下水库或尾水事故闸门回路。

9.5.6 机组辅助设备、全厂公用设备的自动控制宜采用可编程控制器。

9.5.7 厂用电电源控制方式宜采用带自动恢复功能的备用电源自动投入装置。

9.5.8 电站应设置防水淹厂房保护系统。

9.5.9 进水阀应与下水库及尾水事故闸门实现操作闭锁。下水库及尾水事故闸门关闭时，进水阀不得开启；进水阀开启时，下水库及尾水事故闸门不得关闭。闭锁回路宜独立于计算机监控系统。

9.5.10 上、下水库水位监测装置的水位信号器和通信通道宜冗余设置。

10 金属结构设计

10.1 一般规定

10.1.1 抽水蓄能电站上、下水库设置的泄洪放空洞等泄水设施，应满足泄洪放空、初期蓄水、泄放生态流量或日常小流量泄放的经常性局部开启运行要求，根据运行要求比较确定泄水设施型式。

10.1.2 严寒地区的抽水蓄能电站，应考虑冬季冰冻对拦污栅、闸门正常运行影响的措施。

10.1.3 引水事故闸门和尾水事故闸门的启闭设备，应配置两路互为备用的工作电源。在工作电源失电的情况下，应根据启闭设备的设置情况配置相应的应急电源或采取其他措施保证闸门能动水关闭。

10.1.4 启闭机设计应符合现行行业标准《水电水利工程启闭机设计规范》DL/T 5167 和《水电水利工程液压启闭机设计规范》NB/T 35020 的有关规定。

10.1.5 拦污栅和闸门设计除应符合本规范外，尚应符合现行行业标准《水电工程钢闸门设计规范》NB 35055 的有关规定。

10.2 上、下水库拦污栅

10.2.1 上、下水库进/出水口应设置拦污栅。当上、下水库由人工开挖筑坝而成又无污物源，经论证其进/出水口可不设置拦污栅。

10.2.2 设置拦污栅的进/出水口建筑物应具有良好的水力学特性，必要时应通过水力学模型试验验证，达到进、出水流平顺均匀，入栅平均流速不宜大于 1m/s。

10.2.3 当上、下水库存在低水位或放空时段，且该时段满足拦污栅维修要求时，拦污栅宜采用固定式或活动紧固式，可不配置专用的启闭设备。否则，拦污栅应采用活动式，并结合水工建筑物的布置，通过技术经济比较后合理地配置专用的启闭设备和确定备用拦污栅的数量。

10.2.4 根据抽水蓄能电站拦污栅承受双向水流作用的特点对拦污栅结构应进行静力和动力计算。静力计算所采用的水压差宜为5m~7m，拦污栅结构应具有足够的强度、刚度和抗振动能力；动力计算应包括对水流干扰频率（卡门涡列频率）、单根栅条和整扇拦污栅固有频率的估算，判断发生共振的可能性并确定相应的处理措施，单根栅条的振动计算按现行行业标准《水电工程钢闸门设计规范》NB 35055 的有关规定执行。对于短尾水系统或短引水系统且水流流态较差的进/出水口拦污栅，必要时应进行专门研究。

10.2.5 拦污栅梁格的双向迎水面宜采用近似流线形，栅条横断面宜采用方形，栅条的宽厚比宜大于7。活动式拦污栅宜利用正反向支承撑紧于门槽中。

10.2.6 竖井式进/出水口宜采用固定式拦污栅，拦污栅栅叶与横梁的连接宜采用可拆卸结构，埋入混凝土中的横梁应设置安装固定用的支架。

10.2.7 根据上、下水库运行要求和进/出水口扩散段的维护和检修需要，结合水工建筑物和拦污栅的布置，拦污栅处可设置一道检修闸门与拦污栅共槽，拦污栅槽应满足检修闸门挡水要求。

10.3 引水系统闸门

10.3.1 当引水系统采用埋藏式高压管道时，应在上水库进/出水口或引水隧洞的适当位置设置一道事故闸门。当引水系统采用高压明管或浅埋式高压管道时，每条高压管道前应设置一道快速

闸门和一道检修闸门。当机组未设置进水阀时，每台机组应设置有一道快速闸门和一道检修闸门。

10.3.2 当事故闸门悬挂在闸门井顶部时，应使闸门的底缘高于闸门井内的最高水位，闸门下部的正向、反向和侧向支承均应位于门槽内，并应考虑机组运行所产生的涌波对闸门的影响。当闸门处于闸门井水体中时，应论证机组运行所产生的涌波对闸门的影响。当闸门停放在孔口顶楣附近时，还应考虑机组频繁工况转换对闸门造成晃动的影响。

10.3.3 引水事故闸门应采用现地启、闭操作和远方自动闭门操作，闭门时间宜控制在 30min 以内，对机组、管道和厂房有保护时间要求的闸门，闭门时间应经过论证确定。闸门和启闭设备应设置能满足远方自动闭门操作要求的锁定或制动装置。闸门现地和远方均应设置可靠的闸门位置显示装置，启闭设备应设置闸门极限、充水阀开度、闸门自动降落的报警和自动停止机组运行等位置的控制开关。

10.3.4 闸门的充水平压装置应安全、可靠、操作灵活。利用闸门对引水系统充水时，在充水期间，充水平压装置应能随时动水关闭以终止充水。

10.4 尾水系统闸门

10.4.1 对于长尾水系统，应在每台机组尾水支管的适当位置设置一道尾水事故闸门。当尾水事故闸门采用高压闸阀式闸门时，应考虑机组频繁工况转换对闸门造成晃动的影响。当尾水事故闸门布置在尾水支管出口处且闸门处于尾水调压室水体中时，应论证机组运行时所产生的涌浪对闸门的影响。

10.4.2 对于短尾水系统，每台机组应设置一道尾水事故闸门。尾水事故闸门应设置在每条尾水道与下水库进/出水口衔接处的适当位置。当闸门悬挂在闸门井顶部或处于闸门井水体中时，应满足本规范第 10.3.2 条的有关规定。

10.4.3 当尾水闸门采用高压闸阀式闸门时，应在靠近闸门的机组侧流道顶部和闸门的腰箱顶部分别设置自然通气孔或自动排、吸气装置。

10.4.4 对于布置在尾水支管的高压闸阀式尾水事故闸门，应根据其布置位置，考虑尾水道内水击压力，分析闸门及门槽的受力情况，应按下列原则分别确定闸门、门槽的设计载荷和闸门的操作水头：

1 尾水事故闸门的设计挡水水头应考虑闸门挡水时承受的最大的水头，包括尾水道内其他机组运行时可能产生的最大水击压力的影响。

2 尾水事故闸门门槽除应能承受闸门关闭挡水时传递的最大荷载外，还应能承受尾水道含水击压力的内水压力和外水压力，内水压力应考虑可能出现的最大水击压力的影响。

3 尾水事故闸门动水闭门的操作水头可按下水库最高水位对应的静水水头 1.05 倍考虑。

10.4.5 尾水事故闸门应采用现地启、闭操作和远方自动闭门操作，现地和远方均应设置可靠的闸门位置显示装置。闸门的启闭设备应设置闸门极限、充水阀开度、闸门自动降落的报警和自动停止机组运行等位置控制开关，其电控系统与机组进水阀的电控系统之间应进行安全闭锁。只有进水阀处于关闭状态下，该事故闸门才能进行启闭操作。闸门或启闭设备应设置可靠的并能满足远方自动闭门操作要求的锁定或制动装置。

10.4.6 对于长尾水系统，应在尾水隧洞和下水库进出水口衔接处的适当位置设置一道检修闸门。对于短尾水系统，宜在事故闸门的下水库侧设置一道检修闸门，如果经过论证，该事故闸门具备维修条件，也可不设置检修闸门。

10.4.7 闸门的充水平压装置应安全、可靠、操作灵活。利用闸门对尾水系统充水时，在充水期间，充水平压装置应能随时关闭以终止充水。

11 施工组织设计

11.1 一般规定

11.1.1 抽水蓄能电站施工组织设计依据的基本资料应包括下列内容：

- 1 工程区的水文、气象特征和地形、地质等自然条件。
- 2 枢纽布置、建筑物结构型式和对施工的要求。
- 3 天然建筑材料的来源和供应条件及勘探试验资料。
- 4 当地交通运输条件及近期发展规划。
- 5 施工区水源、电源情况及供应条件。
- 6 地方和有关主管部门及业主对工程建设的要求。
- 7 与工程有关国家政策、法规和规定。
- 8 其他有关资料。

11.1.2 抽水蓄能电站施工组织设计应符合现行行业标准《水电工程施工组织设计规范》DL/T 5397 的有关规定。

11.2 施工导流

11.2.1 导流建筑物级别和洪水设计标准应符合现行行业标准《水电工程施工导流设计规范》NB/T 35041 的有关规定，并应符合下列要求：

1 对开挖围填形成且洪量较小的抽水蓄能电站库盆工程，临时挡（泄）水建筑物的洪水设计标准应选用 5 年～20 年重现期的 24h 洪量；坝体施工期临时度汛洪水设计标准应选用 20 年～100 年重现期的 24h 洪量。

2 对利用已建水库作抽水蓄能电站上、下水库的工程，导流建筑物采用的洪水标准应考虑水库的调蓄作用和水库运行调度

的影响。对利用已建水库的水工建筑物需进行加固或改建时，其导流建筑物级别应根据加固或改建后的水工建筑物级别确定。

3 对利用天然湖泊作抽水蓄能电站上、下水库的工程，进/出水口临时挡水建筑物的设计挡水标准应分析研究湖泊的水位资料后确定。

4 输水系统与厂房贯通后，机电设备安装时，应根据电站厂房建筑物级别，按表 11.2.1 的规定确定电站厂房施工期度汛洪水设计标准。宜尽早使上、下水库进/出水口具备下闸条件，利用闸门挡水度汛。

表 11.2.1 电站厂房施工期度汛洪水设计标准

电站厂房的级别	1	2	3	4、5
正常运用洪水重现期（年）	100	100~50	50~30	30~20

11.2.2 施工导流方式应根据工程区地形地质条件、工程特性、水文气象条件、枢纽布置及施工条件等因素综合比较选定，并遵循下列原则：

1 对汇流面积和洪量较小的抽水蓄能电站库盆工程，可利用永久泄（排）水建筑物或采用机械抽排的导流方式。

2 对降水量大或受台风影响的抽水蓄能电站库盆工程，可利用永久泄（排）水建筑物泄流的导流方式。

3 位于已建水库中的进/出水口施工，宜选择围堰挡水、原水库泄水建筑物泄流的导流方式。挡水围堰的设置可选择全年挡水围堰、枯水期挡水围堰、控制库水位挡水围堰、预留岩坎挡水围堰等方案，并应根据进出水口地形地质条件、布置特点、工程量及工期安排，以及已建水库运行特性和水文气象条件等因素，经过技术经济综合比较后确定。

11.2.3 利用已建水库或湖泊作为抽水蓄能电站上、下水库，其进/出水口需采取水下施工方案时，应根据水工建筑物布置特点、水文气象条件、地形地质条件、水深和施工特性等因素进行专门

研究，并经技术经济综合比较后确定。

11.2.4 天然径流不能满足初期蓄水要求的上水库，应综合分析利用施工供水系统、压力钢管充水泵或首台机组泵工况补水，并考虑施工进度、机组调试与发电要求、水工建筑物监测及对蓄水的要求、蒸发、渗漏和施工用水的影响等因数，经技术经济比较后确定上水库初期蓄水计划和方案；天然径流较小的抽水蓄能电站水库，其下闸蓄水可安排在汛前或汛期进行。

11.3 料源选择与开采

11.3.1 抽水蓄能电站料源规划选择应遵循下列原则：

- 1 优先利用工程开挖料。
- 2 堆石料按设计填筑分区要求合理利用库盆内开挖合格料。
- 3 过渡料可利用工程洞挖料，或采用库盆内石料场控制爆破的石料。
- 4 反滤料或垫层料宜优先采用天然砂砾料，也可利用工程或料场开挖的石料加工制备。
- 5 混凝土骨料宜优先利用工程洞挖合格石料加工。

11.3.2 应根据地形条件、料物特性、库盆工程施工进度和施工条件等因数，经技术经济比较，确定料场开采方案。

11.3.3 利用库盆开挖料时，应满足库盆开挖和利用料开采的要求，其开挖轮廓应满足设计要求，料物粒径满足坝料填筑级配要求。

11.3.4 库盆内料场开采强度应与库盆工程施工进度和坝体填筑上坝强度相协调，提高开采料的直接上坝率，减少开采料转存量。

11.4 主体工程施工

11.4.1 抽水蓄能电站主体工程施工设计应符合现行行业标准《水电工程施工组织设计规范》DL/T 5397 的有关规定，并应符

合下列要求：

1 应重点研究库盆挖填平衡、库盆防渗处理、输水系统及地下厂房洞室群的施工等。

2 施工方案应综合比较后选定，并应力求施工技术先进、可靠，施工干扰小，施工工期合理、可行，施工强度和施工资源需求均衡，符合施工期环境保护要求。

3 应进行施工机械配套组合方案的研究，经过技术经济比较后确定施工机械的类型和数量。在进行施工机械配套组合设计时，应首先确定起主导控制作用的机械，其他与之配套的机械设备需要量应根据主导机械而定，其生产能力应略大于主导机械的生产能力，并应符合现行行业标准《水电水利工程施工机械选择设计导则》DL/T 5133 的有关规定。

4 施工通道布置应根据建筑物布置、地形地质条件、施工程序、施工方案、施工进度、施工强度、运输车型、运输物件尺寸等统筹规划确定。

5 施工方案和施工机械设备的选择应充分考虑施工期间对工程区环境保护和水土保持的影响，尽量减免工程区水土流失和对环境的影响。

11.4.2 应根据工程枢纽布置的特点、地形地质条件、水文气象条件等因素，研究选定主要单项工程的施工方案；确定施工所需的大型施工设施规模；分析论证主要单项工程施工进度的合理性和可行性。

11.4.3 采用碾压式土石坝形成抽水蓄能电站上、下水库时，应进行土石方的调配平衡研究；土石方量大的工程可采用计算机仿真技术进行土石方平衡设计，以增加直接上坝率，减少二次倒运量；碾压式土石坝施工组织设计应符合现行行业标准《碾压式土石坝施工组织设计规范》NB/T 35062 的有关规定。

11.4.4 对于混凝土坝宜进行多个施工方案比较，选择混凝土浇筑方案与供料线路的规划布置；确定拌和、运输、入仓设备的数

量及其生产率和利用率；规划各期浇筑部位、高程、浇筑强度、坝体上升高度和整个浇筑工期。

11.4.5 对于采用混凝土面板防渗的抽水蓄能电站上、下水库，混凝土面板垂直缝间距的选择应以有利于滑模操作、适应混凝土供料能力和便于组织全面作业，一般为 12m~16m；坝高不大于 70m 时，面板混凝土宜一次浇筑完成；坝高大于 70m 时，根据施工安排或度汛、提前蓄水需要，面板可考虑分期施工，分期浇筑接缝应按施工缝处理。混凝土面板浇筑宜采用滑模自下而上分条跳仓进行。面板施工前，坝体应留预沉降期，不宜少于 4 个月。滑模施工的坝面或库顶作业平台宽度应满足布置卷扬机及其平台装置、运输混凝土道路等施工需要，其宽度不宜小于 9m。

11.4.6 对于采用沥青混凝土面板或心墙防渗的抽水蓄能电站上、下水库，应分析水文气象条件等因素对工程施工的影响，确定全年沥青混凝土有效施工天数，论证施工方案和施工工期的可行性和合理性。沥青混凝土面板施工宜采用一期铺筑，当斜坡长大于 120m 或度汛需要时，可分两期铺筑。面板的铺筑宽度以 4m~6m 为宜；库顶作业平台宽度应满足布置可移式卷扬台车、运输沥青混凝土道路等施工需要，其宽度不宜小于 10m；沥青混凝土心墙施工不宜设置横缝；心墙铺筑层厚宜采用 200mm~300mm，心墙日铺筑层数不宜超过 2 层。沥青混凝土施工技术要求应符合现行行业标准《水工碾压式沥青混凝土施工规范》DL/T 5363 的有关规定。

11.4.7 采用土工膜防渗时，土工膜的分缝分块长度应根据工程施工条件确定。施工前应进行工艺试验，确定施工参数，施工机械不宜跨越土工膜，土工膜防渗层、下支持层和保护层的施工技术要求应符合现行行业标准《水电工程土工膜防渗技术规范》NB/T 35027 的有关规定。

11.4.8 采用黏土铺盖防渗时，土料的开采加工能力应满足黏土填筑强度的要求；土料的铺土厚度、卸料方式和碾压遍数等施工

参数应根据土料性质和压实设备的性能通过现场碾压试验确定。土料施工宜安排在少雨季节；若在雨季或多雨地区施工，应选用合适的土料和施工方法，并采取可靠的防雨措施。

11.4.9 输水系统施工支洞布置应根据地形地质条件、水工枢纽布置、施工进度、机组发电顺序、施工方法和施工机械化程度等条件，通过技术经济比较后确定。抽水蓄能电站高压斜井或竖井高差大、地质条件复杂时，宜结合围岩开挖、钢管安装等要求，对是否设置中部施工支洞加以论证；高水头高压管道下平段施工支洞宜布置在钢衬段。施工支洞断面型式及尺寸选定应满足支护型式、运输方式、运输强度和重大件、钢管、钢岔管等物件通行的要求，并有布置通风管路、供水管道、照明线路和排水沟等的空间。施工支洞宜布置成便于自流排水的顺坡。

11.4.10 采用钻爆法进行隧洞开挖时，应根据隧洞的断面尺寸、地质条件、施工技术水平和施工设备性能，分析研究确定采用全断面开挖或分部分层开挖。洞径在 10m 以下的圆形隧洞，跨度在 12m 以下、高度在 10m 以下的方圆形隧洞，宜优先采用全断面开挖；洞径大于 10m 的圆形隧洞、洞高大于 10m 或跨度大于 12m 的方圆形隧洞，宜分层开挖或先挖导洞，然后进行分层分部开挖，导洞设置部位及分层分部尺寸，应根据地质条件、隧洞断面尺寸、施工设备和施工通道等因素经分析研究确定。

11.4.11 对于采用竖井式或斜井式布置的高压管道，宜优先采用井底出渣。断面尺寸较大且井底有通道时，宜选用导井法开挖；导井开挖应研究一次钻孔分段爆破法、爬罐法、吊罐法、反井钻机法、正井法、掘进机法和上述几种方法组合等施工方案，并经技术经济比较后选定。对于地质条件较好和井深适合的竖井或斜井，宜优先选用反井钻机法。

11.4.12 采用钢筋混凝土或预应力钢筋混凝土衬砌高压管道的衬砌分段，应在分析围岩特性、浇筑能力、结构型式等因素后确定，建筑物结构外形变化处宜作为衬砌分段界线，对竖井或斜井

应采用滑模进行混凝土衬砌。

11.4.13 采用钢板衬砌高压管道时，压力钢管的制造与安装应符合现行国家标准《水电水利工程压力钢管制造安装及验收规范》GB 50766 的有关规定。

11.4.14 输水系统施工支洞封堵，其混凝土堵头宜采取前段实体段接廊道段，廊道段设置应方便灌浆处理施工；堵头混凝土宜采用微膨胀混凝土，保证施工支洞堵头封堵质量。

11.4.15 厂房系统工程施工方案应根据地形地质条件、枢纽布置特点和施工总进度等因素，通过综合分析论证选定。

11.4.16 地下厂房系统工程的施工设计应全面规划、统筹安排地下洞室群施工程序，确定关键线路上的施工项目和各项作业衔接关系。对围岩稳定条件差的大型地下洞室群的施工程序，应通过围岩稳定分析数值计算结合计算机仿真技术成果分析研究确定。

11.4.17 地下厂房系统工程施工应优先研究利用永久洞室或地质探洞作为施工通道的可能性；施工通道布置应充分考虑地下厂房系统布置特点、施工方法、施工设备、工期要求和地形地质等因素，经技术经济比较后确定。

11.4.18 地下厂房施工分层数目及高度应根据地质条件、施工通道的位置和施工机械性能等因素确定，必要时宜对地下厂房施工分层和支护进行有限元动态模拟分析后确定。

11.4.19 地下厂房顶拱层开挖应根据围岩条件和断面大小确定开挖方式，地质条件允许时宜采取先开挖中导洞后两侧跟进扩大的开挖方法。若围岩稳定性差，宜采用两侧导洞先掘进并进行初期支护，再进行中间预留岩柱跟进的开挖和支护的方法。

11.4.20 地下厂房等大型地下洞室开挖，通风宜以机械通风为主，有条件时应优先采用自然通风。在施工安排时，应先期开挖上部可通风的永久洞、井，与中、下部各洞逐步贯通以形成通风通道，尽早形成自然通风条件。必要时应设置临时通风洞、井。

11.4.21 地下厂房等大型地下洞室开挖，应进行实时监测，根据围岩变形监测成果，对围岩稳定进行分析或反馈分析，动态调整支护设计并指导施工。

11.4.22 岩壁梁层开挖，应采用预留保护层的开挖方法。为确保岩壁准确成型，必要时可先进行固结注浆以加固围岩。岩壁梁施工前应进行下层边线预裂爆破，并在下层开挖时进行爆破振动监测。岩壁梁的施工技术要求应符合现行行业标准《水电水利工程施工岩壁梁施工规程》DL/T 5198 的有关规定。

11.4.23 地下厂房的岩壁梁混凝土、强约束区混凝土及蜗壳层混凝土，应根据其结构特点和气温、洞温、施工设备、制冷能力、工期等条件采取合适的温控措施。岩壁梁混凝土的分段长度宜为 8.0m~12.0m，缝面宜设置键槽；强约束区混凝土及蜗壳层混凝土的分层厚度宜控制在 1.0m~1.5m 以内。

11.5 施工交通运输

11.5.1 抽水蓄能电站对外交通包括连接地方交通干线与工程区的道路、永久进厂交通、上坝交通、上水库与下水库之间的连接道路。施工交通运输规划设计应正确选择对外交通运输方案，合理地解决重大件运输问题，做好场内交通规划设计；充分掌握工程所在地的气象、水文、地形、地质和当地的交通状况及近期发展规划等设计基本资料，结合抽水蓄能电站施工特点，在满足运输强度和重大件运输要求的前提下，交通运输设计指标应经济合理、安全适用。

11.5.2 对外交通运输方案选择应遵循下列原则：

- 1 对外交通宜优先选用公路运输方式，经过论证也可采用铁路、水运等其他运输方式或几种方式组合。
- 2 能满足工程施工期间外来物资及重大件的运输要求。
- 3 运输安全可靠、中转环节少，运输费用低。
- 4 结合抽水蓄能电站工程特点，妥善解决上、下水库之间

及与对外交通的衔接方式。

5 结合当地交通运输发展规划，合理利用国家、地方和其他工矿企业现有交通运输设施。

6 上、下水库之间的连接公路线路规划应考虑施工总体布置、输水系统施工支洞布置、沿线永久建筑物布置、该道路弃渣场布置及对周边环境的影响等因素。

7 对外专用交通公路设计应符合现行行业标准《水电工程对外交通专用公路设计规范》NB/T 35012 的有关规定。

11.5.3 根据物资供应方式，结合工程附近火车站或码头的实际情况，可不设专用转运站，利用或租用火车站、码头已有转运设施。

11.5.4 场内交通道路规划设计应遵循下列原则：

1 场内交通应根据分析计算的运输量和运输强度，结合地形、地质条件和施工总布置进行统筹规划。

2 地形陡峻，边坡开挖和稳定问题突出时，宜优先考虑隧道布置方案。在满足施工运输要求的前提下，同时应考虑永久与临时、前期与后期相结合的可行性。

3 场内交通道路的设计标准应符合现行行业标准《水电工程施工组织设计规范》DL/T 5397 的有关规定。对场内临时线路在满足运输安全和施工要求的前提下，其部分技术指标经论证可适当降低。

4 对采用全库防渗方案的封闭式库盆入库交通方式，下列方案应经技术经济比较后选定：

- 1) 在坝坡或开挖岩坡上用石渣填筑一条入库道路，库底施工完毕后拆除。
- 2) 在库盆岩坡上开挖一条入库斜坡道，库底施工完毕后回填。
- 3) 采用卷扬斜坡道作为入库运输通道。
- 4) 采用施工支洞或利用扩挖库盆的排水洞进入库底，库底施工完毕后封堵。

11.6 施工工厂设施

11.6.1 砂石加工系统和混凝土生产系统设计应符合下列要求：

1 按现行行业标准《水电工程施工组织设计规范》DL/T 5397、《水电工程砂石加工系统设计规范》DL/T 5098 和《水电工程混凝土生产系统设计规范》NB/T 35005 的有关规定执行。

2 宜优先研究论证工程开挖的石渣作为砂石骨料和垫层料料源的可行性和合理性。

3 根据抽水蓄能电站枢纽布置特点，应研究论证集中或分散设置砂石料加工系统和混凝土生产系统的布置方案。

11.6.2 沥青混凝土拌和系统设计应符合下列要求：

1 沥青的总储量应满足沥青混凝土高峰铺筑强度的 3 个月用量。沥青应存放在阴凉、干燥、通风良好的地方，并有足够的通道供运输和消防急用。

2 沥青运输、存放、配制和使用过程中，应具备防火、防水和防污染措施。

3 沥青应按不同厂家、品种、牌号和出厂编号分别储存，防止混杂。

4 沥青混凝土拌和厂（站）选择宜靠近铺筑现场，应在工程爆破危险区以外，远离易燃品仓库，不受洪水威胁，通风排水条件良好，且应远离生活区及其他作业区，并宜布置在施工区和生活区的下风处。

5 沥青混凝土拌和厂（站）应根据地形合理布置，设备布置宜集中、紧凑，使各工序紧密衔接，互相协调，减少沥青混凝土的热量损失。

6 沥青混合料生产宜采用连续烘干、间歇计量和拌和的生产工艺，拌和厂（站）的生产能力应满足高峰铺筑强度的要求，沥青混凝土拌和设备的生产能力可按额定生产能力的 65%～75% 计算。

7 沥青混凝土拌和厂（站）宜设置不少于两个独立的储油池（罐），每个储油池（罐）的容积宜满足 1d~2d 的用量，储油池（罐）内应配备加热设施。

8 沥青的溶化与加热、矿料的加热、沥青混合料的制备与运输应符合现行行业标准《水工碾压式沥青混凝土施工规范》DL/T 5363 的有关规定。

9 宜设置沥青混凝土骨料的二次破碎筛分精加工系统。

11.6.3 压缩空气、供水、供电、通信系统、综合加工及机械修配厂设计应符合下列要求：

1 压缩空气、供水、供电、通信系统、综合加工及机械修配厂的设计应符合现行行业标准《水电工程施工组织设计规范》DL/T 5397 的有关规定。

2 供水系统高峰时段日平均用水量应根据工程施工进度计划和用户用水定额推算，系统内各供水单元高峰时段日平均设计供水量应按供水系统类型，通过水量平衡计算后确定，施工供水量应满足不同时期日高峰生产用水和生活用水需要，并按消防用水量进行复核。上水库供水规模确定还应考虑上水库初期蓄水的需要。生产用水应考虑循环用水和施工废水处理后可回收利用的可行性。

3 上下水库相距较远、高差较大的工程，应通过经济技术比较后确定采取集中或分散供水方案。

4 当抽水蓄能电站上水库供水高差大时，宜采用多级泵站加压供水方式，并考虑运行期上水库及厂房区的生产、生活及消防等用水要求，论证施工供水与永久供水设施相结合的可能性。

5 供水系统的水池容量可按下列规定确定：

- 1) 生活用水的水池容量为高峰日 4h~8h 平均需水量；
- 2) 生产用水的水池容量为高峰日 2.5h~5h 平均需水量；
- 3) 多级泵站的纯中转水池，容量为泵站 0.5h~1h 的

供水量。

6 应研究施工供电与永久厂用电相结合的可行性。

11.7 施工总布置

11.7.1 施工总布置应充分掌握和综合分析工程枢纽布置、主体建筑物规模、型式、特点、施工条件及工程所在区社会、自然条件等因素，合理确定并统筹规划布置为工程施工服务的各种设施。施工总布置设计应符合现行行业标准《水电工程施工总布置设计规范》NB/T 35120 的有关规定。

11.7.2 施工总布置方案应遵循因地制宜、因时制宜、有利生产、方便生活、节约用地、安全可靠、经济合理的原则。

11.7.3 施工总布置应适应抽水蓄能电站特点，并考虑施工分标因素，采取上水库施工区、地下系统施工区和下水库施工区三个相对集中区及其他分散布置相结合的布置方案，并应与上、下水库的交通及场内主要公路布置相结合。

11.7.4 对于分期开发的工程，施工总布置规划应考虑一、二期工程在施工总布置上的衔接关系，在尽量利用一期工程施工布置的基础上，根据二期工程施工需要作适当调整。

11.7.5 应利用土石坝坝后和上、下水库死库容作为弃渣场地。渣场宜集中设置并靠近主要开挖区，并应做好渣场的防护和排水措施。

11.7.6 库盆内渣场选择应符合下列要求：

- 1 布置于非全库防渗的抽水蓄能电站水库死库容部位。
- 2 考虑施工导流、场内施工道路布置、运行期与水库死水位的关系等因数。
- 3 不影响沟谷的行洪安全，渣场的临时防护应满足施工期渣场的安全稳定。
- 4 不得对工程运行造成安全隐患，不影响枢纽建筑物的功能。

11.7.7 应做好土石方平衡，充分合理利用开挖料。应根据工程开挖料利用要求，合理规划堆弃渣场，使填筑料和弃渣料运输顺畅、运距短。应合理确定工程总弃渣量和利用料量。

11.7.8 施工总布置应符合水土保持和环保要求，废水和污水处理系统应根据枢纽布置和施工布置规划采取分散或集中布置方案。

11.8 施工总进度

11.8.1 抽水蓄能电站工程建设应按工程筹建期、工程准备期、主体工程施工期和工程完建期四个阶段划分，并应符合下列要求：

1 工程筹建期是工程正式开工前为主体工程承包单位进场施工创造条件所需的工期，主要工作应包括对外交通、施工供电、施工供水、施工通信、位于关键线路上的临时工程施工，以及施工区征地移民和招标工作。

2 工程准备期是准备工程开工至关键线路上的主体工程开工前的工期，主要工作应包括场地平整、场内交通、导流工程、施工工厂及生产、生活设施等准备工程项目施工。

3 主体工程施工期是关键线路上的主体工程项目施工开始，至第一台机组发电或工程开始受益为止的工期，应主要完成永久挡水建筑物、泄水建筑物和引水发电建筑物等土建工程及其金属结构和机电设备安装调试等主体工程施工。主体工程施工期起点可按表 11.8.1 的规定划分。

表 11.8.1 主体工程施工期起点

关键线路项目	施工期起点
上水库工程	上水库主体工程施工
下水库工程	下水库主体工程施工
发电厂房系统	厂房主体土建工程施工或地下厂房顶拱层开挖
输水系统	输水系统主体工程施工

4 工程完建期是第一台机组发电运行至工程竣工的工期，应主要完成后续机组的安装调试、挡水建筑物、泄水建筑物和引水电建筑物的剩余工作以及施工支洞的封堵。

11.8.2 工程建设总工期应包括工程准备期、主体工程施工期和工程完建期三部分。

11.8.3 施工总进度关键线路上的项目工作应连续有序进行。工程建设各阶段的项目工作难以截然分开，相邻两阶段的工作可交叉安排。

11.8.4 施工总进度编制应符合下列要求：

- 1 应执行基本建设程序，遵循国家法律、法规和有关标准。
- 2 按照当前平均先进施工水平合理安排工期。地质条件复杂、气候条件恶劣的工程，工期安排宜适当留有余地。
- 3 应重点研究关键项目的施工进度计划，采取有效的技术和安全措施。

4 单项工程施工进度与施工总进度应相互协调，各项目实施工程程序前后兼顾、衔接合理、干扰少、施工均衡。

5 施工强度安排应经过论证，与施工水平、施工机械配备、施工条件、施工人员及施工管理水平等相适应，资源配置均衡。

11.8.5 施工总进度的表现形式可根据工程不同情况和要求采用横道图或网络图，控制工程总工期的关键线路应明确。采用网络进度图时，宜采用带时标的施工网络进度图，并使逻辑关系清晰。

11.8.6 单项工程施工进度是施工总进度的组成部分和编制基础，应服从总进度的整体安排，为合理调整施工总进度提供依据。单项工程施工进度安排、施工资源配置应按现行行业标准《水电工程施工组织设计规范》DL/T 5397 的有关规定执行。

12 经济评价

12.1 一般规定

12.1.1 经济评价应根据电力发展规划的要求，在建设必要性和工程技术可行性论证的基础上，分析计算该项目投入的费用及产生的效益，进行经济合理性和财务可行性评价，为项目决策提供经济方面的依据。

12.1.2 经济评价应包括国民经济评价和财务评价、不确定性因素分析等，根据电站的技术经济指标及在电力系统的作用与效益，及对地区经济发展的影响等作出综合分析评价。

12.1.3 经济评价应遵循有抽水蓄能电站和无抽水蓄能电站的“有无对比”原则。按照效益与费用计算口径对应一致；收益与风险权衡；定量分析与定性分析相结合，以定量分析为主；动态分析与静态分析相结合，以动态分析为主进行评价。

12.1.4 对于配合风电等新能源外送基地建设的抽水蓄能电站，应进行专门研究。

12.2 国民经济评价

12.2.1 国民经济评价应按照资源合理配置原则，从电站所在电力系统整体出发，进行系统电源结构优化分析，计算建设该项目所发生全部效益和费用，及项目给国民经济带来的净效益，评价其建设的经济合理性。

12.2.2 国民经济评价应分析计算项目的经济效益与费用，并在此基础上计算项目的国民经济评价指标。

12.2.3 根据抽水蓄能电站特点及在电力系统中的作用，其经济效益应包括承担系统的调峰、填谷、备用任务及由于运行灵活性

可提高电网供电质量所产生的效益。经济效益计算宜以替代方案法为主，也可采用投入产出法。

12.2.4 抽水蓄能电站的费用，应根据有该抽水蓄能电站情况下的电力系统整个电源方案的费用进行计算。

12.2.5 应以经济内部收益率和经济净现值作为主要评价指标。结合不确定性分析成果，评价项目经济合理性。

12.3 财 务 评 价

12.3.1 财务评价应根据国家现行财税制度、价格体系、建设和经营管理机制，计算项目直接发生的财务效益与费用，分析考察项目的盈利水平、贷款清偿能力及资产负债等财务状况，判别项目在财务上的可行性。

12.3.2 财务效益应按照电站向电力系统提供的容量与电量，确定合理的上网电价进行计算。在电力市场形成前，宜采用两部制电价。容量价格、电量价格可采用可避免成本法、个别成本法进行测算。

12.3.3 电站的上网容量与上网电量应计及厂用电、机组检修、强迫停运及因水头受阻等因素的影响，通过电力系统电源结构优化，进行年电力电量平衡确定。

12.3.4 电站的发电收入应根据所测算的容量价格、电量价格及上网容量、上网电量进行计算。

12.3.5 电站的费用应包括项目的总投资、发电成本和各项应纳税金等。成本及各项费用应按照国家有关规定进行计算。

12.3.6 电站的清偿能力分析应包括借款偿还期、还贷能力及资产负债率计算等。电站可用于还贷的资金应主要包括发电利润、折旧费和摊销费。

12.3.7 电站的盈利水平应根据项目投资财务内部收益率和财务净现值、项目资本金财务内部收益率、投资回收期、总投资收益率、项目资本金净利润率等指标进行评价。

12.3.8 应根据个别成本法测算成果与可避免成本法测算的容量价格和电量价格进行比较，并结合不确定性分析成果，评价项目的财务可行性。

12.3.9 随着电力体制改革、国家财税政策、电力市场机制及经营管理模式变化，财务评价方法应进行相应调整。

12.4 综合评价

应在国民经济评价与财务评价基础上，结合电站在电力系统中的作用及对地区经济发展所产生的经济与社会效益进行综合分析，进一步阐明项目建设的必要性与经济合理性。

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待，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

- 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
《抽水蓄能电站保安电源技术导则》GB/T 32594
《防洪标准》GB 50201
《水力发电工程地质勘察规范》GB 50287
《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》GB 50706
《水电水利工程压力钢管制造安装及验收规范》GB 50766
《水力发电厂工业电视系统设计规范》NB/T 35002
《水电工程水情自动测报系统技术规范》NB/T 35003
《水力发电厂自动化设计技术规范》NB/T 35004
《水电工程混凝土生产系统设计规范》NB/T 35005
《抽水蓄能电站选点规划编制规范》NB/T 35009
《水力发电厂继电保护设计规范》NB/T 35010
《水电站厂房设计规范》NB 35011
《水电工程对外交通专用公路设计规范》NB/T 35012
《水电水利工程液压启闭机设计规范》NB/T 35020
《水电站调压室设计规范》NB/T 35021
《水工建筑物抗冰冻设计规范》NB/T 35024
《水电工程土工膜防渗技术规范》NB/T 35027
《水力发电厂水力机械辅助设备系统设计技术规定》NB/T 35035
《水电工程施工导流设计规范》NB/T 35041
《水力发电厂通信设计规范》NB/T 35042
《水力发电厂厂用电设计规程》NB/T 35044
《水电工程设计洪水计算规范》NB/T 35046
《水电工程水工建筑物抗震设计规范》NB 35047
《水电工程泥沙设计规范》NB/T 35049

- 《水电工程钢闸门设计规范》NB 35055
- 《水电站压力钢管设计规范》NB/T 35056
- 《碾压式土石坝施工组织设计规范》NB/T 35062
- 《抽水蓄能电站水能规划设计规范》NB/T 35071
- 《水电站地下厂房设计规范》NB/T 35090
- 《水电工程区域构造稳定性勘察规程》NB/T 35098
- 《水电工程施工总布置设计规范》NB/T 35120
- 《水电厂计算机监控系统基本技术条件》DL/T 578
- 《水电工程可行性研究报告编制规程》DL/T 5020
- 《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044
- 《水工混凝土结构设计规范》DL/T 5057
- 《水力发电厂计算机监控系统设计规范》DL/T 5065
- 《水工建筑物荷载设计规范》DL 5077
- 《水电工程砂石加工系统设计规范》DL/T 5098
- 《水电水利工程施工机械选择设计导则》DL/T 5133
- 《水电水利工程启闭机设计规范》DL/T 5167
- 《混凝土坝安全监测技术规范》DL/T 5178
- 《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》DL 5180
- 《水力发电厂机电设计规范》DL/T 5186
- 《水工隧洞设计规范》DL/T 5195
- 《水电水利工程岩壁梁施工规程》DL/T 5198
- 《水电工程预可行性研究报告编制规程》DL/T 5206
- 《水电工程招标设计报告编制规程》DL/T 5212
- 《土石坝安全监测技术规范》DL/T 5259
- 《水工碾压式沥青混凝土施工规范》DL/T 5363
- 《水电水利工程天然建筑材料勘察规程》DL/T 5388
- 《水电工程施工组织设计规范》DL/T 5397
- 《水电站进水口设计规范》DL/T 5398
- 《水电水利工程水文计算规范》DL/T 5431

中华人民共和国能源行业标准

抽水蓄能电站设计规范

NB/T 10072—2018

代替 DL/T 5208—2005

条文说明

修 订 说 明

《抽水蓄能电站设计规范》NB/T 10072—2018，经国家能源局 2018 年 10 月 29 日以第 12 号公告批准发布。

本规范是在《抽水蓄能电站设计导则》DL/T 5208—2005 的基础上修订而成，上一版的主编单位是中国水电工程顾问集团公司北京勘测设计研究院，主要起草人员是刘连希、韩立、杨之林、李复生、崔诗礼、李金龙、刘瑛珍、周益、白之淳、梁见诚、姜树德、吴全本、吴朝月、卢兆钦、丛生。

本规范修订过程中，编制组进行了广泛的调查和深入研究，总结了我抽水蓄能电站工程建设的实践经验，并征求了设计和建设单位的意见。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定，《抽水蓄能电站设计规范》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项进行了说明。但是，本条文说明不具备与规范正文同等的法律效力，仅供使用者作为理解和把握规范规定的参考。

目 次

1	总则	104
3	水文	105
3.1	一般规定	105
3.2	气象	106
3.3	径流	106
3.4	洪水	108
3.5	泥沙	112
3.6	水位流量关系曲线	113
3.7	水面蒸发	114
3.8	冰情	114
3.9	水情自动测报系统	118
4	动能规划设计	119
4.1	一般规定	119
4.2	工程任务和建设必要性	119
4.3	装机容量选择	120
4.4	特征水位选择	122
4.5	额定水头选择	124
4.6	输水系统管径比较	125
4.7	泥沙分析	126
4.8	水源分析及初期蓄水计划	126
4.9	运行方式与能量指标	126
5	工程地质勘察	130
5.1	一般规定	130
5.2	区域地质与地震	132
5.3	上、下水库工程地质勘察	132

5.4	输水系统工程地质勘察	135
5.5	地下厂房系统工程地质勘察	137
5.7	库内天然建筑材料工程地质勘察	140
6	工程总布置及水工建筑物设计	142
6.1	一般规定	142
6.2	工程总布置	142
6.3	上、下水库	147
6.4	输水系统	169
6.5	厂房系统	188
7	水力机械设计	202
7.1	水泵水轮机	202
7.2	进水阀	211
7.3	调速系统	212
7.4	调节保证设计	212
7.5	技术供、排水系统和消防供水系统	219
7.6	压缩空气系统	220
7.7	水力监测系统和机组监测	221
8	电气设计	223
8.1	接入系统及电气主接线	223
8.2	可逆式机组抽水工况起动方式选择	228
8.3	电气设备选择	230
8.4	厂用电电源	234
9	控制、保护及通信	236
9.1	一般规定	236
9.2	机组自动控制	237
9.3	电站计算机监控系统	240
9.4	继电保护	242
9.5	相关控制回路及设备	243
10	金属结构设计	244

10.1	一般规定	244
10.2	上、下水库拦污栅	245
10.3	引水系统闸门	250
10.4	尾水系统闸门	252
11	施工组织设计	257
11.2	施工导流	257
11.3	料源选择与开采	265
11.4	主体工程施工	266
11.5	施工交通运输	273
11.6	施工工厂设施	277
11.7	施工总布置	279
11.8	施工总进度	280
12	经济评价	284
12.1	一般规定	284
12.2	国民经济评价	284
12.3	财务评价	285
12.4	综合评价	287

1 总 则

1.0.2 本规范的编制，是根据抽水蓄能电站与常规水电站的差异，突出抽水蓄能电站的特点，对行业现有各专业标准中有关抽水蓄能电站设计部分的内容，在总体上加以集中和补充。对与常规水电站在技术要求上相同之处原则上不予重复，仅在规范行文上保持连续性和衔接性。

本规范以突出抽水蓄能电站的工程特点为基本的编写原则，其目的是统一工程设计原则，对所涉及的多种专业技术给出较为全面又相互协调的设计指导原则。这些指导原则都是突出抽水蓄能电站的工程特点，并力求具有实用性和可操作性，但一般不给出具体方法。

本规范不同于独立性较强的专业技术规范，而是对抽水蓄能电站工程所涉及的多种专业给出主要的设计原则和规定。这些原则和规定，不限定在某一设计阶段内。从突出抽水蓄能电站特点与与常规水电站在技术要求方面的明显差别来看，各专业也不是等同的。

3 水 文

3.1 一 般 规 定

3.1.1 抽水蓄能电站水文气象资料的搜集整理、复核评价，设计内容和方法与常规水电站基本相同。

3.1.2 本条所列基本资料，是径流、洪水资料的插补延长，径流、洪水资料还原计算，径流系列代表性分析，暴雨、洪水频率分析，补水工程水文分析计算，暴雨洪水参数地区综合分析等工作的基础，根据设计要求，有针对性地搜集有关资料。

上、下水库气象要素特征值的搜集，是针对抽水蓄能电站有上、下两座水库，通常高差达数百米，两者的降水、蒸发、气温、风速等均有明显差异的情况，并且是上、下水库设计、施工和运行的重要基础资料，因此，强调同时搜集上水库和下水库各自的气象要素特征值。

区域综合分析研究成果及其配套查算图表是指经省级水行政主管部门审定出版的水文图集及其使用说明，水文图集须采用最新出版成果。

其他有关资料，是指水电水利和气象系统以外的铁道、公路航运和市政等部门的勘测设计单位编制刊印的水文、气象资料和小流域或特小流域暴雨径流计算公式及其配套查算图表等。其中水文、气象资料是基本资料的一种补充，暴雨径流计算公式及其查算图表可以用于计算成果的对比验证。

3.1.3~3.1.4 抽水蓄能电站水文计算基本资料的完整、可靠，是设计成果精度的保证，规定以可靠的基本资料为依据，并运用历史洪水、暴雨资料。当水库所在河流和工程所在地区缺乏实测水文资料时，强调根据设计需要，尽早设立气象观测站、水文站

或水位站。泥沙问题严重的工程，强调尽早设站观测泥沙资料，或在汛期进行巡回泥沙测验。

3.2 气 象

3.2.1 在查明流域及邻近地区气象台、站（探空站、测风站）分布及观测情况的基础上选择工程气象要素统计的依据站。距离工程区较近的水文站、雨量站也观测有关气象要素，有关资料根据情况纳入工程区气象要素统计。气象台、站分布包括地理位置和站点高程，观测情况包括观测项目、观测方法、资料年限等。

3.2.2 对气象资料系列长度不少于 30 年的要求，是基于气象要素的多年变化特征和我国现实资料条件提出的。

3.2.3 工程区设立的专用气象站，观测资料年限较短，气象统计特征值的代表性较差。本条强调了专用气象站与依据站同期气象要素对比分析的必要性。

3.2.5 冻融循环次数是寒冷地区水工建筑物和混凝土抗冻设计的基础资料。抽水蓄能电站的水位每天都有大幅度的涨落，年冻融循环次数按一年内气温从 3°C 以上降至 -3°C 以下然后回升到 3°C 以上的交替次数和一年中日平均气温低于 -3°C 期间设计预定水位的涨落次数统计，并取其最大值。

当工程站址与设计依据站的高程相差较大时，首先进行上、下水库逐日气温资料修订，然后按一年内气温从 3°C 以上降至 -3°C 以下然后回升到 3°C 以上的交替次数和一年中日平均气温低于 -3°C 期间设计预定水位的涨落次数统计上下水库的冻融循环次数。

3.3 径 流

3.3.1 抽水蓄能电站上、下水库径流计算的内容及方法与常规水库相同，径流分析计算的目的是分析来水量是否满足初期蓄水和运行期补水的要求。考虑到抽水蓄能电站水头较高，可逆式水

泵水轮机的对过机含沙量要求较严，因此含沙量较高的河流年来水量中有部分来水量不能直接用于抽水蓄能电站蓄水或补水，本条强调了设计分期径流的计算。

抽水蓄能电站初期蓄水期一般取保证率 75% 的枯水年与 50% 的平水年份分别进行调节计算，前者将反映初期蓄水时间可能遭遇到较为不利的水文条件，作为估算较长初期蓄水时间的依据，后者系遭遇到的平均水文条件下，作为估算平均初期充蓄水时间的依据。对于集水面积较小且径流量较小的流域，需要考虑跨年度提前蓄水，本条对跨年度提前蓄水情况设计保证率来水量的分析计算提出了要求。

3.3.3 本条是根据资料条件，对径流分析计算采用的方法作出的具体规定。

1 上水库或下水库坝址以上有 30 年以上的径流资料时，采用频率分析法计算设计年、期径流。

2 利用水文比拟法计算水库坝址径流时，要求两个流域的气象、气候条件相似，地质、地形、植被条件、人类活动影响基本相同或相似。采用水文比拟法移用参证站频率分析计算成果时，除进行集水面积修正外，还要进一步做降水量修正。抽水蓄能电站水库坝址集水面积较小，参证站往往集水面积较大，因此抽水蓄能电站径流计算时，集水面积差可以适当放宽。

3 本条中的进行区域综合分析计算包括两方面的工作：一是应用已有的区域综合图表；二是根据资料条件、工程设计需要和工作深度，自行综合所需要的内容。

3.3.4 本条是对不同类型水库，设计径流计算方法和提供径流成果的规定。

1 当水库由开挖和围填形成，其径流只有岸坡坡面及库面降水。集水面积为岸坡顶部以下坡面平面投影面积，集水面积与降雨量的乘积即为历年或多年平均年径流量，径流的年内分配采用降水量的年内分配计算。

2 利用已建水库作为抽水蓄能电站的上水库或下水库，大多是常规水电站水库，建设年代有早有迟，径流系列长短不同，资料条件同建库时已有了很大变化，因此，除搜集已建水库径流分析计算成果和调度运行资料外，还要注意搜集建库后增加的降水、径流资料和枯水调查资料，分析径流系列代表性，复核水库的设计年、期径流量及其年内分配。

3 利用天然湖泊作为抽水蓄能电站上水库或下水库时，天然湖泊水位的年际、年内变化，关系到电站进/出水口高程、兴利库容、水头和装机容量的选择。根据设计要求，须调查分析湖泊水源补给对水位变化所起的作用，蒸发损失对湖泊水量消耗的影响，研究历史与未来水位变化的趋势。根据资料条件的不同，采取与其相适应的方法。

当设计断面有 30 年以上实测和插补延长的水位资料时，直接进行水位频率分析计算，推求多年平均湖水位和设计水位。

当设计断面缺乏水位资料，又无法插补延长时，调查最高、最低湖水位及年际、年内湖泊水位变幅，作为工程设计的依据。

3.3.5 当站址地形地质条件优越，只是集水面积较小，或年降水量较小，水源成为抽水蓄能电站是否可行的重要条件时，除根据资料条件计算上、下水库工程设计径流外，还要计算补水工程相应的设计径流。

3.3.6 抽水蓄能电站一般情况下资料匮乏，单站单次计算成果不一定可靠，本条强调径流分析成果要进行区域方面的分析比较，再确定上、下水库径流分析计算成果。

3.3.7 滑动平均频率分析虽然在统计分析计算的理论上不同认识，但作为跨年度蓄水才能满足电站初期蓄水要求的初期蓄水计算，目前还是一个有效的方法。

3.4 洪 水

3.4.1 本条是根据上水库或下水库洪水特性和设计需要，对设

计洪水计算内容作出的具体规定。

2 日调节抽水蓄能电站上水库一般计算 24h 设计洪量，具有周调节以上能力的抽水蓄能电站也有计算 3 天设计洪量作为上水库设计洪水的；下水库设计洪量计算时段根据坝址的洪水特性确定。

3 抽水蓄能电站一般要对下水库设计洪水过程与发电流量过程的遭遇组合进行水库调洪计算，因此一般情况下要求提出下水库坝址设计洪水过程线，供规划专业调洪使用。

4 当坝址上游有调蓄能力较大的水库或下游有防洪任务时，要进行设计洪水的地区组成分析。

3.4.2 抽水蓄能电站洪水计算的特点是多数水库集水面积小，洪水资料短缺。因此本条针对不同的资料条件，对设计洪水计算内容和方法作出具体规定。

1 我国的绝大多数水文站观测的资料系列超过 30 年，即使所依据的水文站资料系列不超过 30 年，大多数仍可通过相关插补延长，达到 30 年系列的要求。因此规定使用流量资料计算设计洪水，具有 30 年以上系列的要求。就总体而言，实测洪水系列计算的设计洪水成果仍具有较大的抽样误差，因此要同时具有一定的历史洪水资料，以弥补洪水系列代表性不足，减少抽样误差。如果缺乏历史洪水资料，进行设计洪水估计值抽样误差分析，进行设计值修正，但不超过 20%。

2 本款是由设计暴雨间接推求设计洪水的规定。

若工程所在地区有多个可供使用的雨量站时，须采用多个雨量站进行频率计算，综合确定设计暴雨参数，并查算暴雨等值线图进行校验，若两种方法计算结果相差较大时，要检查其原因。

由设计暴雨推求设计洪水时，一是根据经审定的全国和各省（自治区、直辖市）暴雨和产汇流区域研究成果及其配套查算图表，确定计算参数和计算方法；二是凡有条件，根据参证站

实测暴雨洪水资料分析综合选定参数。

3 水文图集要求采用最新出版的成果。依据区域内各参证站实测、调查乃至分析计算的洪峰洪量资料，在双对数格纸上，作出本区域洪峰流量-集水面积-重现期的关系，据此对分析计算的设计洪水成果进行合理性检查。

3.4.3 本条是针对不同类型水库，设计洪水计算采用相应方法的规定。

1 当水库由开挖和部分围填形成，集水面积特小，其洪水来源只有库面及库面至岸坡顶部之间坡面所降暴雨。而水库所在地区有点暴雨资料时，直接用该点暴雨资料作为面暴雨资料，按水库库面面积及库面至岸坡顶部坡面投影面积，计算设计时段洪量。当水库所在地区没有实测暴雨资料时，从经审定的暴雨统计参数等值线图，查算工程所需点暴雨量，推算相应历时的设计洪量。

设计时段长短，根据暴雨历时、集水面积大小和设计要求确定。

2 当工程坝址以上流域面积较小，水库库面面积占坝址以上集水面积的比重较大时，要对坝址以上不同下垫面条件下的设计洪水分别计算。施工期大多数工程要进行施工导流、或利用泵站进行排水，须计算整个流域陆面洪水，供施工专业设计使用；而在水库建成后，有的工程设计有防止陆面洪水进入水库的工程措施，此时水库建成后的设计洪水根据水库库面集水面积进行计算，若水库建成后允许陆面洪水进入水库，这时要进行库面洪水与陆面洪水叠加计算的设计洪水。

3 利用已建水库作为抽水蓄能电站的上水库或下水库时，由于已建水库建成年代不同，洪水标准高低不一，洪水资料系列长短有别，因此，要搜集已建水库设计、运行资料和新增洪水流量资料、历史（或特大）洪水、暴雨调查资料，对水库的设计洪水进行复核。

4 利用天然湖泊作为抽水蓄能电站的上水库或下水库，当设计断面有 30 年以上实测和插补延长的水位资料时，采用频率分析推求设计水位。

缺乏实测水位资料系列，或冲淤变化及人类活动等因素对水位、流量影响较大时，采用典型年实测及调查的最高水位或最低水位进行设计。

3.4.4 本条是指在抽水蓄能电站存在水源不足问题，需要从邻近流域的河道或水库引水作为抽水蓄能电站补水水源时，为了保证抽水蓄能电站正常、可靠运行，此时，除根据资料条件计算上、下水库工程的设计洪水外，尚根据补水工程的特点和资料条件，计算补水工程相应设计频率的洪峰、洪量和洪水过程线。

3.4.5 本条是对调查历史洪水作用的规定。特大或较大历史洪水的含义是指有较长的重现期的洪水。近几年国内外水文分析计算工作表明，在我国不少短缺水文、气象资料的地区和很多水文站点极少的发展中国家，洪水调查成果在小流域电站的设计洪水中的作用和影响很大。在这方面是抽水蓄能电站设计的薄弱环节，长期未予以重视，所以在此加以强调。同时为了减轻洪水调查工作量，充分利用已有洪水调查成果，即使需要进行本河段洪水调查，也要充分考虑已刊布的本河段洪水调查成果。

抽水蓄能电站上水库或者下水库，往往利用设计暴雨推求设计洪水，由设计暴雨推求设计洪水的假定是设计洪水与设计暴雨同频，如果有调查历史洪水资料，可以验证设计洪水成果。

3.4.6 本条是指抽水蓄能电站上游有较大的调蓄水库或下游对抽水蓄能电站水库有防洪任务要求时，一般要拟定设计洪水的地区组成。

在分析设计洪水地区组成前，首先要分析和了解设计流域的暴雨洪水特性和洪水组成特点，选定设计断面或防洪控制断面较不利的大洪水组成，以确定设计洪水地区组成计算方法和计算典型。

设计洪量分配时采用两种基本方法：一种方法是按典型洪水组成法拟定设计洪水地区组成，另一种方法是按同频率洪水组成法拟定设计洪水地区组成。

当上游水库集水面积占控制断面以上集水面积小于 10% 的情况，不考虑上游水库的调蓄影响。

当上游水库至设计断面区间面积较小时，不考虑设计洪水的地区组成，直接以上游水库同频率的下泄流量作为设计断面的设计洪水。

3.5 泥 沙

3.5.2 上游已建、在建水利水电工程、大型水土保持工程及工农业用水的拦沙或引水分流分沙的设计工程，对下游河道输沙特性产生直接影响时，泥沙设计需根据本工程投产时间，考虑上游拦沙或引水分流分沙后的发展趋势，分析其影响程度，并且在入库沙量的计算时要考虑其影响。

3.5.3

1 泥沙资料系列的插补延长方法：①流量资料系列较长时，采用流量与输沙率或流量与含沙量的相关关系插补延长；②上下游或邻近流域参证水文站有较长悬移质泥沙资料时，建立设计依据水文站与参证水文站悬移质输沙量或含沙量的相关关系插补。

2 采用设站观测的现有资料进行悬移质入库沙量分析计算时，须进行现有资料的代表性分析。一般较容易取得的是参证站降水资料，分析专用站观测年份参证站降水量与参证站多年平均降水量、短历时降水量的相互关系，进行专用站泥沙资料成果的代表性。

3.5.5 河床质颗粒级配是水库泥沙淤积计算及水库下游冲刷计算的基本资料，也是河床推移质分析计算和物理模型试验的基本资料，因此在设计阶段要进行河床质的取样工作。

河床质取样的位置根据不同的需要分别选取取样断面，若用于计算推移质输沙量，在枢纽附近或能代表入库推移质输沙量的某一河段取样，若用于枢纽模型试验，需满足试验要求，在枢纽地区取样；若用于坝下游河道冲刷计算，需要对下游长河道进行若干河段取样。

取样断面选择在边滩或江心洲，即洪水期有大量推移质通过的沙滩。

河床质泥沙颗粒级配分析，现场用筛分法进行，细颗粒的在实验室进行分析。

3.5.7 泥沙问题突出的抽水蓄能电站建成后，须进行水库泥沙观测工作，重点进行水库入库流量、沙量的测验工作，水库库区纵横断面的测量工作，以及进出水口附近洪水期含沙量测验工作等。水库泥沙观测的成果，可以作为进行水库运行调度的重要依据，同时对设计成果做进一步的验证。

3.6 水位流量关系曲线

3.6.1 抽水蓄能电站设计中一般需要计算坝址及泄洪设施出口断面的水位流量关系，其目的是为确定天然设计断面设计洪水位。河道水位的高程系统与工程所采用的高程系统一致。

3.6.2 本条中要求分析各级代表水位下河段水面线或水面比降的变化规律，是为确定站址设计断面水位同测站基本水尺断面水位之间的关系。该关系确定后即可把水文测站的水位流量关系曲线转换到站址设计断面，当集水面积相差超过3%时，进行流量修正。

3.6.3 本条的方法是推求设计断面水位流量关系应用最多的方法。具体办法是分别以洪、枯水调查计算的水位流量关系点据作为上下控制点，根据洪、枯水计算采用的河床糙率值的变化范围，内插确定各级假定水位下的糙率值，然后用单断面比降公式计算各级水位下的相应流量。实际工作中，将水位流量关系绘制

在设计断面横断面图中，以方便应用和比较。

3.7 水面蒸发

3.7.2 抽水蓄能电站水库水位变化频繁，用逐时水面面积计算水库蒸发损失量较繁琐，因此本条规定了计算水库蒸发损失时的所采用的水库水面面积。

3.7.3 本条规定了不同水库类型水库水面蒸发计算的方法，当抽水蓄能电站上水库或下水库为封闭库时，水库水面蒸发损失水量为水面饱和蒸发损失量；当上水库或者下水库有天然径流汇入时，由于水库坝前陆面蒸发转换为水面饱和蒸发，因此计算水库的蒸发增损。

山地年水面蒸发量比平原小，移用蒸发量参证测站时，注意考虑水库地点同参证测站海拔高程的差别。蒸发资料短缺时，可利用蒸发量等值线图或地区水面蒸发经验公式估算水面蒸发量。

3.8 冰 情

3.8.1 我国的高纬度、高海拔地区都存在不同程度的冰情现象，设计抽水蓄能电站邻近地区如果没有已建成的抽水蓄能电站可供参考时，为了估算冬季结冰侵占的有效库容的大小，根据参证水文站实测的冰情资料，结合设计抽水蓄能电站冬季调度运行方式，以及其他地区已经运行的抽水蓄能电站冰情资料，进行运行期抽水蓄能电站水库冰厚的估算。本条强调了参证水文站需收集的冰情资料的内容。

3.8.2 我国已经在寒冷和严寒地区建设了多座抽水蓄能电站，这些抽水蓄能电站冬季的冰情观测和运行资料对邻近地区抽水蓄能电站设计和冬季运行管理，提供了参考，本条规定了设计抽水蓄能电站邻近地区有已建成的抽水蓄能电站时，进行调查和收集的资料内容，当这些资料时缺乏时，要及早开展相应的观测

工作。

3.8.3 本条规定了设计抽水蓄能电站冰情估算的两种方法。

1 邻近地区有已建成的抽水蓄能电站时，设计电站的冰厚、结冰面积要参考已建电站的观测资料进行估算，一般情况下冰厚可以直接采用、结冰面积根据邻近电站冬季结冰面积与正常蓄水位、死水位对应水库面积及电站冬季最低运行水位对应的面积的关系进行估算。我国已经建成并运行的五座抽水蓄能电站调查的冰情资料见表 3-1。对于利用电站发电尾水进行抽放水的抽水蓄能电站，冬季运行时一般不考虑上水库的冰情。

2 对于没有已建抽水蓄能的地区，要结合其他地区已建抽水蓄能电站冰情资料运行后的结冰厚度与河流河心观测冰厚的比值，用设计抽水蓄能电站所在河流的实测或调查河心冰厚分析设计电站运行后的冰厚估算，结冰面积可以参考其他地区已建抽水蓄能电站冬季水库结冰面积与正常蓄水位、死水位对应的水库面积的对比关系进行估算。

3.8.4 水库上游有常规水电站时，上游电站冬季发电在下游水库形成一定长度的不封冻距离，水库不封冻距离与天然河道不封冻距离相比较短，这是通过 HS 水库冬季调查资料得出的成果。水库的不封冻距离参考有关公式进行估算，如果估算库区有结冰段，结冰厚度估算参考本规范 3.8.3 条的条文说明中的有关方法进行估算。

3.8.5 利用梯级水库建设抽水蓄能电站，目前建成的有 BS 抽水蓄能电站，上水库为 BS 水库，下水库为 HS 水库，根据 2015 年冬季冰情调查资料，BS 水库坝前不封冻距离约为 40km，约占水库总长度的 40%，库尾的冰厚根据调查的库尾历年最大冰厚估算。

3.8.6 抽水蓄能电站冰情影响因素较多，因此本条规定抽水蓄能电站在设计阶段要进行冰情观测规划。冰情观测的内容参考本规范正文 3.8.2 条的有关内容，专项规划投资根据观测的内容和所采用的设备，列出投资估算。

表 3-1 我国已建抽水蓄能电站运行期冰情调查成果表

电站名称	水库	历史气温 (°C)		总库容 (万 m ³)	水库特征水位及面积			实测气温 (°C)		最冷月的日均运行次数/时间 (台次)/ (小时)	运行水位 (m)		水库最大冰厚/结冰面积 (cm)/(万 m ²)	河道最大冰厚 (cm)
		最冷月平均	极端最低		正常蓄水位/面积 (m)/(万 m ²)	死水位/面积 (m)/(万 m ²)	冬季监测时段 (年—年)	最冷月平均	最低		最高	最低		
内蒙古 HHHT	上水 库	-15.7	-41.8	690	1940/22.5	1903/12.71	2014—2015	-11.0	-23.8	1.03/4.7	1931.02	1917.05	26/22.38	88
	下水 库	-12.2	-32.8	715	1400/18.6	1355/10.73	2015—2016	-13.8	-26.3	2.94/12.9	1937.15	1904.51	40/22.38	93
辽宁 PSH	上水 库			1256	392/44.2	360/14.5	2013—2014	-5.1	-16.9	8.94/40.4	390.75	378.64	25/29.89	65
	下水 库	-12.8	-38.5	2871	66/381.9	62/264.1	2014—2015	-8.3	-22.0	9.61/39.6	392.38	371.35	18/29.89	52
山西 XLC	上水 库	-11.1	-34.5	468.97	1492.5/20.12	1467/12.56	2013—2014	-4.7	-15.6	8.94/40.4	64.34	62.52	65/367	65
	下水 库	-9.1	-30.4	502.99	838/14.66	798/7.18	2014—2015	-8.1	-21.0	9.61/39.6	65.10	61.87	51/367	52
							2013—2014	-6.5	-17.3	2.94/11.7	1489.65	1472.72	1.5/6.54	—
							2014—2015	-5.5	-15.1	5.19/27.2	1489.44	1467.87	0/0	—
							2013—2014	-3.9	-13.8	2.94/11.7	831.65	805.84	1.0/2.20	—
							2014—2015	-2.2	-10.9	5.19/27.2	836.42	806.35	0/0	—

续表 3-1

电站名称	水库	历史气温 (℃)		总库容 (万 m ³)	水库特征水位及面积		冬季监测时段 (年—年)	实测气温 (℃)		最冷月的日均运行次数/时间 (台次) / (小时)	运行水位 (m)		水库最大冰厚/结冰面积 (cm)/(万 m ²)	河道最大冰厚 (cm)
		最冷月平均	极端最低		正常蓄水位/面积 (m) / (万 m ²)	死水位/面积 (m) / (万 m ²)		最冷月平均	最低		最高	最低		
河北 ZHW	上水库	-6.0	-24.0	789.0	810/30.36	779/15.62	2013—2014	-4.1	-15.0	2.50/5.9	807.72	791.30	1.0/2.03	15
	下水库	-2.5	-17.9	8330	488/357	464/150.27	2014—2015	-0.8	-9.3	0.26/0.55	809.30	789.25	0/0	10
北京 SSL	上水库	-5.6	-17.1	445	566/15.81	531/8.54	2013—2014	-4.3	-15.3	—/—	566.90	553	1.5/1.98	30
							2014—2015	-2.5	-13.4	—/—	565	553	1.0/1.98	28
	下水库	-4.1	-19.6	7977	89.5/271	85/180	2013—2014	-1.2	-9.9	—/—	—	—	30/162.67	30
							2014—2015	-0.5	-8.7	—/—	—	—	28/162.67	28

注：运行次数为抽水次数与发电次数之和。

3.9 水情自动测报系统

3.9.2 抽水蓄能电站上下水库大多集水面积较小，洪水预见期较短，因此运行期水情自动测报系统根据电站管理运行的需求进行设计，运行期有建设水情自动测报系统的必要时，遥测站网须与施工期水情测报系统的站网永临结合。

4 动能规划设计

4.1 一般规定

4.1.1~4.1.2 抽水蓄能电站动能规划设计是工程预可行性研究及可行性研究阶段的主要设计内容之一。由于工程建设将影响到地区的能源供求，电源结构及社会经济发展，涉及范围广，政策性强，要有一个正确的指导方针与遵循的工作原则。本条强调了抽水蓄能电站动能规划设计要在地区资源选点规划及电力系统电源建设规划基础上进行，并进一步阐述了动能规划设计的主要内容。

4.1.3 鉴于抽水蓄能电站的站址选择与装机规模常受到水源条件的限制，特别是在一些水资源缺乏地区更为突出。因此，要重视水源的水量平衡分析及相应补水措施的规划与设计工作。

4.1.4 对于在本网消纳的新能源基地，抽水蓄能电站的运行以配合电网运行为主，起到积极消纳新能源容量，平抑风、光电出力不稳定，维护电网安全稳定运行。

4.1.5 本条强调电源选择与电站主要特征值的选择要进行多方案的比较，并要求各方案的比较基础尽可能一致，有关方案的拟定、参数的选取及比较原则可参阅有关规范与规定。

4.1.6 本条强调基础资料的收集要符合有关规范和规定。

4.2 工程任务和建设必要性

4.2.1 对于上水库或下水库涉及综合利用要求的抽水蓄能电站，其综合利用部分工程任务可按照常规水电站相关规程规范要求论证确定。

4.2.2 抽水蓄能电站建设必要性论证是动能规划设计的主要内

容之一，抽水蓄能电站作为二次能源的开发，要根据地区的能源结构与电网需求，进行建设必要性与经济性分析，以选择最优电源配置方案。

4.2.3 电力系统对抽水蓄能电站需求与地区能源条件、电源结构及电网的发展规划密切相关。根据抽水蓄能电站在电网中的主要功能与作用，在拟定电源比较方案时，充分研究各种可能的电源方案，并尽可能发挥已有电源的调峰作用。对于以火电为主的电网，重点研究利用火电机组调峰的经济性；对于一些水电比重较大的电网，重点研究利用水电弃水调峰的可能性与经济性；对于有核电的电力系统，在分析系统对抽水蓄能电站的需求时，除了满足系统调峰要求外，还需考虑核电运行安全要求；当电网接受外区远距离送电时，要研究送电的可靠性问题，并研究采取可行的备用措施。

4.2.4 对于电源方案的优化选择，以电力系统费用最小（包括各类电源的投资与运行费）为准则。目前常规方法是拟定众多不同电源组合方案进行比较，由于计算工作量比较大，使最优方案的求解受到限制。因此采用电力系统电源扩展优化模型进行分析是必要的，在这方面国内也有比较好的模型软件，如 GESP、Help、CGSM 模型等。

4.3 装机容量选择

4.3.1 电力系统对抽水蓄能电站需求规模分析，根据电网未来电源发展规划及各类电站的调峰能力，通过电力系统调峰容量平衡分析确定。抽水蓄能电站的设计水平年，可以根据《水电工程动能设计规范》NB/T 35061 的有关原则确定。对于火电机组调峰能力，除了参照原设计指标外，由于在实际运行中运行条件的改变，如设备安装、燃料种类等原因，往往达不到原设计调峰的幅度，其调峰能力要通过对各类机组运行实际的调查分析，按其经济调峰幅度确定。抽水蓄能电站的调峰能力按其两倍的装机容量

量计算，常规水电站与单循环的燃气轮电站的调峰能力可按其装机容量计算。核电站一般不考虑其出力的变化。

4.3.2 抽水蓄能电站调节性能一般分为日调节、周调节或年调节。通常用连续满发小时数为衡量其调节性能的指标，是指其发电调节库容（包括发电备用库容）在全部装机容量连续发电情况下的利用时间。目前大多数抽水蓄能电站主要是满足系统日调峰发电要求，属于日调节类型，所要求水库库容相对较小。周调节抽水蓄能电站可利用周末休息日负荷低谷时集中抽水，在满足日负荷调节的同时，可进行周负荷调节，因此所需库容一般较大。由于年调节需要的库容更大，常受到地形条件的限制，因此大容量季调节的抽水蓄能电站尚不多见。对于日调节抽水蓄能电站的调节库容一般满足装机连续满发小时数 5h 左右；对于周调节的抽水蓄能电站其装机连续满发小时数要在 12h 左右。根据电站工程条件与库容特性，在可能的条件下，预留尽可能大一些的调节库容，对提高电站的容量价值与运行灵活性是有利的。

4.3.3~4.3.5 阐述了抽水蓄能电站装机容量选择主要工作内容与原则，根据系统需求，抽水蓄能电站装机规模比较方案拟定一般不少于 3 个方案。当系统中水电比较多时，要采用丰、平、枯三个实际代表年进行电力电量平衡，当抽水蓄能电站供电范围涉及两个以上地区电力系统或与邻网有电力交换时，需进行分区的电力电量平衡；当电站装机规模比较大，超过系统设计负荷水平年的需求时，需研究分期开发或预留机组的经济合理性。抽水蓄能电站的装机容量是动能参数选择的核心，对于中小型工程，当上、下水库库容较小，且无其他综合利用要求时，其他特征参数，如正常蓄水位、死水位、调节库容等，可以与装机容量一并确定。

4.3.6 将原常规水电站（或水库）规划为混合式抽水蓄能电站时，常规水电站要具有相对较高的水头，水库需具有日调节以上的调节库容，并具备新建（或扩建）厂房的位置及建设下水库的

自然条件。目前我国已建混合式抽水蓄能电站有 PJK、XHD 等，都是在原常规水电站的基础上进行改建或扩建的，其中抽水蓄能电站部分的建设，由于利用了原常规水电站的部分水工建筑物与设备，节省了大量投资，一般来讲都具有较好的投资效果，这也是解决电网调峰电源缺乏的一个有效途径。

混合式抽水蓄能电站中，常规水电机组装机容量与抽水蓄能机组装机容量选择需尽可能相协调。对于以发电为主的常规水电站当改建为混合式抽水蓄能电站时，抽水蓄能机组装机容量要在常规水电机组装机容量选择的基础上进行，使电站在系统中的容量作用得以提高。

对于以供水为主的综合利用水库，改造为抽水蓄能电站时，常规水电机组容量不需再按“以水定电”的运行方式确定，可根据系统要求，按调峰发电运行进行设计；下水库的调节库容除了需满足抽水蓄能机组发电调节外，还需满足下游用水的反调节要求。为解决水库发电与供水之间水量不平衡问题，抽水蓄能机组的装机容量一般大于常规水电机组的装机容量，以提高电站运行的灵活性。

由于混合式抽水蓄能电站的设计实践还比较少，其设计原则与规定亦需不断总结与完善。

4.4 特征水位选择

4.4.1 抽水蓄能电站上、下水库的正常水位与死水位的确定是特征水位选择的主要内容，根据电站的装机容量选择，研究电站在电力系统中的不同运行方式，确定上、下水库的不同库容要求。拟定水位方案，根据上、下水库的地形、地质条件，充分合理利用地形高差，以提高电站的水头指标与建设经济性，并注意控制水头变幅在合理范围之内。对于可逆式机组，当水头变幅过大时，将造成机组运行不稳定，使运行效率急剧降低。单级可逆混流式水泵水轮机的水泵工况最大扬程和水轮机工况最小水头比

值，参见条文说明表 7-1 和表 7-2 的资料。一般水头高的电站水头变幅小，水头小的电站水头变幅相应要大些。

抽水蓄能电站上、下水库的调节库容包括发电调节库容与备用库容，调节库容的大小与电站在电力系统中的作用及水库的调节性能有关。调节库容一般根据电站装机容量拟定连续满发时间来确定。发电调节库容具体需根据系统典型负荷图上电力电量平衡及抽水发电两种工况下的水量平衡确定。

抽水蓄能电站承担备用容量需配置相应的备用库容作保证，有条件时尽可能预留大一些的备用库容对提高电站运行灵活性与可靠性是有益的。对于大型骨干电站，按不小于系统最大容量机组发电 1h 的电量预留相应的事故备用库容；对于中小型抽水蓄能电站，根据其库容条件，经比较论证后确定。对于有担负系统调频任务的抽水蓄能电站，要求电站具有更大的调节库容，一般日调节抽水蓄能电站由于受库容条件的限制，常改变设计条件下的调峰发电运行方式，而以系统调频为主，即以负荷备用及事故备用方式参与系统运行，原调峰发电库容将改变为负荷调整备用库容。

在其他备用库容中，水损备用库容可根据枯水期来水情况及水库蒸发、渗漏损失通过水量平衡分析确定；在寒冷地区考虑到结冰的影响会侵占部分调节库容，根据可能冰厚与水库面积设置一定的冰冻备用库容，以保证电站的正常发电运行；对于有的抽水蓄能电站建设，当其他部门有相应供水要求时，还需根据需求，在上水库或下水库调节库容中设置相应的综合利用库容。

4.4.2 对于利用现有已建水库作为抽水蓄能电站上水库或下水库时，根据一些综合利用水库的运行实践，本条强调了要设置专用发电调节库容，以保证抽水蓄能电站的正常发电运行。同时，根据抽水蓄能电站的设计要求，对原水库设计参数进行复核。

4.4.3 对于利用天然湖泊作为抽水蓄能电站的上、下水库情况，除了 YZYH 抽水蓄能电站外，尚缺乏其他工程实践。利用天然湖泊作为抽水蓄能电站的上、下水库时，一般湖泊水位变化，对抽水蓄能电站运行有着直接影响，需重点研究水位的变化规律，合理拟定抽水蓄能电站的正常运用水位，并认真研究由于湖泊水位变化所引起的环境问题。

4.4.4 抽水蓄能电站上、下水库的防洪特征水位的确定，需研究电站发电流量与入库设计洪峰流量的叠加影响。特别当抽水蓄能电站的下水库集水面积及库容都比较小时，而电站的发电流量相对比较大时，为防止在电站运行时出现“人造”洪水及对下游造成的不利影响，水库的防洪库容需留有余地，并对水库泄流建筑物的设计与调度运用提出相应措施。

4.5 额定水头选择

抽水蓄能电站额定水头的确定与常规水电站基本相同。根据已建抽水蓄能电站设计资料分析，有的以最小水头为额定水头，有的根据系统特定要求以机组某一连续满发小时数的相应发电水头作为额定水头，有的额定水头选择的偏高，有的偏低，各电站的情况有所不同，对于水头变幅大的电站往往会出现机组运行不稳定与抽水、发电不同工况容量不平衡现象。

对可逆式机组，水轮机工况下的额定水头选择要根据电站的水头特性，以加权（电量）平均水头为基础，从保证机组运行稳定出发，拟定不同方案，分析计算电站预想出力降低对电力系统电力与电量平衡的影响，分析机组参数的变化对电站投资的影响，通过技术经济比较后确定。根据以往的工程经验，对若干电站机组额定水头 H_r 与电站水头特征系数 K 之间关系进行统计分析，供工程设计参考，如图 4-1 所示。电站水头特征系数：由图 4-1 可见，国内已建抽水蓄能电站大多 $K=0.2\sim 0.5$ ，说明其额定水头大都在其平均水头以下；国外已建抽水蓄

能电站的 K 值大多在 0.5 以上, 说明国外抽水蓄能电站额定水头选择一般都较高, 特别是日本的一些电站比较明显。

$$K = \frac{H_r - H_{\min}}{H_{\max} - H_{\min}} \quad (4-1)$$

式中: H_r ——相组额定水头;

$H_{\max}$ ——电站最大水头;

$H_{\min}$ ——电站最小水头。

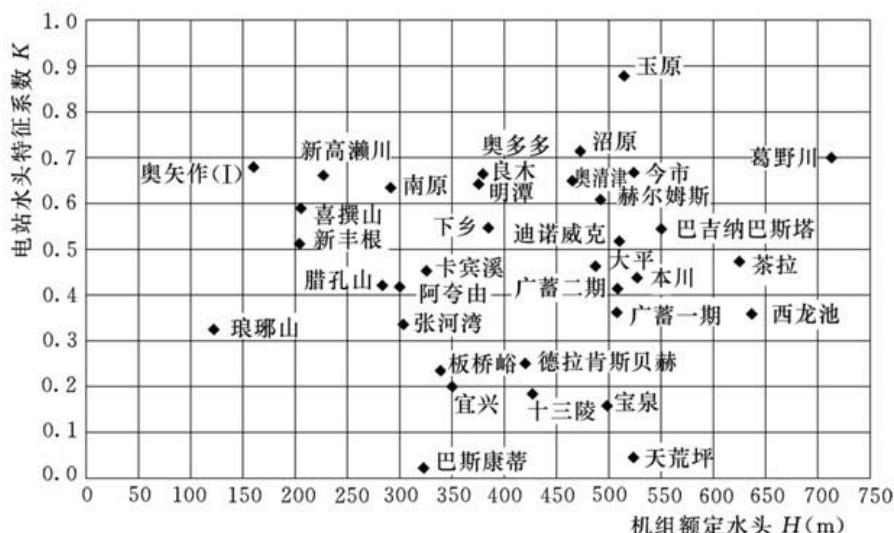


图 4-1 机组额定水头与电站水头特征系数

4.6 输水系统管径比较

4.6.1~4.6.2 输水系统在压力管道进入机组前有一段压力岔管, 因压力岔管比较短, 一般可根据机组的发电流量来确定, 不进行方案比较。输水系统管径比较主要是引水隧洞、高压管道、尾水隧洞三部分, 一般作为一个整体通过拟定不同尺寸组合方案进行经济比较, 有时也可对三部分尺寸分别进行比较, 但需考虑三部分尺寸的相互匹配。

4.7 泥沙分析

对存在工程泥沙问题的抽水蓄能电站，泥沙研究的重点是减少过机含沙量，防止机组磨损和调节库容的淤积问题。除了加强对泥沙基本资料的收集与分析外，对水沙条件复杂的工程宜通过物理模型试验或水库泥沙数学模型分析计算，确定电站进、出水口泥沙淤积高程及断面泥沙含量。对含沙水流，需研究相应的对策措施，包括工程措施，如修建拦沙坝、沉沙地、排沙洞等，在运行管理上研究制定合理的水库排沙调度运行方案，以及加强水土保持减少水土流失的长期治理措施等。

4.8 水源分析及初期蓄水计划

4.8.1~4.8.2 抽水蓄能电站的抽水水源是影响电站建设的重要因素，特别是在一些水资源缺乏地区，问题更为突出，予以重视。抽水蓄能电站要进行运行期、初期蓄水期的水量平衡分析，当来水不足时，为保证电站的正常运行，需研究可能的补水措施。水量平衡分析中，关于补水量的设计保证率，在正常运行期一般不低于95%；在初期蓄水期，选取保证率为75%的枯水年（或连续枯水年份）与50%的平水年份分别进行调节计算，前者将反映初期蓄水时间可能遭遇到较为不利的水文条件，作为估算较长初期充蓄时间的依据，后者系遭遇到的平均水文条件下，作为估算平均初期充蓄时间的依据；当初期蓄水时间长时，需研究提前蓄水的可能性，并对水源水库的施工工期提出相应要求。

根据水量平衡分析，如出现水量不能满足初期蓄水要求时，需研究补水措施，如从其他水库或相邻流域引水，条文中强调了补水方案的设计要做到与主体工程设计深度相一致。

4.9 运行方式与能量指标

4.9.1 抽水蓄能电站在电力系统中的主要运行方式是调峰填谷、

调频调相与事故备用。当电站的调节库容比较大时，可以承担一定的系统调频任务。

4.9.2 对于地处寒冷地区的抽水蓄能电站，水库冰冻及水位的急剧变化对水库的安全影响比较大，特别是对于经过全面防渗处理的水库，将直接威胁到电站的安全运行。本条强调了要分析研究气温、电站运行方式与冰冻的变化规律，尽可能防止出现冰冻现象，以减少对水工建筑物的影响。根据 SSL 抽水蓄能电站冬季运行实践，只要保证每天有一定数量的机组正常运行，避免长时间停机，利用水流流速（进/出水口中心点流速 $0.8\text{m/s} \sim 1.2\text{m/s}$ ）、水位的升降变化（水位变化速率 $1.23\text{m/h} \sim 6\text{m/h}$ ）引起水流紊动，就可以阻止水库冰盖的形成。目前这方面的运行经验还不多，需注意积累资料，进一步研究与总结。

4.9.4 抽水蓄能电站的设计年电量指标（包括年发电量、年抽水用电量）需根据电站的调节库容按照调峰、填谷运行方式，通过在典型负荷上的电力电量平衡确定，这个电量指标一般是指抽水蓄能电站的设计“可发电量”。由于抽水蓄能电站所在电力系统的规模、电源构成、电网与电站的经济核算关系的不同，抽水蓄能电站的运行与实际调度电量也不尽相同，有时会相差较大。根据目前我国几个已建大容量抽水蓄能电站运行资料分析，由于大多承担系统的负荷与事故备用任务，实际发电量大都低于原设计电量指标。因此，在设计阶段，建议仍按设计电量指标进行经济评价。必要时，通过电力系统各类电源优化进行分析，进一步复核抽水蓄能电站的发电量指标。

4.9.5 抽水蓄能电站是一种特殊的电站，其运行除具备常规水电站的运行特性外，还可进行抽水填谷，作为电网的电力用户投入电网运行，由于蓄能机组在发电工况和抽水工况是两种截然不同的运行方式，由此决定了蓄能机组在制造方面也有别于常规水电机组。特别是水泵水轮机的制造，其既要满足水轮机运行工况，还要满足水泵工况的运行方式，由于两种运行方式的不同，

致使水泵水轮机的制造不能同时满足两种运行工况均处于最高运行效率区。一般情况是以水泵工况参数决定水泵水轮机的制造型式。另外，蓄能机组的运行也不同于常规水电机组，其主要作用就是用于电网调峰，其在电网中所发挥的作用主要是容量效益，电量效益是次要的。蓄能电站作为电网的调峰电源，其运行方式取决于电网的用电负荷特性，实际运行与设计相差较大，鉴于此，为使机组的设计与实际运行情况相近，需对机组各种可能的运行情况进行研究，确定机组比较合理的高效率运行区域，为机组制造提供依据。

抽水蓄能电站加权效率因子的计算，就是根据抽水蓄能电站各月不同运行情况在电网中的发电和抽水过程，据此分析抽水蓄能电站水轮机发电水头和水泵抽水扬程相应的变化，从而得出电站不同发电出力和抽水入力对应的不同发电水头和抽水扬程所发生的概率，进而计算出电站水轮机工况和水泵工况不同出力（或入力）、不同水头（或扬程）所对应的权重，为水泵水轮机的设计提供依据。如某抽水蓄能电站发电和抽水工况下加权效率因子统计结果见表4-1和表4-2。

表4-1 某抽水蓄能电站发电工况机组加权效率因子成果表

出力	水头 (m)							合计
	638~ 642.5	642.5~ 651	651~ 660	660~ 670	670~ 680	680~ 689.5	689.5~ 694	
100% N_r	0.000%	0.000%	9.301%	8.035%	9.651%	1.354%	0.000%	28.341%
90% N_r	0.000%	0.699%	5.884%	3.341%	2.959%	0.917%	0.000%	13.799%
80% N_r	1.070%	1.659%	4.880%	6.616%	8.024%	0.218%	0.000%	22.467%
70% N_r	1.070%	0.197%	1.419%	5.655%	1.638%	1.616%	0.022%	11.616%
60% N_r	0.000%	0.000%	0.328%	3.384%	4.672%	3.100%	0.022%	11.507%
50% N_r	0.349%	0.000%	0.655%	1.790%	3.886%	5.546%	0.044%	12.271%
合计	2.489%	2.555%	22.467%	28.821%	30.830%	12.751%	0.087%	100.000%

注： N_r 指机组额定出力。

表 4-2 某抽水蓄能电站抽水工况机组加权效率因子成果表

扬程 (m)	661~ 666.5	666.5~ 675	675~ 685	685~ 695	695~ 706	706~ 712	合计
权重 (%)	0.0895	3.1325	32.2494	57.4135	7.0555	0.0597	100.0000

5 工程地质勘察

5.1 一般规定

5.1.1 本条规定抽水蓄能电站各阶段工程地质勘察内容和深度要符合《水力发电工程地质勘察规范》GB 50287 水电工程勘察设计划分的五个阶段要求。

选点规划阶段首先进行站址普查，初选站址，对初选站址开展选点规划勘察，了解各规划站址的工程地质条件，推荐近期开发站址，天然建筑材料勘察要达到普查精度。

预可行性研究阶段初步查明站址工程地质条件，评价工程场地的构造稳定性和地震安全性，对各库（坝）址及相应的输水发电系统工程地质条件作出初步评价，推荐地质条件较优的库（坝）址方案，天然建筑材料勘察要达到初查精度。

可行性研究阶段勘察查明水库及建筑物的工程地质条件，为选定库（坝）址、坝型、坝线、输水线路和厂房位置及其轴线方向提供地质依据，论证水库渗漏及防渗型式，评价各建筑物及边坡工程地质条件，天然建筑材料勘察要达到详查精度。

招标设计阶段勘察主要是复核前阶段勘察结论，对可行性研究阶段遗留问题进行专门性工程地质勘察，对临时建筑物、辅助建筑物进行勘察。

施工详图设计阶段勘察主要是结合施工开挖，检验前期勘察的地质资料和结论，并根据地质条件变化程度视需要补充专门性工程地质勘察，提供设计优化所需的工程地质资料。

5.1.2 本条针对抽水蓄能电站特点列出了要重点研究的工程地质问题。

区域构造稳定性是抽水蓄能电站与常规水电站均要重点研究

的问题。

选点规划阶段首先是在站址普查的基础上初选站址，工程地质部分提出初选站址地质评价意见；对初选站址开展选点规划勘察，了解各规划站址的工程地质条件，对推荐近期开发站址提出地质评价意见。抽水蓄能电站有上水库和下水库两个水库，库（坝）址工程地质条件比较与选择是抽水蓄能电站所独有的，且为了工程的安全性及经济性，必须进行研究。

抽水蓄能电站上水库位于工程区高位处，库周一般发育低邻谷，水库渗漏问题需要重点研究，且要研究库外边坡的稳定问题。

抽水蓄能电站输水发电系统布置于上、下水库之间的山体内部，线路布置选择余地较大，要研究各布置方案工程地质条件，选择地形相对完整的山梁布置，尽量避免穿越深切沟谷、大型岩溶汇水洼地等负地形，同时要有合理的距高比，距高比一般不宜大于10，最好能小于5。要选择工程地质及水文地质条件相对较优的线路，宜避开规模较大的断层破碎带、膨胀岩、软弱岩带、岩溶洞穴发育带、地下水富集区等。上、下水库进/出水口要选择在地形完整，自然边坡和工程边坡整体稳定的地段。抽水蓄能电站输水系统压力管道最大内水压力一般大于200m，为了工程的安全性及经济性要研究围岩在高水头压力作用下的渗透性、渗透稳定性、抗劈裂性能，为高压管道衬砌型式选择提出地质建议。

依据抽水蓄能电站地下厂房洞室群在输水系统中的位置有首部、中部和尾部三种布置方式，根据上、下水库及上、下水库之间山体工程地质条件，研究确定合适的地下厂房位置。

抽水蓄能电站一般因库容的要求需进行库盆开挖，为减少弃渣、减小环境影响，尽量做到挖填平衡，因此要研究库盆开挖料作为天然建筑材料的可行性。

有害气体与放射性测试工作主要在输水发电系统的勘探平洞

或钻孔内进行，视危害程度也可扩大至上、下水库的勘探平洞或钻孔内测试。

5.2 区域地质与地震

5.2.2 抽水蓄能电站为获得高水头且有较为合理的距高比，其位置多位于地形高差大、地质构造相对复杂的区域。上水库常位于孤立的山峰顶部，库周外侧岸坡多为陡峻的临空面，以及上水库地质条件复杂，并且库岸内外边坡、坝基存在稳定问题。本条内容是依据上述工程地质特性拟定的。

5.3 上、下水库工程地质勘察

5.3.1 本条规定了抽水蓄能电站上、下水库（坝）工程地质勘察内容。抽水蓄能电站一般对防渗要求较高，上水库因地势较高，往往有深切邻谷发育，水库易产生渗漏问题。上、下水库水位升降频繁、涨落速度快，且水位变幅较大，水位变幅区的边坡稳定需重点关注。对于滑坡、崩塌、泥石流等地质灾害要以避让为主。当采取全库防渗时，要注意防渗体地基的不均匀变形问题。

在北方的河流上修建下水库，泥沙问题往往比较严重，加之水泵水轮机对库水水质要求较高，一般需设置拦沙坝、泄洪排沙洞等建筑物，要分别对各建筑物的工程地质条件进行勘察。

上水库大坝多选择当地材料坝，坝基多利用强风化岩体，要注意地基变形及渗透问题；上水库大坝经常修建在斜坡地基上，当坝基存在软弱结构面时，可能存在坝基抗滑稳定问题，需作专门勘察。

5.3.2 本条对上、下水库工程地质勘察工作内容和深度提出了要求：

1 水库需要进行大比例尺综合性工程地质测绘，为保证测绘精度，需要有足够数量的有效钻探、坑槽探等。工程地质测绘

需重点关注与水库渗漏、岸坡稳定有关的岩溶、水文地质结构、断层带、裂隙密集带和倾向库内外的各类结构面。

2 水库渗漏问题是抽水蓄能电站主要工程地质问题之一。本条文强调了水库渗漏要重点勘探的部位，勘察方法宜以钻探为主并进行钻孔压水试验，辅以洞探、物探。勘探剖面的布置，除要考虑水文地质条件外，还需考虑防渗处理方案，钻孔应进行地下水位长期观测。为确定防渗帷幕的深度和估算渗漏量，钻孔深度除要考虑防渗处理方案外，还需注意地下水位变幅的影响。

3 水库库岸边坡分库内和库外边坡，包括自然边坡和工程边坡。上水库水位升降频繁、水位变幅较大，受动水压力作用，边坡特别是土质边坡稳定性评价时需考虑水下休止角、水下稳定坡角。当基岩边坡发育有缓倾角软弱结构面时易造成边坡整体失稳，要进行专门的工程地质勘察。另外，上水库库外岸坡较陡时，受风化、卸荷及地质构造的影响，往往发育有潜在的崩塌、错落等不同型式的危岩体，要进行专门的地质调查。

4 斜坡坝基一般是指沟底纵坡坡度大于 15° ，且易沿坝体与坝基之间发生抗滑稳定破坏的坝基。对于斜坡坝基，要在坝基最大坡降方向或者是坝基可能的滑动变形的方向上布置勘探剖面。

5 条文重点强调了防渗帷幕线钻孔深度要求，主要是为能具体确定防渗体的范围提供可靠的地质依据。

6 水文地质试验是研究渗漏的重要手段，因此，库坝区防渗部位勘探钻孔均要进行压水试验和其他必要的水文地质试验，以取得不同岩土体、断层带等渗透特性参数。

7 软弱夹层天然状态和饱和状态的抗剪强度是不同的，对计算分析坝基和库内外边坡抗滑稳定性是必要的。

8 地下水位长期观测数据是确定是否存在水库渗漏以及水库防渗范围的主要依据之一。地下水位的观测要在前期勘察至竣工后一定时间段内不间断进行，便于及时发现可能的渗漏问题。地下水位长期观测点的布置宜考虑按不同水文地质单元有重点、

有针对性地开展，随勘察阶段的深入而逐渐加密形成长期观测网，并尽可能地利用孔、洞、井及泉水出露点。

9 抽水蓄能电站水库库容一般都较小，如果库区沟谷岸坡陡，崩坡积物及滑体数量多，在暴雨条件下形成泥石流，固体物质进入水库不仅会减小库容，更可能会使其失去应有的效用。

10 在河流上修建的下水库，尤其是在华北和西北地区，往往泥沙问题比较严重，多设置拦沙坝，要查明拦沙坝区和泄洪排沙洞的工程地质条件，同时，需针对拦沙坝上游形成的季节性水库开展相应的勘察工作。

5.3.3 本条是有关上、下水库地质条件评价的要求。

上水库渗漏对库岸边坡及厂房涌水量的影响问题。库岸发育倾向库内外的连续软弱结构面往往是水库渗漏的通道，而且会使结构面的抗剪强度降低，影响岸坡稳定。另外，当地下厂房距上水库较近时，库水外渗可能增加厂房的涌水量，因此，地下厂房为首部开发方案时需研究这一问题。

上水库防渗型式。当库区地下水位低于库底高程或绝大部分库周分水岭地下水位低于正常蓄水位时，要进行全库防渗；局部垭口部位地下水位低于正常蓄水位时，宜进行局部防渗；当库周部分分水岭地下水位低于正常蓄水位时，防渗型式要结合水库渗漏量、渗漏对库岸边坡稳定、地下厂房涌水量等影响综合确定。局部防渗时，防渗帷幕深度要以地下水位、相对不透水层埋深为主确定，并结合渗漏量、补水条件、库岸稳定等因素综合考虑，多数工程上水库日渗漏量控制在总库容的万分之五以下。

抽水蓄能电站的水库，尤其是上水库，位于工程区高程最高部位，库周外围常有低临谷切割，库外侧一般存在高自然边坡，因此，抽水蓄能电站不仅要研究库内自然边坡的稳定问题，还要研究库外自然边坡的稳定问题。另外，抽水蓄能电站水库水位变幅大，且变化频繁，水位变幅带边坡稳定问题要重点研究。水位变幅带库岸边坡受动水压力作用较其他部位边坡更易产生变形破

坏，特别是土质边坡。

上水库采用全库面板防渗时，库盆内存在的软弱岩带、断层破碎带、风化带、岩溶洞穴等，可能使防渗体地基产生不均匀变形，导致防渗体破坏。

固体径流物源主要有库岸及沟谷谷底覆盖层、全强风化层、滑坡、崩塌、泥石流等固体物质。抽水蓄能电站水库，尤其是上水库，库容不大，若大量固体物质入库，将影响电站效益甚至水库的功能，因此需要通过对库区固体径流物源的勘察，预估固体径流的物源总量及可能入库最大方量，评价固体径流对工程的影响，提出综合治理措施的建议，并评价防治工程建筑物的工程地质条件。

对于斜坡坝基，坝基向库外倾斜坡度较大，首先要分析评价坝基天然状态下的整体稳定性。再分析评价坝基岩体表部与坝体材料之间抗滑稳定性、坝基岩体浅部抗滑稳定型、坝基岩体深部抗滑稳定性。坝基抗滑稳定分析评价的前提是坝基勘察研究基础地质资料，因此在勘察过程中，要根据斜坡坝基地形地质条件布置合理的勘探试验工作。

5.3.4 利用已建水库作为抽水蓄能电站的下水库时，常因其设计标准低或多年失修而存在某些工程地质问题，需充分研究已有资料，必要时进行有针对性的工程地质勘察工作，并对水库工程地质条件及存在的工程地质问题、大坝等建筑物的工程地质条件及存在的工程地质问题进行分析评价。

5.3.5 在北方干旱地区修建下水库，一般存在水库补水问题，要根据设计要求进行补水工程勘察。当以泉水或其他库水作为补水水源时，除要对水源的可靠性及取水建筑物地基进行评价外，还需查明补水线路的工程地质条件。

5.4 输水系统工程地质勘察

5.4.1 大型抽水蓄能电站水头多大于 200m，输水系统隧洞埋

藏较深,长度较长,距高比多在 10 以内,从上到下洞室各段埋藏深度、水头、洞径均不同。线路常穿越不同的地貌单元,各段洞室工程地质条件差异较大。输水系统工程地质勘察内容,是根据上述工程特性、基本地质条件及满足设计要求而确定的。

5.4.2 本条是对输水系统工程地质勘察工作的具体规定。

1 预可行性研究阶段输水系统沿线工程地质测绘比例尺可采用 1:5 000,进/出水口工程地质测绘比例尺可采用 1:2 000;可行性研究阶段输水系统沿线工程地质测绘比例尺可采用 1:2 000,进/出水口工程地质测绘比例尺可采用 1:500。由于输水系统一般线路长,沿线地形高差大,地形复杂,基岩露头少,地质测绘精度会受到限制,因此,当沿线沟谷纵横并切割较深或有断裂发育时,需进行实测地形地质剖面,以便较准确地测定水道垂向和侧向岩体厚度、断层分布、规模及产状等,以满足方案比较和工程地质评价的需要。

2 设计水头数百米的高压管道,需要查明管道围岩的完整性、强度、变形特征、地应力、渗透性、抗水力劈裂特性、地下水位等地质特征,这需要在地面地质测绘的基础上根据水道沿线地形、地质条件,在进/出水口、调压井、高压管道特别是高压岔管段等部位布置钻孔、平洞等勘探工作,并结合进行各项岩体试验和测试。对于输水系统跨越铁路、公路及其他建筑物的情况,要进行专门性勘察工作。

4 高压管道,当隧洞围岩结构类型为块状或厚层状,Ⅰ、Ⅱ类围岩所占比例超过 80%时,可考虑采用钢筋混凝土衬砌。由基本地质条件定性判断具备钢筋混凝土衬砌条件时,需要获取岩体相应的工程地质特性参数进一步量化论证,其中围岩在高水头压力作用下的渗透特性、抗水力劈裂临界压力及地应力是关键的数据。以上参数测试段要选择建筑物部位及其附近一定范围内。在高压管道不同建筑物部位、沿线不同地质单元及地貌单元均要进行测试。

高压压水试验可采用单孔或群孔布置，加压方式及压力稳定时间根据试验目的、工程自身特点等确定。

5.4.3 输水系统长度较长，常穿越几个工程地质单元，沿线地形高差较大，高压管道内水压力大，输水系统各建筑物布置型式不同，因此，要根据地形、地质条件与输水系统各建筑物的工程特性分别进行评价。

对于拟采用钢筋混凝土衬砌的高压管道，围岩必须同时满足以下三个条件：①上覆及侧向岩体厚度要满足内水压力上抬理论要求；②围岩抗水力劈裂准则，即高压管道及岔管围岩初始最小主应力大于该处管道最大内水压力的 1.2~1.5 倍；③围岩渗透性及渗透稳定性准则，即在建筑物设计内水压力作用下，围岩透水性 $q \leq 1\text{Lu}$ ，围岩工作水力梯度要小于渗透破坏水力梯度允许值，保证围岩结构面的渗透稳定性。对于局部Ⅲ类围岩要进行高压固结灌浆处理，对于断层破碎带等Ⅳ~Ⅴ类围岩，需作开挖置换及高压固结灌浆处理。

上水库进/出水口和上平段，所处位置相对较高，多在山顶，其上覆岩体较薄，围岩受风化卸荷影响较大，洞室围岩类别较低，透水性强，如管道内水外渗严重会影响围岩稳定甚至山体稳定，要合理选择围岩地质参数。

输水系统尾水隧洞内水压力相对较低，但由于水轮机吸出高度要求，水头一般都在 40m 以上，有的可达 70m 以上，若采用尾部厂房布置型式，尾水隧洞较短，围岩透水性强或长大结构面与厂房连通，内水外渗可能会影响厂房及主变室围岩稳定性。

5.5 地下厂房系统工程地质勘察

5.5.1 抽水蓄能电站地下厂房系统的地下厂房与主变室埋藏深、跨度大、边墙高，辅助洞室纵横交错，与主要洞室交叉口多，地面进出口多。工程地质勘察研究的主要问题有：厂房区的山体稳定及各洞室进出口边坡的稳定；地下厂房的顶拱、边墙及端墙稳

定；主厂房与主变室等大洞室之间岩体稳定；厂房与各洞室交叉口范围的岩体稳定；各主要洞室围岩变形特点，可能塌方的部位及形式；预测施工和运行期的涌水量及适合厂区水文地质特性的截排水措施。勘察工作内容和要求是根据上述工程特性和研究的问题拟定的。

5.5.2 本条是对地下厂房系统勘察工作的具体规定。

1 深埋式地下厂房工程地质测绘主要是为查明洞室群区域的地层岩性、规模较大的断层和裂隙密集带的分布和发育规律等。测绘精度一般为 1:2 000 或 1:1 000。厂房区测绘范围除厂房、主变压器室、事故闸门室及尾调室等主要洞室外，还有交通洞及通风洞等。当通向厂房的洞室布置很分散且洞口距厂房较远时，也可单独测绘成图并可根据地形、地质条件及洞室工程特性确定测绘精度。

由于水轮机吸出高度的要求，抽水蓄能电站厂房埋藏在下水库死水位数十米以下。因此，厂区工程地质测绘范围，不仅是限于建筑物平面布置，还需考虑地下厂房埋藏深度与地层、断裂产状的关系。

2 地下厂房具体位置及其轴线方位的选择主要依据地下厂房勘探平洞揭露的地质资料进行。地下厂房洞室群占据的地下空间大，要查明地下洞室群的工程地质条件，还需在主勘探平洞内开挖必要的支探洞，并在洞内布置钻探及物探工作，为地下厂房位置及其轴线方位选择提供地质资料。当在主勘探平洞及已有支勘探平洞揭露的断层不能相互验证，且该断层影响地下厂房系统洞室群的布置及洞室围岩稳定性情况下，要考虑布置构造追索支探洞。

3 地下厂房主探洞是多用途的勘探洞，洞口位置、长度、方向及高程的选择是很重要的。选择洞口位置时，即要重视洞口稳定，又要注意山体稳定；探洞长度，需要兼顾岔管的位置；探洞方向要有利于揭露厂区更多的岩层和断裂带；探洞高程要便于

查明厂房顶拱围岩的状况，并有利于开展其他勘探工作，以不影响未来厂房的稳定并可长期使用为原则，尽可能减少无效长度。洞口位于下水库大坝上游时，进口底板高程宜高于正常运用水位，最好高于坝顶高程。

4 由于地下厂房勘探平洞底板高程一般高于厂房顶拱，为进一步查明厂房实际位置地层岩性、地质构造、岩体完整程度、不良地质体发育情况等，要在厂房轴线方向勘探平洞内布置钻孔。

5 地下厂房勘探平洞一般开挖周期较长，围岩一般会有不同程度的卸荷松弛，尤其是层状岩层更为明显，现场试验时如不能完全清除表层卸荷松弛部分，试验值偏低不具有代表性，因此试验宜在专门开挖的平洞内及时进行。平洞洞壁要进行岩体弹性波测试，钻孔内宜开展孔内电视及孔间物探 CT 测试。

另外，洞室围岩若为产状平缓的层状岩体或缓倾角结构面较发育，顶拱围岩的稳定性有时与垂直于层面或缓倾角结构面的抗拉强度有关，因此要测试垂直于层面或缓倾角结构面的抗拉强度。

6 地应力测试以水压致裂法为主，并可结合进行高压压水试验，测试岩体在高水头作用下的渗透性及抗劈裂能力。水压致裂法测试的地应力为平面地应力，要获取三维地应力值还需其他方法，同时为了不同试验方法之间的相互验证，地应力测试方法宜选用两种或两种以上。

5.5.3 本条是对地下厂房系统工程地质评价的具体要求。

1 依据地下厂房洞室群的地质条件和主要洞室规模及布置找出主要工程地质问题，进行重点论述评价。

2 地下厂房位置选择过程中还要兼顾到主变室、尾调室、尾闸室等洞室的布置，主要洞室力求避开主要断裂带，顶拱要尽量避开缓倾角结构面或将顶拱置于缓倾角结构面相对不发育的岩体内。厂房位置大致确定后，选择好的轴线方位更有利于洞室围

岩的稳定，因此，要根据地质条件和水工布置进行多方位的比较。厂房轴线方位要尽可能与主要结构面有较大的交角，与最大主应力方向有较小的夹角。

3 地下厂房洞室群各洞室围岩分类要进行初步分类和详细分类。初步分类应根据岩质类型和岩体结构类型或岩体完整程度等因素进行；详细分类是在初步分类的基础上，进行的水电工程围岩分类。地下厂房等大型地下洞室围岩详细分类除采用水电工程围岩分类方法外，尚可采用其他有关围岩分类的方法进行综合评定和对比。地下厂房与主变室需对顶拱、边墙、端墙及底板分别进行围岩分类。

4 依据地下厂房洞室群的地质条件，对地下厂房与主变室等大型洞室的顶拱、边墙、端墙及底板分别进行工程地质评价；对地下厂房和主变室与其他洞室的交岔部位、厂房与主变压器室之间的岩体的稳定性评价也要重视。

7 地下厂房涌水量的预测，由于边界条件和参数选择的问题，尚需依据探洞和工程洞室施工时的涌水量及时予以修正。另外，还需注意的是，厂房周围的大小洞室多而又相互连通，如水不是分别排出都会集中到高程最低的厂房，估算厂房涌水量时，要考虑各洞室排到厂房的水量。依据地下厂房系统水文地质条件，对地下厂房区截排水措施提出地质建议。

5.7 库内天然建筑材料工程地质勘察

5.7.1 抽水蓄能电站天然建筑材料选择要充分利用水库开挖料和洞内开挖料，尽量做到挖填平衡。如库内开挖料储量、质量不满足工程需要时，需考虑库外天然建筑材料料源。

因上水库多位于山顶，岩体卸荷风化较强，局部开挖料受上库建基面高程限制多在强风化带内，常有一定数量的劣质料，因此，库内天然建筑材料勘察在勘察方法、储量计算及质量评价等方面常需重点研究。

5.7.2 本条是对库内天然建筑材料勘察工作的具体要求。

1 库内天然建筑材料主要是取自库内，所以其勘察工作可以同库坝区地质测绘、勘探及试验相结合。

2~3 库内开挖料或洞挖料不同于一般料场的天然建筑材料，尤其是人工库盆的开挖料，其岩性可能是多种的，风化程度有差异。因此，库内天然建筑材料的试验，除分别做各种岩性和风化程度原岩的物理力学性质试验外，还需与设计配合进行各种级配、不同风化程度岩体的混合料的物理力学性质试验，堆石料与垫层、堆石与大坝地基抗剪强度等的现场试验。

5.7.3 库内天然建筑材料的物理力学性质指标一般不能全部满足现行规范要求，如岩石强度和软化系数低、细颗粒的含量偏高及形状不良等。为减少弃料，在坝的设计上采取适当措施，再根据各种石料的试验指标，将其分别填筑于坝体的不同部位，以提高库内天然建筑材料的利用率。

WD抽水蓄能电站为研究全、强风化料的可用性，除进行了堆石料常规的比重、固结、直剪、三轴压缩及渗透试验外，针对全、强风化料的特点还进行了耐崩解性、压缩以及采用固结试验原理，进行湿化变形等试验。相对于弱风化料，全、强风化料最大干密度较小，经充分振动压实后可以达到较大的干密度；和弱风化料相比，全、强风化料抗剪指标差别不明显；强风化料天然状态下的压缩模量尚可。本着充分利用坝址附近各种材料及因材料设计堆石坝的原则，将全、强风化料填置于坝体下游浸润线以上的区域，达到挖填平衡和减少弃渣的目的。

6 工程总布置及水工建筑物设计

6.1 一般规定

6.1.1 本条强调了抽水蓄能电站工程总布置研究要将上、下两个水库一并考虑，并列出了比选的主要工作内容。

有上、下两个水库是抽水蓄能电站区别于常规水电站最显著的特点之一。作为抽水蓄能电站存储水量的工程设施，上、下水库对抽水蓄能电站站址选择以及工程总布置格局有着举足轻重的影响。上、下水库的库址确定以后，输水系统和厂房系统建筑物布置范围也就基本确定了。其次，上、下水库布置的优劣对工程投资影响较大，据国内部分已建和在建抽水蓄能电站统计，上、下水库投资占枢纽建筑物投资的比例为6%~35%，说明工程地形、地质等条件的差别可导致投资变幅达29%，凸显上、下水库选择对电站经济性的影响之大。因此，进行抽水蓄能电站工程总布置时，上下水库自然条件和优化工程布置是最为关键的一环。

选择上下水库位置时，要着眼于满足建造足够库容需求的地形条件、良好的库区工程地质和水文地质条件以及上、下水库之间的自然地形高差的利用等。

6.2 工程总布置

6.2.1 本条进一步明确并统一了抽水蓄能电站洪水标准的确定方法。

抽水蓄能电站与常规水电站相比，通常装机规模较大而库容相对较小，工程等别往往直接由装机规模确定，因此，《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》DL 5180—2003中6.0.7条规定：“当抽水蓄能电站的装机容量较大，而上、下水库库容较小

时，若工程失事后对下游危害不大，则挡水、泄水建筑物的洪水设计标准可根据电站厂房的级别按表 6.0.9 的规定确定；若失事后后果严重、会长期影响电站效益，则上、下水库挡水、泄水建筑物的洪水设计标准宜根据表 6.0.4 规定的下限确定。”

在实际工程设计中，“上、下水库库容较小”及“失事后对下游危害不大”的定性描述，使得抽水蓄能电站洪水标准的确定存在一定分歧，且依据装机容量和库容两项指标分别确定的工程等别差异较大。虽然规范中强调工程等别按“最高等别”确定，但对于规范《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》DL 5180—2003 中表 6.0.9 中的建筑物级别，更适用于常规水电站，其库容通常较大，起决定作用。因此，本条明确规定：在抽水蓄能电站洪水标准确定过程中，当电站的装机容量较大，而上、下水库库容较小时，若工程失事后对下游危害不大，则挡水、泄水建筑物的洪水设计标准可根据电站厂房的级别按山区、丘陵区水电站厂房洪水设计标准确定；同时要分别根据上、下水库的库容和坝高所对应的工程等别及挡水建筑物级别，按照相应的永久性挡水和泄水建筑物洪水设计标准，对所选的挡水、泄水建筑物的洪水设计标准进行复核，按照就高的原则选定。

根据目前已建（在建）工程洪水标准的统计发现，如表 6-1 所示，大部分南方省份的抽水蓄能电站在设计过程中提高了洪水标准，如广东省，因受台风影响大，出现局部特大暴雨的几率较大。对于这类电站，抽水蓄能电站洪水设计标准确定要充分考虑当地暴雨情况的影响程度，可适当提高洪水标准，即上、下水库挡水、泄水建筑物的洪水设计标准可根据《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》DL 5180—2003 表 6.0.4 规定的上限确定。

另外，建在主河道支流上的下水库，大坝失事对下游河道影响较大，其洪水标准不宜低于主河道的防洪标准。比如位于华北地区的 HHHT 抽水蓄能电站，上水库防洪标准未提高。考虑到下水库下游 20km 便是 HHHT 市，防洪标准宜适当提高；而其

表 6-1 部分已建和在建抽水蓄能电站洪水标准选择统计汇总表

序号	电站名称	省份	主坝坝型		流域面积 (km ²)		上水库防洪标准 (年一遇)		下水库防洪标准 (年一遇)	
			上水库	下水库	上水库	下水库	设计	校核	设计	校核
1	XY	福建	混凝土面板堆石坝	混凝土面板堆石坝	4	17.4	200	1000	200	1000
2	GZ	广东	混凝土面板堆石坝	碾压混凝土重力坝	5	13	1000	10000	1000	10000
3	HZ	广东	碾压混凝土重力坝	碾压混凝土重力坝	5.22	11.3	500	5000	500	5000
4	QY	广东	粘土心墙堆石坝	粘土心墙堆石坝	1	9.15	500	5000	500	5000
5	HP	江西	混凝土重力坝	碾压混凝土重力坝	6.67	420	500	5000	500	2000
6	XSJ	安徽	混凝土面板堆石坝	均质土坝	1.12	1.11	200	1000	500	2000
7	LYS	安徽	混凝土面板堆石坝	原城西水库	1.97	168	100	2000	100	PMF
8	THP	浙江	沥青混凝土面板堆石坝	混凝土面板堆石坝	0.33	24.2	100	1000	100	PMF
9	TB	浙江	均质土坝	混凝土面板堆石坝	6.7	21.4	200	1000	200	1000
10	XJ	浙江	混凝土面板堆石坝	混凝土拱坝	1.21	111	200	1000	500	2000
11	YX	江苏	混凝土面板堆石坝	粘土心墙堆石坝	0.21	1.87	200	1000	200	1000
12	LY	江苏	混凝土面板堆石坝	均质土坝	0.39	0.71	200	1000	100	2000
13	ZHW	河北	沥青混凝土面板堆石坝	重力坝	0.31	1834	100	1000	100	1000
14	XLC	山西	沥青混凝土面板堆石坝	沥青混凝土面板堆石坝	0.2	1.103	200	1000	200	1000
15	HHHT	内蒙古	沥青混凝土面板堆石坝	碾压混凝土重力坝	0.1	633	200	1000	500	2000
16	TA	山东	钢筋混凝土面板堆石坝	均质土坝	1.432	84.53	200	1000	100	1000
17	BQ	河南	钢筋混凝土面板堆石坝	浆砌块石重力坝	6	6	200	1000	200	1000
18	FN	河北	钢筋混凝土面板堆石坝	钢筋混凝土面板堆石坝	4.4	10202	200	2000	200	2000
19	WD	山东	钢筋混凝土面板堆石坝	钢筋混凝土面板堆石坝	0.77	17.93	200	1000	200	1000
20	DH	吉林	沥青混凝土心墙堆石坝	钢筋混凝土面板堆石坝	2.4	29.2	200	1000	200	1000
21	YM	山东	沥青混凝土面板堆石坝	钢筋混凝土面板堆石坝	0.33	2.67	200	2000	200	2000

上游已建 HLQ 水库的防洪标准为 500 年一遇洪水设计，2000 年一遇洪水校核。最终将抽水蓄能电站下水库防洪标准提高到与 HLQ 水库一致。

6.2.2 本条规定了抽水蓄能电站工程总布置的主要依据和主要内容，在各单项工程初选的条件下，按照总布置的要求，组合成参与比较的方案，通过技术经济综合比较确定工程总布置。

抽水蓄能电站工程在上、下两个较大落差的水库之间进行布置，一般多采用有压引水式开发。根据厂房在输水系统中的位置可采用首部式、中部式和尾部式三种布置型式。首部式、中部式多采用地下式厂房，尾部式开发可采用地下式、半地下式（竖井式）或地面式厂房。布置型式主要取决于地形、地质、施工及建筑物之间协调关系。我国建成的 SSL 抽水蓄能电站、GZ 抽水蓄能电站为典型的中部式布置，THP 抽水蓄能电站为尾部式布置，TA 抽水蓄能电站为首部式布置。国外抽水蓄能电站结合特定的自然条件，做出许多有特色的工程布置，但概括起来仍可包含在上述三种布置型式以内。

混合式抽水蓄能电站为上水库有较大天然入库径流的抽水蓄能电站，并以常规机组和抽水蓄能机组相结合的开发方式。引水式开发的混合式抽水蓄能电站的布置型式与纯抽水蓄能电站基本相同。坝后式开发的混合式抽水蓄能电站布置型式与坝后式布置的常规水电站相似。厂房可布置在坝后、坝内或布置在岸边，尾水与下水库衔接。

6.2.4 本条规定抽水蓄能电站要具有高差尽可能大的两个水库，宜选择两库间的水平距离较短者。习惯采用的距高比的规定不一定都能确切地反映本工程的经济性，但是高水头、短水道布置，可为电力系统提供最佳快速反应能力及机组转速调整的稳定性。总布置中根据地形、地质条件，必要时包括采用工程措施，力求为抽水蓄能电站提供最佳的快速反应能力。

6.2.5 在高山峡谷地区已建有很多水库，站址选择时往往把利

用已建水库作为一个重要的考虑因素，因此本条规定了利用已建水库要关注的问题。国内利用已建水库的工程很多，有的利用已建水库作为上水库，如 XHD、TB 等；有的利用已建水库作为下水库，如 SSL、ZHW、BQ 等；还有的同时利用两个已建水库作为蓄能电站上下库，如 TT、BS 等。利用已建水库，既有很多有利的条件可以利用，同时也受到已有条件的制约。首先要考虑原水库的综合利用要求，对原水库的开发任务和功能进行复核，并取得原水库管理主体单位的认可。其二，将原水库改建为蓄能水库后，水库等别及运行条件将发生变化，特别是库容较小的水库，按蓄能电站运行会引起库水位大幅频繁升降，因此需要对大坝、库岸、边坡、泄洪等相关建筑物安全进行复核，对加固改建的可行性进行论证。第三要关注施工期对原下水库运行的影响。此外还要考虑原水库管理者主体的变化，某些情况下，改造已有水库不一定比新建水库费用少。

6.2.6 本条规定了抽水蓄能电站在工程总布置中，厂房位置的布置原则，明确提出抽水蓄能电站多为地下式或半地下式（竖井式）厂房。对尾部式、首部式布置提出注意解决的问题。

抽水蓄能电站地面式厂房与常规水电站地面厂房设计不同之处：①机组安装高程较低，高水头抽水蓄能电站机组安装高程与下水库死水位间高差达 70m~80m，因电站而异，这是抽水运行所要求的；②下水库水位一般变幅大，淹没深度较大，厂房基础承受很大的浮托力；③由于上述条件，施工复杂。

美国巴斯康蒂抽水蓄能电站在水道尾部布置地面厂房，其最大淹没深度 60.65m，抗浮安全系数是控制稳定的条件，需要增加大量的混凝土重量维持稳定。厂房的墙壁及支承柱、板等以增加重量决定其尺寸，厂房建筑共浇筑了约 29 万 m³ 混凝土。其他国家布置的地面式厂房，所遇到的问题类似。

对于淹没深度不很大的混合式抽水蓄能电站地面式厂房布置还较普遍。如我国的 GN、MY、PJK、TT 抽水蓄能电站均采用

地面式布置。

6.2.7 本条规定了引水道和尾水道进出厂房的布置,要根据枢纽建筑物之间的相对位置及地形、地质条件,可布置成正进正出,正进斜出、斜进正出及斜进斜出等不同方式,合理的总体工程布置,可实现系统的最佳功能。

输水系统布置要综合考虑地形、地质、水力学、施工、运行及沿线建筑物等各种因素,在满足工程总布置要求的前提下,输水线路宜选在地质构造简单、岩体完整稳定,岩层覆盖厚度满足设计要求、水文地质条件有利地区。我国几个已建投运的抽水蓄能电站工程总布置,都比较好地协调了建筑物之间关系,达到总体优化布置。

我国浙江省 THP 抽水蓄能电站枢纽主要建筑物均位于 DX 河左岸,山顶与 DX 河谷地形高差 700m 左右,站址的自然条件实际上已确定了上、下水库的位置,输水线路的走向与大溪河道垂直。经方案比较厂房布置在输水系统尾部,厂房轴线选在 $N30^{\circ}W$,其围岩质量指标、地质构造、地应力等方面都能满足厂房洞室的布置要求,主要辅助洞较短,较为经济。厂房轴线方向与引水支管轴线方向的交角约 64° ,尾水系统轴线与厂房轴线成 78.8° 交角。高压管道倾角为 58° 的斜井。我国 GZ 抽水蓄能电站一期、SSL 抽水蓄能电站地下厂房在施工过程中均考虑了新发现的地质问题,对厂房位置及轴线方向做了调整,两个工程的引水支管分别以 65° 、 90° 进入厂房,尾水支管以 90° 、 60° 引出厂房,两个工程的尾水隧洞轴线方向与下水库进/出水口衔接均做了调整。

高压管道(或高压隧洞)在立面的布置,采用斜井还是竖井,主要考虑岩层和断裂产状与输水系统轴线的夹角关系及工程总布置的要求选取方案。斜井和竖井布置的施工难易之争,往往与施工习惯和经验的积累有关。

6.3 上、下水库

6.3.1 本条规定了抽水蓄能电站上、下水库设计中要注意解决

的七项内容，是抽水蓄能电站上、下水库主要工作条件和工作特点决定的，与常规水电站设计存在着明显差别。主要包括上、下水库建筑物组成，防渗要求，往复水流的运动，水库内、外边坡稳定性，寒冷和严寒地区的冰情对建筑物的影响及电站与环境工程的整体规划协调等。其中最为关注的问题是上水库渗漏对坝、岸坡及输水系统和厂房系统等稳定性的影响。

据国内工程建设费用的统计，上、下水库工程费用约占枢纽建筑物投资的比例为6%~35%，其下限为上、下水库地形地质条件优越，可不作全面防渗处理，上限为上、下水库均需作全面防渗处理。由此可见，库址地形、地质条件，特别是全库防渗要求对投资影响明显，抽水蓄能电站设计中要注意不要因上水库容积较小而忽视其在整个环节上的重要性。

寒冷和严寒地区抽水蓄能电站运行过程中可能出现的冰情包括：①水位涨落频繁，随时可能出现冰盖/岸冰破裂成流动冰块的现象。在冰盖/岸冰破裂过程中会对接触水工建筑物产生很大作用力，可能损坏相关建筑物，如防渗面板等。②在水面不能完全冰封的情况下，水体中产生的大量冰屑具有很强的黏附性，黏在各种水工建筑物上，容易堵塞电站进口拦污栅及其他水工建筑物。③非常见的设计运行方式下，如首台机组试运行后不可少的机组消缺等，水位长时间静止，易形成全库封冻，对防渗体安全造成威胁。

目前寒冷和严寒地区解决冰冻问题的基本措施有两方面。

一方面是控制水库运行方式：

①冬季需保证一定数量的机组每天正常运行，利用水流流态、风和其他因素引起的水面紊动可以阻止冰盖的形成，保护防渗层不造成破坏。②在施工总进度安排上不宜在11月、12月份即将进入冰冻期内要求第一台机组发电，使试运行后必不可少的机组消缺时段在非冰冻期进行，保证上、下库不形成冰盖，确保设有防渗面板的上、下库的安全。

另一方面是水工建筑物设计过程中的抗冰冻措施：

①在严寒地区，要提高混凝土的抗冻等级，保证混凝土本身在反复冻融过程中不被破坏。②增加最低运行水位时进/出水口的淹没深度，避免冰屑对拦污栅等可能造成的影响。

表 6-2 列出了国内部分抽水蓄能电站抗冰冻措施工程实例。

关于混凝土抗冻等级，要充分考虑抽水蓄能电站库水位变动频繁，年冻融循环次数较常规电站水库多的因素。表 6-3 列出了国内某抽水蓄能电站面板混凝土抗冻等级计算对比情况。若混凝土抗冻等级难以满足抗冻要求时，要采取优选混凝土配合比以及表面覆盖防水保温材料等其他辅助抗冻措施。

6.3.2

2 本款根据我国北方河流的实际情况，提出了在多泥沙河川或溪流上修建上、下水库时，要因地制宜采取泥沙处理的工程措施，以降低或限制进/出水口前淤积高程和过机含沙量，改善机组磨损条件的要求。

目前国内、外已建成的抽水蓄能电站的机组缺乏在含沙水流中运行的先例。但由于水泵水轮机的相对流速大于常规机组，水泵水轮机对磨损的影响更为敏感。国内已建成的抽水蓄能电站泥沙处理的工程措施主要包括新建拦沙坝和排沙洞，或拦沙潜坝及排沙底孔的方式，岸边库也是比较常见的避沙措施。

ZHW 抽水蓄能电站下水库，多年平均年入库沙量 125.7 万 t，多年平均含沙量达 $11.1\text{kg}/\text{m}^3$ ，悬移质占 82%，其硬矿物质占 49%；在距下水库主坝上游 1.8km 设拦沙潜坝，在拦沙坝上游堰口设明渠汛期输水沙至主坝前排除。FN 抽水蓄能电站下水库多年平均入库沙量为 171 万 m^3 ，悬移质入库沙量为 166 万 m^3 ，多年平均悬移质含沙量为 $9.43\text{kg}/\text{m}^3$ ；在距下水库主坝上游 3.2km 处设拦沙坝，并在拦沙坝上游设泄洪排沙洞，将上游来沙排向下游。HHHT 下水库坝址处入库全沙（含悬移质和推移质）量为 3.42 万 t，汛期有 HLQ 水库泄洪时，HHHT 入库泥

表 6-2 国内部分抽水蓄能电站抗冰冻措施工程实例

序号	电站名称	气候 分区	极端最低气温 (℃)		建筑物防冻方案		冬季电站运行方式
			上水库	下水库	防冻融措施	进水库冰花 下潜问题	
1	SSL	寒冷	-19.6	—	—	—	冬季运行规定：保证电站有一台机组至少每日抽水、发电两个循环，即日夜间至次日凌晨抽水 6~7 个小时，次日日上午发电 4~5 个小时，下午抽水 2~3 个小时，前夜发电 4~5 个小时，每日共运行 16~20 个小时，以确保冬季电站正常运行和防渗面板的安全
2	HG	严寒	-45.2	—	—	深（较深） 式进水库	单循环运行方式，22:00 起抽水 7h，早晚高峰发电调峰，下午 15:00 起停机 8 小时，致结冰
3	DH	严寒	-44.3	-40.8	拦污栅排架 F400， 其余主要部位采 用 F300	/	每日至少保证电站有一台机组进行抽水、发电循环运行，在夜间抽水 6~8h，次日早高峰或晚高峰发电运行 4~5h

续表 6-2

序号	电站名称	气候 分区	极端最低气温 (℃)		建筑物防冰冻方案		冬季电站运行方式
			上水库	下水库	抗冻融措施	进水库冰花 下潜问题	
4	HHHT	严寒	-41.8	-32.8	下水库主要防渗体 采用高抗冻标号混凝土 F400, 上水库主要 防渗体采用改性沥青 混凝土混凝土	深(较深) 式进水库	凌晨起抽水 7h, 早晚高峰发电调峰
5	XLC	严寒	-34.6	-27.9	主要沥青混凝土面 板防渗体采用改性沥 青混凝土混凝土	深(较深) 式进水库	冬季运行时, 4 台机组中至少保证 有 1 台机组每天抽水、发电两个循环。 根据需求和一般经验初步安排每天抽 水、发电两个循环的运行时间为, 当日 夜间至次日凌晨抽水 3h~4h, 次日上午 发电 1h~2h, 下午抽水 1h~2h, 晚上 发电 2h~3h, 每天共运行 7h~11h。 运行单位, 根据冰情观测和电站实际 运行情况总结经验, 调整上述运行安 排, 以避免冰冻情况危及建筑物安全

表 6-3 国内某抽水蓄能电站面板混凝土抗冻等级计算表

项 目	常规	蓄能水库			备注
		47	47	47	
日最高气温高于 3℃, 日最低气温低于 -3℃ 的天数	47		47	47	①
日平均气温低于 -3℃ 天数	156		156	156	② (含③)
日平均气温低于 -3℃ 天数, 日最高气温高于 3℃, 日最低气温低于 -3℃ 的天数	6		6	6	③
日平均气温高于 -3℃ 天数, 日最高气温高于 3℃, 日最低气温低于 -3℃ 的天数	41		41	41	④
水位涨落循环次数 n	—	1	1.5	2	—
混凝土一年遭受的冻融循环次数 M	①	②×1+④	②×1.5+④	②×2+④	—
	47	197	275	353	—
混凝土使用年限 N	50	50	50	50	—
室内 1 次冻融循环相当于天然条件下的冻融循环次数 S	18	18	18	18	—
混凝土抗冻等级 D	131	547	764	981	$D = NM/S$
计算选取的混凝土抗冻等级	F150	F550	F750	F950	—
根据冻融循环次数按水工混凝土结构设计规范规定的抗冻等级	F300	F400	F400	F400	—

注: 最冷月平均气温低于 -25℃ 地区的混凝土抗冻等级宜根据具体情况研究确定。该电站最冷月平均气温 -24.2℃。

沙悬移质平均含沙量为 $15.3\text{kg}/\text{m}^3$ ；HLQ 水库不泄洪时，悬移质含沙量为 $24.2\text{kg}/\text{m}^3$ ；在距拦河坝上游约 740m 处设拦沙坝，在拦沙坝上游约 210m 处设泄洪排沙洞进口，保证上游来沙及 2000 年一遇的非常运用洪水不进入抽水蓄能电站专用下水库。

上述工程尽量利用拦排沙措施，限制进/出水口泥沙淤积高程和过机含沙量，通过物理模型试验验证，效果是显著的。

采用岸边库可以彻底解决下水库泥沙问题。XLC 抽水蓄能电站，HT 河多年平均年入库沙量 786.5 万 t，多年平均含沙量 $17.5\text{kg}/\text{m}^3$ ，悬移质占 90%；XLC 抽水蓄能电站绕开 HT 河采用岸边库，距河边约 500m~600m，与原河道浑水分开。

目前国内外尚缺乏这类机组在含沙水流中运行的工程实例，因此其磨损特性及规律尚待进一步研究与探讨。国外个别抽水蓄能电站有按进/出水口水体浑浊度指标控制电站运行的实例。

6 在设计抽水蓄能电站上、下水库时要尽量利用自然条件，修建引水工程将其他溪流的径流集中使用，形成多水源的水库联合布置。在特殊地形条件下，一个抽水蓄能电站可不止一个上水库或下水库。意大利奇奥塔斯和洛维娜两个上水库、两条引输水系统、同一地下厂房、共用尾水系统，一个下水库。奇奥塔斯（上水库）—皮阿斯特拉（下水库）抽水蓄能电站，安装 8 台单机容量 148MW 四级可逆式机组，洛维娜（上水库）—皮阿斯特拉（下水库）抽水蓄能电站安装 1 台单机容量 134MW 的三机式机组，9 台机组处于同一厂房内，前者较后者水头高 400m。即节约投资，又方便运行。该电站 9 台机组的水泵都用同步启动方式启动，洛维娜—皮阿斯特拉抽水蓄能电站的三机式机组可以解决最后一台机泵工况启动问题。不必再设置额外的水泵启动装置。在阿尔卑斯山地区类似的工程实例很多，其经验可以借鉴。

7 国内已建工程中上水库流域面积通常较小，洪峰流量均

较小，大多数电站不设泄洪设施，利用加大正常蓄水位以上坝体超高来蓄存洪量。通常当流域面积大于 4.5km^2 ，可考虑设置泄洪设施。对于 QY 抽水蓄能电站上水库有 1 座主坝和 6 座副坝，设置竖井式泄洪洞可降低坝顶高程至正常蓄水位，有利于减少投资，因而设置了泄洪设施。表 6-4 为部分上水库设置泄洪建筑物的工程实例。

蓄能电站下水库在发电工况下，可能出现发电流量与天然洪水遭遇的情况：

(1) 对于下水库独立成库的情况：如拦河坝上游设置拦沙坝，使得拦沙库与蓄能库完全分割，蓄能库独立成库；又如下水库本身修建于临近主河道的冲沟、阶地等处，不在主河道上；等等。此时天然洪水不进入下水库内，不存在发电水量与天然洪量相互叠加的问题，下水库可不设专门的泄洪设施，仅布置放空设施，放掉多余的降雨即可。

(2) 对于下水库建于原河道的情况，下水库设计时均要考虑发电流量与洪水的叠加问题，以免电站运行时出现“人造洪水”，而对下游造成不利影响。要求如下：

- ①下泄流量不得超过天然洪水流量，即不发生人造洪水；
- ②尽量减少对电站发电的不利影响。

因此，在泄洪建筑物布置时，通常采取底孔与表孔相结合的布置方式。表孔通常采用表孔溢流坝或溢洪道，具有较强的超泄能力，满足较高水位时的泄洪需求；底孔通常采用泄洪底孔（重力坝）或泄洪（放空）洞，具有较好的控泄能力，可根据天然来水情况，灵活及时地泄放入库洪水。通过选择上述合适规模的泄洪建筑物组合，可以保证电站正常发电的调节库容，避免发电水量与天然洪水叠加形成人造洪水，同时有利于降低坝高，节省工程投资，提高电站运行的灵活性和安全性。表 6-5 列出了国内部分抽水蓄能电站下水库设置泄洪建筑物组合的工程实例。

表 6-4 国内部分抽水蓄能电站上水库设置泄洪建筑物的工程实例

序号	电站名称	水库	水库类型	流域面积 (km ²)	洪峰流量 (m ³ /s)		泄洪设施
					设计	校核	
1	HP	上水库	新建水库	6.67	125	172	坝顶开敞式溢洪道
2	TB	上水库	已建水库	6.7	150	208	闸门控制式溢流
3	BQ	上水库	新建水库	6.0	195	253	开敞式自流排水洞/副坝以上洪水不进入库内
4	GZ	上水库	新建水库	5.2	252	372	侧堰溢洪道
5	HZ	上水库	新建水库	5.22	174	211	坝身自由溢流堰
6	QY	上水库	新建水库	1.0	66.65	79.05	为降低坝高设置竖井旋流泄洪洞
7	HN	上水库	新建水库		186	250	泄洪洞
8	XSJ	上水库	新建水库	1.12	4.59	7.15	水库放空管(兼泄洪)
9	TA	上水库	新建水库	1.4	76	97.3	未设泄洪建筑物,在超高中解决
10	YX	上水库	新建水库	0.2	—	—	未设泄洪建筑物,在超高中解决
11	XY	上水库	新建水库	4.0	90	112	未设泄洪建筑物,在超高中解决
12	THP	上水库	新建水库	0.33	—	—	库顶以上集水、设置暗渠排泄,未设泄洪建筑物
13	SSL	上水库	新建水库	0.2	—	—	未设泄洪建筑物,在超高中解决
14	LYS	上水库	新建水库	1.97	115	127	未设泄洪建筑物,在超高中解决
15	ZHW	上水库	新建水库	0.31	—	—	未设泄洪建筑物,在超高中解决
16	XLC	上水库	新建水库	0.2	—	—	未设泄洪建筑物,在超高中解决
17	HHHT	上水库	新建水库	0.22	—	—	未设泄洪建筑物,在超高中解决
18	SZ	上水库	新建水库	0.62	42.45	53.13	未设泄洪建筑物,在超高中解决
19	TA	上水库	新建水库	1.432	76	97.3	坝顶开敞式溢洪道
20	XJ	上水库	新建水库	1.21	—	—	未设泄洪建筑物,在超高中解决

表 6-5 国内部分抽水蓄能电站下水库设置泄洪建筑物组合的工程实例

序号	电站	洪峰流量 (m^3/s)		泄洪建筑物	运行方式及评价
		设计	校核		
1	SSL	2200	3520	岸边溢洪道, 泄水洞	—
2	THP	536	859	侧槽溢洪道 (堰顶高程 344.5m, 自由溢流) + 放空洞 (直径 1m)	库水位低于堰顶高程时, 放空洞泄洪能力小; 高于堰顶高程时, 泄量不可控, 与发电水量叠加, 会形成人造洪水
3	TB	361	496	坝身溢洪道 (堰顶高程 141.9m, 自由溢流) + 右岸导流泄放洞 (2m $\times$ 3m)	小洪水时底孔泄洪, 底孔在正常蓄水位时泄流达 173 m^3/s , 泄流能力强; 大洪水时溢洪道参与泄洪
4	TA	1490	2200	溢洪道 (5 孔, 堰顶高程 157.5m, 闸门控制)	考虑发电水量全在下库时遭遇洪水的 最不利情况进行各孔闸门启闭控制
5	LYS	2132	5160	原城西水库泄洪闸 + 非常溢洪道	
6	ZHW	4570	8750	4 表孔 (新建) + 4 中孔 (新建) + 2 底孔 + 1 冲沙底孔	优先使用中孔参与泄洪, 根据泄量不同, 按照冲沙底孔——中孔——泄水底孔——表孔的顺序开启各孔
7	XY	376	446	溢洪道 (堰顶高程 281m, 自由溢流) + 泄水孔 (直径 1.4m)	小洪水时泄水孔泄洪, 大洪水时溢洪道参与泄洪
8	GZ	723	881	坝身溢流堰 (堰顶高程 285.6m, 闸门控制) + 放水钢管 (直径 0.8m)	预泄能力差, 运行过程中存在天然洪水与发电水量叠加造成下游在非降雨期淹没的情况

续表 6-5

序号	电站	洪峰流量 (m ³ /s)		泄洪建筑物	运行方式及评价
		设计	校核		
9	XJ	3900	4840	坝顶表孔溢洪道（堰顶高程 204m、闸门控制，+新建右岸泄放洞（洞径 7.4m，	20 年一遇以下洪水泄放洞泄水。20～200 年之间溢洪道泄水、原下岸水库停止发电。超过 200 年一遇洪水时、仙居抽蓄电站停止发电、溢洪道和泄放洞闸门全部敞泄
10	HZ	329.83	435.5	坝身溢流堰（堰顶高程 231m、自由溢流，+放水钢管（直径 1.8m，	集雨面积小、仅有 11.29km ² 、放水钢管可预泄大于调节库容的多余水量、大洪水时溢流堰泄流
11	QZ	502	678	岸边溢洪道（堰顶高程 245.5m、闸门控制，+泄洪洞	小洪水时泄洪洞泄洪、大洪水时溢洪道参与泄洪
12	BQ	3490	6670	开敞式溢洪道、堰顶 257.5m、上设 3m 橡胶坝	汛期来临前、塌平方式运行、汛后充坝蓄水
13	HHHT	647	740	拦沙坝将蓄能库与拦沙库隔开、拦沙库设泄洪排沙洞。蓄能库独立成库、不设专门的泄洪设施、仅设泄洪放空钢管（5 根 DN400mm，用于放空检修等需要	拦沙库非汛期蓄水泥沙、汛期敞泄排水排沙。蓄能库库水位超过设计洪水位时采用泄洪放空钢管放水
14	YX	64.7	79	不在主河道上、设泄水管、兼具泄水、放空、补水、施工期导流的功能	
15	XLIC	—	—	不在主河道上、设置库岸排水沟渠、拦沙坝、排洪洞等确保挟带泥沙石的洪水不进入库内、同时库内设置放空洞、特殊时期检修放空	
16	XSJ	—	—	不在主河道上、设充水闸、兼具初期充水、运行期补水、泄放超蓄水量的功能	

6.3.3

2 抽水蓄能电站在上水库的建坝中，常会遇到下列两个问题：一是设法利用库盆的开挖料（包括风化岩、软岩等料）筑坝问题；二是在较陡的沟谷纵坡地基上建坝问题。

关于利用风化岩和软岩筑坝技术和常规水电站建坝技术相同，要遵循相应设计规范的规定。通过库盆开挖和坝体围填形成的水库，强调要充分利用库盆开挖料作为坝体填筑料，尽量做到挖填基本平衡。堆石坝设计时宜贯彻“以料定坝”的设计思想，即使软弱、风化强烈的岩石也尽量用作上坝料，按照开挖料的数量和质量来进行坝体断面和填筑分区设计。过去片面追求坝体断面较小而采用较陡的坝坡，对坝料提出了很高的要求，弃库盆开挖料不用而另找石料场，现在认识到坝体填筑方量最小的方案不一定是经济的方案，对环境保护也不利。

我国在抽水蓄能电站上水库斜坡地基上筑坝，SSL 抽水蓄能电站上水库主坝首先实践，坝高（轴线/坝顶与坝趾的高差）75m/118m，建坝于 1:4 斜坡强风化安山岩地基上。于 1993 年 9 月填筑完成，1995 年 8 月以后分段蓄水，运行正常。YX 抽水蓄能电站上水库主坝坝基面向下游倾角在 20° 以上，局部超过 30° 。岩层为石英砂夹泥质粉砂岩和粉沙泥质岩，层面产状向下游缓倾，倾角 $10^\circ\sim 15^\circ$ 。坝轴线处最大坝高 75m，在面板下游贴坡堆石体中部平行于坝轴线建一座最大高度达 45.9m 的混凝土重力挡墙。坝轴线至下游挡墙轴线的水平距离为 135.5m，挡墙墙趾至坝顶最大高差达 138.2m。堆石料主要为砂岩夹泥岩，泥岩含量相对较多。主坝于 2008 年首台机投运后，运行正常。正在勘测设计中的一些抽水蓄能电站的上水库的土石坝，所遇到倾斜地基的坡度和坡长比以上实践过的工程还要大。这是一个值得注意研究的课题。

斜坡地基上筑土石坝，对坝体稳定和变形控制均不利，在设计中要对坝体稳定和变形作专门论证，根据已建工程的经验，着

重试验和分析以下内容：①进行堆石料、堆石料沿倾斜地基接触面及地基下存在的软弱结构面的抗剪强度试验；②分段研究施工期和蓄水期运行的稳定性及坝体变形；③必要时，对堆石坝体进行“变形离心模型试验”，复核对坝体整体稳定性和变形的影响。

6.3.4 抽水蓄能电站上水库建设的关键技术问题是渗流控制。所产生的渗流不恶化原始水文地质条件，不影响库岸、坝基、输水系统、地下洞室围岩稳定性。其次渗流量将损失电能，要考虑电站技术经济指标的合理性。依据国内外已建成上水库对无天然径流补给，全库防渗的渗流控制的工程实例，防渗做的好的工程，基本可控制在日渗量不大于 $0.2\text{‰} \sim 0.5\text{‰}$ 的总库容范围以内，参见表 6-6～表 6-8。

表 6-6 国外沥青混凝土全面防渗的渗流控制标准

序号	名称	控制标准	备注
1	日本水利沥青工程设计基准	日渗量不大于 0.5‰ 的总库容	—
2	德国沥青防渗控制	日渗量不大于 0.2‰ 的总库容	习惯控制标准

表 6-7 国内外部分沥青混凝土全面防渗
实际达到的渗流控制值

序号	国别	完建年份	工程名称	总库容 (万 m^3)	实际渗流量 (L/s)	所占总库容 的比例 (‰)	备注
1	中国	2001	THP	885	—	—	上水库
2	日本	1974	沼原	433.6	无滴水	≤ 0.2	—
3	德国	1994	瑞本勒特	150	无滴水 ≈ 0.1	≤ 0.2	上水库 改造为 沥青混 凝土
4	爱尔兰	1973	特洛夫山	230 (有效 库容)	6	0.23	—
5	中国	2009	ZHW	780	7.34	0.081	实测值
6	中国	2009	XLC	469	4.63	0.085	实测值
7	中国	2013	HHHT	680	3.43	0.043	—

表 6-8 国内外部分混凝土面板防渗实际达到的渗流控制值

序号	国别	完建年份	工程名称	上水库总库容 (万 m ³)	实际最大 渗流量 (L/s)	日渗量占总 库容的比例 (‰)	备注
1	德国	1955	瑞本勒特	150	37	2.13	未改建前
2	法国	1975	拉古施	200	100	4.32	—
3	中国	1995	SSL	445	14.16	0.28	冬季曾 出现的 最大值
4	中国	2008	YX	538	14	0.228	—
5	中国	2006	TA	1108	20~30	0.192	—

水库采用局部防渗（如仅对坝和坝基防渗，或对岸边埡口及断层、裂隙密集带处理），渗流控制根据各自条件（有无天然径流补给）选择，一般变化范围较大。TB 上水库采用垂直帷幕防渗，防渗控制标准 3Lu，实测渗漏量仅 1.75L/s。LYS 抽水蓄能电站上水库地层褶皱强烈，向斜与背斜的轴部岩体破碎，岩溶发育程度高，库区采用垂直水泥灌浆帷幕防渗方案，并对溶洞和地质构造带进行专门处理，实测渗漏量 28.79L/s，日渗漏量占总库容的 0.142‰，蓄能电站局部防渗水库在岩溶地区取得了很好的防渗效果。

根据所统计数据表明：已建工程库盆实际渗漏量值均小于原设计计算值。对于采用全库盆防渗型式的工程，有近 1/3 的防渗工程的实际库盆日渗漏量占总库容的比例在 1/2000~1/5000 之间，余下 2/3 的防渗工程的库盆日渗漏量均不超过总库容的 1/5000。对于采用局部防渗型式的工程，库盆日渗漏量不超过总库容的 1/2000 的占到 80% 以上（目前局部防渗型式的工程收集实际库盆渗漏量数据较少）。

在不影响水工建筑物安全、稳定的前提下，综合考虑水库库容大小、有无径流补给、工程地质条件、防渗型式的可靠性、施工等因素，一般抽水蓄能电站防渗工程库盆日渗漏量可按不超过总库容的 1/2000~1/5000 控制。当上库有天然径流补给且库盆渗漏不危

及其他建筑物运行或山体稳定时可取大值；当上库流域面积较小，或者库盆渗漏对其他建筑物运行或山体稳定有危害时要提高渗流控制标准，可取小值。不同防渗型式对应的渗漏量是有所区别的，选择防渗方案的同时需要充分考虑水库渗漏的特点，与类似工程进行类比和总结，最终选取适合本工程的经济合理的防渗型式。

抽水蓄能电站上、下水库采用全面防渗时，要注意防渗层下基础和地基的处理，国内外的工程实例均提供了这方面的经验教训。

对岩基内分布的破碎带、断层、软弱夹层、喀斯特溶洞及变形特性有明显差别的地层要做适当加固。美国西尼卡抽水蓄能电站，上水库围坝成库，沥青混凝土防渗层建于砂岩、砂页岩夹层地基上，由于砂页岩基础分布的断层当初未做处理，衬砌曾发生过严重的渗漏，后加以处理和修补。THP 抽水蓄能电站上水库，在第二次充水过程中，于 1998 年 9 月 29 日发现库底渗漏，检查发现东北侧库盆中部距进水口截水墙约 40m~60m 处，沥青混凝土底板上共有 8 条裂缝。从沿裂缝开挖槽探的情况看，流纹质角砾熔岩岩基，发育 NNW 和 NNE 向的陡倾角裂隙，全风化岩（土）体的渗透性和变模、标贯等指标十分离散。底板贯穿性的 3 号~8 号裂缝，其下均与基岩裂缝相连，因此，修复中重点解决了地基的不均匀问题，并修复防渗层。德国建于 1963 年—1964 年的格莱姆斯抽水蓄能电站上水库库底存在大面积的喀斯特底层空隙，为了防止衬砌的开裂，对地基深挖 2m，岩石经破碎、整平后碾压密实，其上修建防渗衬砌，自 1964 年建成投运，工作正常，其不透水性和地基处理的有效性得到验证。

沥青混凝土面板衬砌防渗：西欧各国大致从 20 世纪 30 年代开始将沥青混凝土技术用于水工建筑物，近二十年来在材料、设备、施工工艺、质量控制等方面得到很大发展，成为一门实用成熟的技术。它的优越性主要表现在黏弹性性质和应力松弛性质，渗透的严格控制，易于修缮补强等，且施工机械配套，得到广泛应用。表 6-9 为国内外近年部分工程实例。

表 6-9 国内外部分近年建成和修复的沥青混凝土衬砌全库防渗的工程实例

工程名称	国别	年份	库容 (万 m ³)	坝高 (m)	填筑材料	坡度 (上游/下游)	衬砌型式	衬砌面积 (m ²)
埃菲德拉 蓄水库	西班牙	1991— 1992	100	17	碎石及细黏土	1 : 2.5/1 : 2.0	沥青混凝土衬砌一 层 (6cm) 石灰岩、天 然沙、B65 级沥青	库底 44000 坡面 50000
郎登普洛齐坦 下水库 (抽水 蓄能电站) 坡 面修复	德国	1991	186	30	—	1 : 2~1 : 3/1 : 1.5~1 : 2	沥青混凝土衬砌 库底：一层 (6cm) 坡面：一层 (7cm)	75000
郎登普洛齐坦 上水库 (抽水 蓄能电站) 坡 面修复	德国	1992	157	17		1 : 2/1 : 2	沥青混凝土衬砌 库底：一层 (6cm) 坡面：一层 (7cm)	库底 76000 坡面 45000
拉斯意盖斯 蓄水库	西班牙	1992— 1993	25	18.5	堆石	1 : 1.8	沥青混凝土衬砌 一层 (6cm)	A 坝/B 坝 4170/5020
瑞本勒特上水 库 (抽水蓄能 电站)	德国	1994	150	20	片麻岩和 花岗岩	1 : 1.85/1 : 1.25	沥青混凝土衬砌库 底：一层 (8cm) 坡面：一层 (8cm)	库底 72500 坡面 48000

续表 6-9

工程名称	国别	年份	库容 (万 m ³)	坝高 (m)	筑填材料	坡度 (上游/下游)	衬砌型式	衬砌面积 (m ²)
THP 上水库 (抽水蓄能电站)	中国	1995— 1997	900	72	火成岩	1:2.1~1:2.4 /1:2~1:2.2	沥青混凝土衬砌库 底:一层(10cm) 坡面:一层(10cm)	库底 104000 坡面 182000
拉姆塔康上水 库(抽水蓄能 电站)	泰国	1996— 1999	990	50	粗砂岩黏土岩	1:2/1:2.5	沥青混凝土简式 厚 10cm	库底 166000 坡面 185000
ZHW 上水库 (抽水蓄能 电站)	中国	2009	789	57	石英砂岩	1:1.75/1:1.5	沥青混凝土复式 厚 10cm	337000
XLC 上水库 (抽水蓄能 电站)	中国	2009	468.97	50	灰岩和白云岩	1:2/1:1.7	沥青混凝土简式 厚 10cm	库底 115500 库坡 109100
HHHT 上水库 (抽水蓄能电站)	中国	2013	679.72	43.9	花岗岩	1:1.75/1:1.6	沥青混凝土简式 厚 10cm	库底 101100 库坡 143700

沥青混凝土防渗衬砌可分为中间设排水层的复式构造和中间不设排水层的简式构造两种，此外还有简化的复式构造。如仅从防止库水外渗考虑，经压实的沥青防渗层孔隙率可达 2%~4%，渗透系数小于 10^{-8} cm/s，渗流能得到控制，简式构造能满足防渗要求。西欧各国近年来大量采用该种衬砌型式。1997 年我国建成的 THP 抽水蓄能电站上水库沥青混凝土面板衬砌，采用简式构造，其库底、库岸、坝坡的防渗排水的布置型式及尺寸见图 6-1。在对防渗衬砌构造有很高安全度要求的情况下，如地基下存在亲水矿物较强的软弱夹层，影响地基或岸坡稳定性，或者工程地处地震多发区，采用复式衬砌构造是必要的。日本水利水电工程中采用复式衬砌型式较多。ZHW 采用简化复式结构，由封闭层、防渗层、排水层、整平胶结防渗层组成，与复式结构不同之处是将整平胶结层和下防渗层合并，其渗透系数 1×10^{-5} cm/s，介于两者之间。不论采用上述哪一种衬砌型式，对施工接缝和衬砌与其他建筑物接合部的不透水性，在设计和施工方面都必须予以足够的重视。



图 6-1 沥青混凝土面板结构

沥青混凝土防渗设计目前尚处经验设计阶段，理论方法不成熟。但是，造成沥青混凝土防渗层破坏的影响因素和它们之间关系看法较为一致。一般设计防渗层要考虑应力、变形、温度、变

形速率四个因素。沥青混凝土是一项工艺要求高的专门技术，设计工作与材料、配合比设计、摊铺碾压施工工艺、机械化联合作业、质量控制和一套科学管理紧密联系，有关具体要求和规定参见相应规程规范。

混凝土面板衬砌防渗：混凝土材料用于抽水蓄能电站上、下水库全面防渗，据现有掌握的资料最早于1955年德国瑞本勒特抽水蓄能电站上水库坡面上采用了 $7\text{m}\times 7\text{m}$ 、厚 20cm 的素混凝土面板防渗结构，库底面采用三层玻璃纤维沥青油毡组成；运行36年后，由于混凝土裂缝和缝间止水渗流量过大（达 37L/s ）于1991年改建为沥青混凝土面板。1975年法国拉古施抽水蓄能电站上水库建成总库容 200万 m^3 ，防渗面积达 10万 m^2 的钢筋混凝土面板防渗，面板分块 $12\text{m}\times 20\text{m}$ ，板厚 30cm ，局部库岸采用了复式防渗结构，下层防渗层采用了浸沥青的油毛毡，实测全库控制渗漏量 $100\text{L/s}\sim 11.7\text{L/s}$ 。1995年建成的中国SSL抽水蓄能电站上水库钢筋混凝土面板全库防渗，总库容 445万 m^3 ，防渗面积达 17.5万 m^2 ，分块分缝根据结构部位和地基介质条件变化，分缝总长达 2万 m ，采用 30cm 厚的钢筋混凝土面板；西坡存在软弱夹层段，采用了复式结构防渗，其底层防渗层采用氯丁胶乳沥青与聚酯纤维无纺布组成防渗膜。实测全库渗流量，1998年冬季12月为 14.16L/s ，1999年、2000年冬季渗流量为 $7\text{L/s}\sim 6\text{L/s}$ ，其他季节为 0.02L/s 。

混凝土属于刚性材料，适应地层变化能力差，受温度、干缩等影响容易产生裂缝。利用分块分缝柔化，需要设置较多永久缝，缝间止水构造要求工艺高，一般渗漏量较沥青混凝土大，如果设计和施工方案正确，钢筋混凝土面板防渗控制每天渗漏量控制在 $0.3\text{‰}\sim 0.5\text{‰}$ 的总库容以下，技术上可行，工程上也是安全的。因此，钢筋混凝土面板防渗的应用条件是：当地区气候条件、地形条件，或者材料、设备、工艺等条件在综合方案对比中具有优势时采用。

钢筋混凝土面板全面防渗要注意解决好的问题有：①与常规面板堆石坝既有坝面防渗又有地基垂直防渗的要求不同，而是坝坡和库底均采用混凝土面板防渗，堆石面板坝的趾板，改为坝坡与库底面板的过渡连接板型式，基础均坐落在排水垫层上；②为避免面板渗漏在库水位骤降时在面板后产生反向渗压及冬季冻胀破坏，面板下要设置自由的排水垫层，渗透系数大于 1×10^{-2} cm/s；③在满足防渗要求下，要具有较好的柔性，采用薄混凝土面板，根据温度、干缩和适应地基变形要求合理地设置缝；④采用新材料、新工艺改善永久缝的止水构造，严格控制渗流量；⑤有特殊防渗要求时，可采用复式防渗构造；⑥优选面板混凝土配合比，满足面板的工作条件；⑦选用先进的面板施工工艺。

黏土铺盖全库防渗：利用高山或台地上沉积的黏性土，采用挖、填方式形成水库，在有这种地形、地质自然条件下是较好的防渗方案。

俄国在莫斯科附近的扎戈尔抽水蓄能电站利用冰碛土挖、填围坝，形成上水库，围坝第一期工程总长约为 5km，总库容为 2987 万 m^3 ，死库容 770 万 m^3 ，正常蓄水位 266.5m，死水位 257.5m，工作深度 9m，形成狭长碟形水库。坝基设置砂砾混合料水平排水设备，由于当地符合反滤层级配料为数不多，上游护坡采用钢筋混凝土板，厚度 20cm，边坡每隔 40m 设一温度沉降缝，分块尺寸约为 $6\text{m} \times 10\text{m}$ ，主要起防冲刷作用，缝间设 2.5cm 厚防腐板，构造简陋，运行期破坏较多。为了防止迎水面护坡板在反向水压作用下浮起，设计采用 80cm~100cm 深的整体钢筋混凝土锚固齿墙，稳定护坡。边坡采用 1:3.5，并在护坡内设减压排水设施。美国路丁顿抽水蓄能电站 1977 年建成上水库，以黏土铺盖防渗。

黏土铺盖设计与常规水电站软基铺盖设计基本相同，结合抽水蓄能电站水库水位骤降的特点，设计中要注意解决以下问题：

①黏土防渗层要满足防渗和渗透稳定要求；②防渗黏土层的下游侧设置自由排水反滤层，改善防渗层后的反向压力；③按照实际反向动水压力作用设计稳定边坡；④在黏土防渗层表面设计防冲、防冻、防干裂保护层。

综合性防渗措施：抽水蓄能电站的水库采用的综合性防渗措施有以下几种类型。①日本蛇尾川抽水蓄能电站上水库坝高90.5m的堆石坝，上游面板采用沥青混凝土面板，坝趾廊道内进行岩石地基帷幕灌浆防渗，在库岸渗漏段加设局部帷幕灌浆，形成防渗体系。②德国瑞本勒特抽水蓄能电站上水库，在1991年改建前，库岸和坝坡采用混凝土面板防渗，库底面采用三层玻璃纤维沥青油毡防渗。③TA抽水蓄能电站上水库右岸横岭距坝轴线约818m范围的岸坡采用混凝土面板防渗，坝体采用混凝土面板堆石坝，库底回填石渣区采用土工膜表面防渗，在左岸及库尾土工膜将埋入库底观测廊道的侧墙顶部混凝土中，廊道基础设锁边帷幕，形成综合防渗体系。④LYS抽水蓄能电站上水库库区副坝～龙华寺一带车水桶组灰岩受岩性及地下水活动等因素的控制，岩溶比较发育，库区防渗方案以垂直灌浆帷幕防渗为主、水平黏土铺盖为辅、结合溶洞掏挖回填混凝土或做混凝土防渗墙的综合处理措施。在选择综合性防渗方案时要进行较全面的分析对比，比如需要增加不同材料的施工设备，施工干扰对工期的影响，在防渗体系中不同材料接合部的防渗可靠性等进行仔细研究，通过分析对比，合理选择衬护防渗方案。

6.3.5 蓄能电站上、下水库排水系统设计比常规水电显得更为重要。水库的水位频繁快速升降，容易形成水位骤降设计工况，使防渗层后形成的反向压力，易造成防渗层破坏。因此，国内外抽水蓄能电站上、下水库设计，特别是全面防渗的水库一般都设置了十分完备的排水系统。

排水系统的排水能力要计入通过防渗层的渗流和不通过防

渗层的地下涌水量。渗流量和涌水量要通过分析计算确定。考虑到地下涌水分析计算的难度，以及资料的可靠程度，开挖施工中要做好现场测试工作，为设计或者补充完善设计提供可靠的资料。

排水设施按各工程的具体条件，可能有坝体和坝基排水、岸坡排水、库底排水及检查排水廊道等。为了便于检查渗漏通道位置，以分区设置排水为好。排水系统各汇流断面的排水能力按汇流叠加量计算。排水一般应不使防渗面板产生具有反向压力的自由流动，其排水料渗透系数为 $10^{-1}\text{cm/s} \sim 10^{-2}\text{cm/s}$ ，通过计算确定排水纵坡、排水层厚度及透水花管的数量和布置等。对地下涌水引入排水系统的暗沟和管路，要设置透水性大且级配良好的反滤料过渡。排水系统的安全系数，要考虑地形、地质、渗漏量分析的可靠性程度和排水淤堵的影响等确定，一般建议采用 10^{-2}cm/s 以上。

6.3.7

2 纯抽水蓄能电站新建的具有防渗面板的水库，一般库容不大，水位升、降的速率较大，坝体、岸坡受水压作用，防渗面板和地基联合受力并产生变形，为了使这种变形在初期蓄水时逐渐缓慢的完成，需要限制水位上升速度，并使水位停顿一定时间，进行监控测量；也可能初次蓄水与机组调试穿插进行，发生水位升降过程，而对水位初次下降速度也要加以限制规定，并结合进行防渗面板的渗压监测等。因此，水库初期蓄水与防渗面板和地基变形、渗漏量监测、防渗面板下反压监测等有关。国内外对该种水库的初次蓄水均作出必要的限制规定。

日本采用沥青混凝土防渗的水库（如沼原抽水蓄能电站上水库），初期蓄水时水位上升：死水位以下每天 2m，水位 1198m～1222m（有水调试水位）每天 1m，1222m～1226m 每 2 天 1m，1198m～1238m（满水位）每 4 天 1m。

我国 SSL 抽水蓄能电站上水库采用钢筋混凝土面板防渗，

对初期蓄水制定了明确的规定，在死水位以上分四个高程 540m、550m、558m、566m 段，每段水位上升速度不大于 1m/d，在每个高程处水位停顿 4 天~6 天，进行诸项内容的监测，与机组调试穿插进行，规定库水位下降速度不超过 1.5m/d。同时，降落速率要小于 0.5m/h，并进行实时监测。初次蓄水完成，从监测资料分析无异常，正常运行期不加限制。

HHHT 上水库初期蓄水时间考虑采用每月 25 天、每天 20 小时的工作制。按上水库充水要求，进/出水口水位持续稳定在 1900.50m 的时间为 3 天，水位持续稳定在死水位 1903.00m 的时间不少于 3 天，计算时暂按 4 天考虑。若不考虑面板出现问题后检修所用时间，初期蓄水共需 93 个工作日，持续约 3.8 个月。水位稳定在首台机组有水调试水位 1907.12m 不少于 3 天后，可进行首台机组调试。

在水位停顿期间，通过埋设于建筑物内部的监测仪器及外部变形监测点、渗漏观测设施对上水库各建筑物的工作状态进行监测，分析监测数据，并对上水库各建筑物的安全性作出评价，确定各建筑物均处于安全运行状态后，库水位方可继续上升。

在不设防渗面板的水库，其初次蓄水可不受此项规定的限制。

6.4 输水系统

6.4.1 本条指出抽水蓄能电站输水系统设计的主要特点和基本要求。抽水蓄能电站对电网负荷变化的迅速响应能力，主要是通过合理选择输水系统布置和机组控制设备参数来实现的，即调整输水系统的惯性常数 T_w 和机组加速时间常数 T_a 。表 6-10 和图 6-2 为日本和我国已建的大型抽水蓄能电站的 T_w 和 T_a 参数的统计资料，从图中可以看出：各抽水蓄能电站的 T_w 、 T_a 点均落入《水电站调压室设计规范》NB/T 35021 推荐的调速性能好的区域内。我国目前建成投产的几座大型抽水蓄能电站都具有很好

表 6-10 日本和我国部分大型抽水
蓄能电站 T_w 、 T_a 参数统计

序号	名称	单机容量 (MW)	机组水头 (m)	T_w (s)	GD^2 (kg·m ²)	n (r/min)	T_a (s)	T_a/T_w
1	喜撰山	233	206	1.87	13550	225	8.066	4.3133
2	沼原	225	478	1.84	6500	375	11.13	6.049
3	奥多多良木	303	383.4	1.74	12400	300	10.09	5.7994
4	奥吉野	201	475	1.91	2400	514.3	8.653	4.5302
5	奥清津	250	470	2.57	6500	375	10.02	3.8977
6	新高瀨川	320	229	1.83	27000	214.3	10.62	5.8012
7	玉原	300	518	1.65	6500	428.6	10.9	6.6088
8	俣野川	300	489	2.13	7100	400	10.37	4.8706
9	今市	350	524	2.05	7100	428.6	10.21	4.9802
10	南原	335	294	2.64	16000	257	8.643	3.2737
11	下乡	250	387	2.42	7000	375	10.79	4.4577
12	蛇尾川	300	338	2.72	7500	375	9.632	3.5411
13	新丰根	225	203	23	14600	257	11.74	5.1052
14	奥矢作 (I)	105	161	2.37	3800	300	8.924	3.7653
15	THP	300	526	1.63	3500	500	7.991	4.9024
16	GZ	300	509.6	1.49	3600	500	8.219	5.5162
17	SSL	200	430	1.53	2563	500	8.777	5.7369

注:

$$T_w = \frac{\sum L_i V_i}{g H_p}$$

$$T_a = \frac{GD^2 n^2}{365 p}$$

L_i —压力水道机、蜗壳和尾水管（无下游调压室时要包括压力尾水道）各分段的长度，m；

V_i —各分段内相应分流速，m/s；

H_p —设计水头，m；

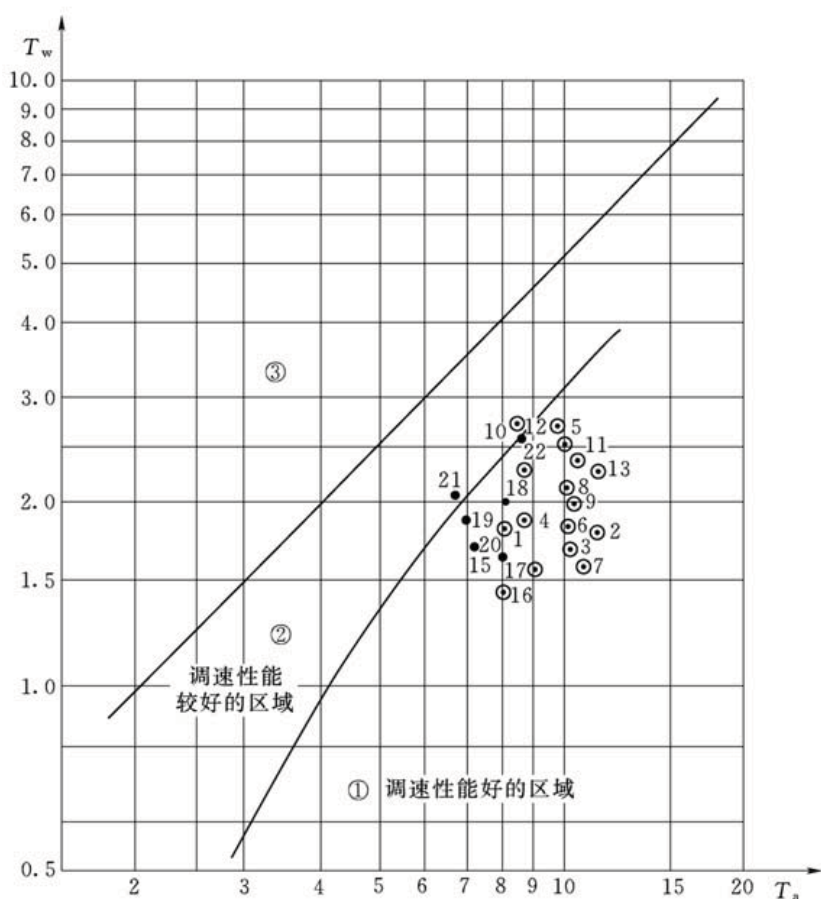
GD^2 —机组的飞轮力矩，kg·m²；

n —机组的额定转速，r/min；

p —机组的额定功率，W；

T_a —机组加速时间常数，s；

T_w —压力水道中水流惯性时间常数，s。

图 6-2 T_w 、 T_a 与调速性能关系图

●—在建；⊙—已建

的负荷变化的迅速响应能力，其 $T_w = 1.5\text{s} \sim 1.63\text{s}$ ， $T_a = 8\text{s} \sim 9\text{s}$ ， $T_a/T_w = 5.3 \sim 5.52$ ，与美国土木工程协会编制的《抽水蓄能和潮汐电站》规定的 T_a/T_w 之比大于 5 的要求相符。日本抽水蓄能电站的 T_a/T_w 之比，有的电站为 3.3，放宽了对下限的限制。总的看来，多数抽水蓄能电站 T_a/T_w 之比，比常规水电站要求高， T_a/T_w 的比值是发电机组和水泵水轮机惯性的函数，是控制设计系统调节稳定性和电站响应的准则，要根据输水系统布置及机组

过渡过程计算结果分析确定,使电站建成后具有良好的运行能力,做到这一点必须在规划布置初期就注意解决该问题。

6.4.2

1 输水系统是抽水蓄能电站取得落差的部位,且多在山体内开挖修建,因此,在设计布置输水系统时,选择布置好施工支洞的位置,使之形成良好的施工条件和环境是不容忽视的。GZ抽水蓄能电站一期施工期曾发生一般难以预计的情况,由于上下水库相对高差达500m~600m,气温、气压和湿度差别明显;同时,由于洞室出口多,且分布在不同高程,致使气流走向混乱,短路现象经常发生,靠自然通风,洞内环境很难改善。以斜井为例,在斜井内冷暖气流会合凝结雾的情况时有发生,有时甚至连续几天,给测量、施工、设备安装带来困难。因此,本条给出“输水系统设计时要兼顾施工条件、选择好施工支洞的位置,以利提高施工效率”。

2 本条给出了进行输水系统供水方式布置时要遵循的原则。输水系统向机组供水方式,一般需在布置上通过综合比较选定方案。GZ一期工程装机 $4\times 300\text{MW}$,由于围岩条件好,采用钢筋混凝土衬砌高压管道,引水系统布置是采用“一洞四机”还是“二洞四机”,国内外专家和国外厂商均存在不同意见。采用“一洞四机”,施工条件简化,投资相对省15%,问题是一旦引水系统出现事故,需要全厂停机检修,电厂将难以承受。业主单位经认真研究认为,引水系统土建工程事故极为罕见;4台机组的球阀系进口设备,可靠度高;作为主要提供低谷电的DYW核电站每年有两个月以上的停机换核原料时间,给本电站检修带来方便;万一要全厂停机检修,届时广东、香港、广西电网已联网,可发挥电网统调能力解决;再则,当时GZ抽水蓄能电站工程二期扩建已在酝酿,从电站总体上讲,“二洞八机”布置更为合理。综合比较利弊两个方面,最后决策选择“一洞四机”方案。

日本最大的装机容量2700MW的神流川抽水蓄能电站,装

有 $6 \times 450\text{MW}$ 的机组。围岩条件良好，采用钢筋混凝土衬砌式。对于长近 1000m 的倾斜高压管道，采用隧洞掘进机（TBM）进行全断面开挖。高压隧洞对机组供水采用“一洞二机”，直径 6.1m 。从引水隧洞布置看，一条为“一洞四机”，引水隧洞洞径 8.2m ，经两次分岔后向机组供水；另一条为“一洞二机”，洞径 6.1m ，这种特殊的布置，可能是考虑隧洞掘进机直径和能力条件而定。

我国 SSL 抽水蓄能电站装机 $4 \times 200\text{MW}$ ，考虑高压管道地质条件差（上斜段围岩以 $\text{IV} \sim \text{V}$ 类为主，下斜段围岩以 III 类为主）和钢管制作安装需要，采用“一洞二机”；THP 抽水蓄能电站装机 $6 \times 300\text{MW}$ ，考虑高压管道地质条件好和钢筋混凝土衬砌条件，采用“一洞三机”布置。

因此，对输水系统供水方式问题，提出“应根据地形地质条件、管径、衬砌型式和材料、施工条件、电站运行要求等，通过技术经济论证确定”。

3 相邻隧洞间岩体的厚度的确定，与《水工隧洞设计规范》DL/T 5195 的规定相同，即一般不宜小于二倍的洞径（或洞宽）；岩石较好时可适当减小，但不宜小于一倍洞径（或洞宽）。上述规定是着重从洞间岩体稳定性考虑，对于混凝土或钢筋混凝土衬砌的高水头抽水蓄能电站的高压隧洞，还要根据内水压力，按水力劈裂要求进行核算，其最小厚度要满足水力劈裂要求。这是根据高水头抽水蓄能电站的透水衬砌高压隧洞的特点所作出的规定。若因某些条件限制不能满足要求时，则要采取调整供水方式及相应的工程措施加以解决。

6.4.4

2 侧式进/出水口应用较多，如图 6-3 所示。侧式进/出水口的水流属于有压缓流的扩散（或收缩）阻力问题，与一般流体阻力手册中的矩形断面渐扩管相类似，是一个三维流动问题。根据渐扩管的基础研究，本规范给出“顶板扩张角（ θ ）宜在 $3^\circ \sim$

5°范围选用”。国内 HG、PSH 等抽水蓄能电站工程的进/出水口试验最终建议采用顶底板双向扩张，每侧为 2.5°的布置是符合上述研究基本要求的。但考虑到实际工程布置上的需要，当 $\theta > 5^\circ$ 时，根据国内的研究成果，本规范给出“宜在扩散段末接一段平项的调整段，其长度约相当于 0.4 倍的扩散段长度”，（图 6-4）。SSL 抽水蓄能电站下水库进出水口最终采用的布置为扩散段长 $L=26.16\text{m}$ ，调整段长 $l=10\text{m}$ ，顶板扩张角 $\theta=6.54^\circ$ （相当于图 6-5 中的 AB 线）。加 10m 长调整段之后，实际上有效的顶板扩张角相当于 AC 连线为 4.74° ，无负流速出现，其发电工况的水头损失系数为 0.33~0.36，抽水工况时为 0.22~0.20。因此，本规范推荐采用加调整段的布置。

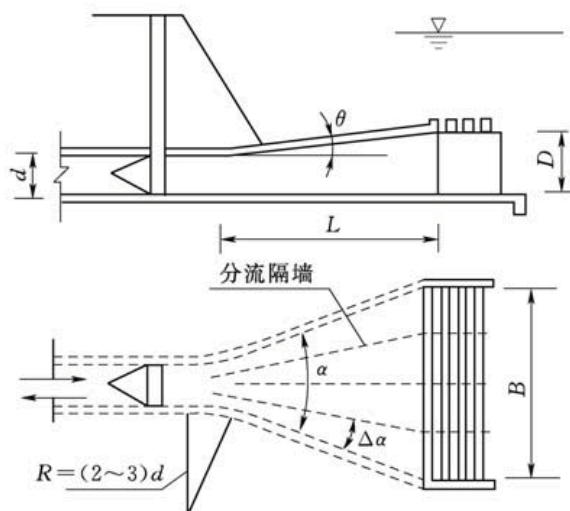


图 6-3 侧式进/出水口

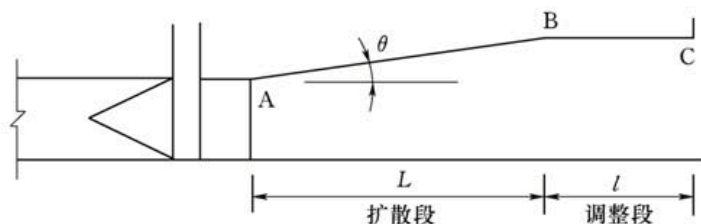


图 6-4 具有调整段的侧式进/出水口

扩散段内流速分布的调整要从垂直和平面流速分布两方面进行，两者是相互关联的。顶板扩张角主要是调整垂直流速分布。在有分流隔墙的布置时，主要是调整平面流速分布，力求使各孔道过流量彼此接近，这是影响水头损失大小的主要因素。扩散段分流隔墙的数目，以每孔流道的分割扩张角（ $\Delta\alpha$ ，见图 6-3）小于 10° 为宜，可参照表 6-11 选用。

表 6-11 分流隔墙数目

平面扩张角 α	$<20^\circ$	$25^\circ\sim30^\circ$	$30^\circ\sim45^\circ$
隔墙数目 N	1~2	2~3	3~4

分流隔墙在扩散段首部的布置原则是，既要避免过分拥挤，又要有效地起到均匀分流的作用。因此，分流隔墙的头部分形状以尖型或渐缩式小圆头为宜。其间距，对于二隔墙三孔流道的布置，中间孔道宽占 30%，两边孔道占 70% 为宜；对于常见的三隔墙四孔流道的布置，以采用中间两孔占总宽的 44%，两边孔占 56% 为宜，或者说单一中间孔道宽 b_c 与相邻边孔宽 b_s 之比 $b_c/b_s \approx 0.785$ ，且中间隔墙在首部较两边隔墙宜适当后退形成凹型布置，其后退距离约相当于进口宽度的 1/2 左右（图 6-5）。由于扩散段内流速分布还受来流条件特别是流速分布的影响，而这与布置条件（如有无弯道、底坡、断面变化、门槽体型等）和边界层发展有关，这正是难以做到使流量在各孔流道达到均匀分配之所在。所以，上述分流隔墙间的距离关系可作为设计的参考依据。而根据对近年来国内的一些试验研究成果分析表明，当相邻孔道间的流量不均匀程度超过 10%，就会使水头损失明显增大，因此，本规范给出“分流隔墙的布置，应使各孔道的过流量基本均匀。相邻边、中孔道的流量不均匀程度不超过 10% 为宜”。

3 竖井式进/出水口也是较为常用的一种，如图 6-5 所示。这种进/出水口在体型上与竖井溢流道相似，但水流特性有本质

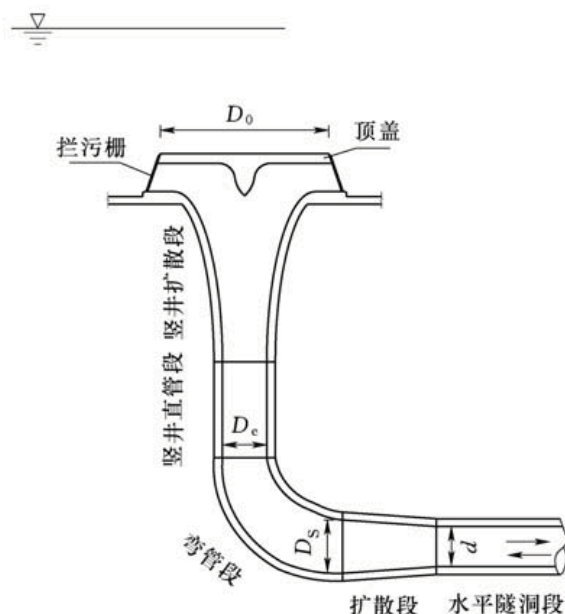


图 6-5 竖井式进/出水口

区别。这种区别不仅仅是双向流动问题，更重要的是前者属有压缓流系统的扩散（或收缩）流动，尤其要力求顶盖下由隔墙相间的各孔出流均匀，减小水头损失；根据国内外的研究成果，为使出流时水流经过弯道后不致产生严重分离，力求上部各出口出流均匀，宜在来流管道（ d ）与弯道起始断面（ D_s ）间采用双向扩散连接段，连接段长度大于或等于 D_s ，该段的单侧扩散角 $3^\circ < \alpha_1 < 7^\circ$ ；弯管段宜采用肘管型，其末端断面直径 $D_e \geq d$ ，且首末端断面比 $A_e/A_s = 0.6 \sim 0.7$ ， $V_e \leq 5\text{m/s}$ （或相应的弗劳德数 $Fr = \sqrt{gD_e} \leq 0.6$ 为宜）。弯管末端向上宜有适当长度的直管段，用以调整水流，其上部的竖直扩散段要与之呈渐扩式平顺连接；当无直管段或甚短时，则从弯管末端（或附近）开始的竖直扩散段，要以平缓（斜率渐变）的曲线（或直线）逐渐扩张成喇叭口段，直至所需高程；喇叭口可采用椭圆曲线或其他型曲线。此外，井盖直径 D_0 的大小，依流

量、直径 D 及过栅流速等条件，通过综合比较确定。拦污栅槽可做成倾斜或直立布置。

进/出水口水流属三维流动，且受来流和边界条件影响明显，对重要的工程或布置条件复杂的工程，应通过水工模型试验确定合理的布置和体型。

6.4.5 关于输水系统断面的流速选择问题，除了通常以经济直径概念确定管道的流速外，尚应综合考虑水力过渡过程、地形地质条件、衬砌型式和材料等因素来选择流速。一般抽水蓄能电站水头较高，选择过水断面的流速较常规水电站管道流速大。但最终确定，不限于经济直径概念，应根据输水系统布置，特别是电站运行要求，通过过渡过程计算成果分析确定。

岔管受双向水流作用，就水头损失而论，设计工况下各机组同时运行时为实际的控制工况。对于非对称岔管即常见的一管多机布置，其水流特点是主管沿程为变量流，当发电工况运行时为沿程减量流，抽水工况运行时为沿程增量流，主管断面沿程的变化应适应此特点来设计。其次，根据对国内有关工程的岔管设计研究资料分析，非对称岔管的支管入口采用锥形过渡段，对减小水头损失颇为有效。美国 ASCE 的钢管设计手册中认为，采用锥形过渡段水头损失约相当于普通直接圆筒形的 $1/3$ ，岔管连接处拐角修圆，也是减少分离使水流更加稳定的有效措施，两者同时采用最佳。根据国内的两个试验资料分析表明，单侧锥形角在 7° 以内大约每增加 1° ，水头损失约可减少 9% ，对不超过 7° 的锥形角来说，与上述 ASCE 的建议是一致的。因此，本条给出“对于非对称岔管，其支管平均流速 (V_2) 与主管平均流速 (V_0) 之比即 (V_2/V_0) 宜保持适宜比值，且支管入口应采用单侧收缩角不超过 7° 的锥形过渡段”的规定，目的在于减小水头损失。此外，GZ 二期采用平底岔管，即将主、支管底部拉平在主洞底同一高程上（主、支管轴线高程不同），形成立面不对称平底岔管，无需另设专用排水管阀系统，可以自流排水，方便施

工和运行排水。

通常输水系统的进/出水口直接与上、下水库相接，但实际工程中确有进/出水口与水库之间有相当长度的明渠相连，例如 LYS 抽水蓄能电站和 SH 抽水蓄能电站的下水库进/出水口与下水库之间属于此类布置。由于明渠连接段的存在，当电站机组流量变化时，明渠中将发生非恒定流动，尤其是在机组开机增负荷或甩负荷时。因此，本条文规定“当进/出水口与较长明渠相接时，应对不同工况下有压-无压系统的明渠非恒定流进行分析计算”。所计算出的最低、最高涌浪高程，可作为校验进/出水口最小淹没深度和明渠连接段的合理堤顶高程或砌护高度的依据。

6.4.6

2 近年来抽水蓄能电站向着高水头、大单机容量方向发展，要求高压管道（隧洞）的直径大。钢管的应力与内水压力及管道尺寸成正比，钢板厚度加大，特别是岔管体型复杂，尺寸大，要求很厚的钢板，钢板过厚给加工制造带来很多困难，运输和洞内安装十分不便，厚钢板的现场焊接质量难以保证。由于这些原因，在地质条件允许的情况下，采用钢筋混凝土衬砌高压隧洞（包括岔管）颇有重要意义。20 世纪 70 年代末 80 年代初英国迪诺威克抽水蓄能电站主洞径 9.5m，设计水头 542m，采用钢筋混凝土衬砌取得成功。自那以后，美国一批抽水蓄能电站如赫尔姆斯（ $D=8.23\text{m}$ ， $H=531\text{m}$ ）、布海姆吉尔博（ $D=8.5\text{m}$ ， $H=365\text{m}$ ）、巴斯康蒂（ $D=8.6\text{m}$ ， $H=390\text{m}$ ）、巴德溪（ $D=9.0\text{m}$ ， $H=365\text{m}$ ）、腊孔山（ $D=10.7\text{m}$ ， $H=310\text{m}$ ）采用钢筋混凝土衬砌的隧洞和岔管。由于问题非常复杂，缺乏系统的研究，国外设计咨询均以现场试验为依据，目前设计理论尚待实践中加以完善。表 6-12、表 6-13 和表 6-14 为国内外工程的有关资料。表 6-15 为已建电站混凝土衬砌的高压隧洞围岩最小地应力与最大静水头的关系。

表 6-12 国外已建成的部分钢筋混凝土衬砌岔管

电站	国家	装机容量 (MW)	水头 (m)	岔管直径 (m)	岔管分 岔布置	围岩 地质	衬砌厚度 (cm)
迪诺威克 (蓄能)	英国	6×300	542	9.5/3.8	1 分 6	板岩	100
科威尔达 (常规)	挪威	4×300	465	13.1/—	1 分 4	片麻岩	
蒙特齐克 (蓄能)	法国	4×20.5	423	5.3/—	2×1 分 2	花岗岩	40/75
卡南山 (蓄能)	美国	6×280	289	11.3/4.6	1 分 6	片麻岩	
赫尔姆斯 (蓄能)	美国	3×350	531	8.2/3.5	1 分 3	花岗岩	69
巴斯康蒂 (蓄能)	美国	6×350	390	8.6/5.4	3×1 分 2	砂页岩	60
腊孔山 (蓄能)	美国	4×350	310	10.7/—	1 分 4		
诺斯菲尔德山 (蓄能)	美国	4×250	248	9.5/—	1 分 4		
贝尔泽 (蓄能)	美国	2×300	235	7.6/5.3	1 分 2		
巴德溪 (蓄能)	美国	4×309	365	9.0	1 分 4	片麻岩	30~45
洛基山 (蓄能)	美国	3×280	213	10.7/5.79	1 分 3	灰岩	

表 6-13 国内已建成的部分钢筋混凝土衬砌岔管

电站	装机容量 (MW)	水头 (m)	岔管直径 (m)	岔管分 岔布置	围岩 地质	衬砌厚度 (cm)
GZ 一期 (蓄能)	4×300	535	8.0/3.5	1 分 4	花岗岩	60
GZ 二期 (蓄能)	4×300	535	8.0/3.5	1 分 4	花岗岩	60
THP (蓄能)	6×300	680	7.0/3.2	2×1 分 3	凝灰岩	60

表 6-14 GZ 一、二期岔管的设计参数

期别	上覆岩体厚度 H (m)	最小主应力 σ_3 (MPa)	内压静水头 P_0 (m)	覆盖比 $\lambda = H/P_0$	抗水力劈裂 σ_3/P_0
一期	440	7.5±1	610	0.72	1.07~1.39
二期	410	6.8	610	0.67	1.11

表 6-15 已建电站混凝土衬砌的高压隧洞围岩
最小地应力与最大静水头的关系

编号	电站名称	地质条件	最大静水头 (MPa)	围岩实际最 小地应力 (MPa)	安全系数
1	THP	凝灰岩	6.67	8.2	1.23
2	TA	混合花岗岩	3.1	5.02	1.67
3	TB	花岗岩	3.38	5.9	1.75
4	BQ	花岗片麻岩	6.4	8.2	1.28
5	XSJ	花岗岩	2.75	3.5	1.27
6	XY	花岗斑岩	5.4	7~8	1.29~1.48
7	GZ 一期	花岗岩	6.1	7.5	1.23
8	GZ 二期	花岗岩	6.1	7.3	1.2

依据国内外新的工程实践，归纳出以下几条设计中应注意解决的问题：

对于在地下洞室群内，当分析确定与高压隧洞之间的最小排水间距时，应掌握其间围岩的构造产状及充填物的物理力学特征，控制允许的水力劈裂梯度。GZ 一期高压岔管与上部排水洞之间距离 98m，核算最大水力梯度 5.22；GZ 二期高压岔管与上部排水洞之间距离 35m，核算最大水力梯度 16.43，初次充水后，前者安全，后者在排水洞南支洞 0+125m 桩号和东支洞 0+66m 桩号的洞壁上，出现喷射渗水，压力很高，部分射水已汽化带有声响，渗水点不断增加，渗量加大，这个排水探洞系统的总渗量达到 31.78L/s，充水结束后，进行加固处理。THP 抽水蓄能电站高岔与其排水洞距离也是 35m，核算水力梯度为 18.4，围岩为流纹质熔凝灰岩，岩体致密完整，目前渗水量只有 15.7L/s，因此，设计中应根据不同围岩构造特征，对允许水力劈裂梯度慎重研究加以选取。

在应用高压隧洞设计中的“最小主应力”准则时，对围岩中存在的一些构造，在渗水压力冲蚀作用下充填物质可能被冲淘，导致排泄通道加大，围岩和围岩中某些构造两者之间应具体分析，区别对待。渗水压力小于围岩最小主应力，不一定能够满足同类围岩的构造处允许水力劈裂的要求。

同是采用“限裂设计理论”设计，围岩条件相同或接近的工程，充水后实践证明，衬砌开裂的规模和位置有所不同。因此，高压隧洞要求围岩或经加固后的围岩应具有很好阻水能力。

选择高压固结灌浆材料，应具有微细裂隙的可灌性及承受高压渗水的抗冲蚀能力。

3 当地质条件较差或高压管道布置上不能满足钢筋混凝土衬砌型式要求，预应力混凝土衬砌的高压隧洞方案值得参与方案比选。由于 200m~300m 水头或其以下的抽水蓄能电站还有一定数量，在该种情况下钢衬不是唯一方案。具体规定可执行《水工隧洞设计规范》DL/T 5195 的预应力混凝土衬砌部分。

4 给出了选择应用钢板衬砌的条件。SSL 抽水蓄能电站高压管道沿线自上而下依次交错分布有安山岩和砾岩，不同岩性之间为断层破碎带接触。Ⅲa 类围岩占 19.4%，Ⅲb 类占 22.8%，Ⅳ占 40%，Ⅴ类占 17.8%，管道 HD 值的范围为 420m²~2600m²，故分别使用了抗拉强度 σ_b 为 490MPa、570MPa、790MPa 级三种钢材衬砌，最大板厚不超过 50mm。围岩分担率上限为 0.45，且根据钢管围岩地质情况，对Ⅴ类围岩地带，以及处于厂房爆破松动区和施工支洞影响范围内的管段，均按钢管承担全部内水压力设计。整个管道考虑围岩分担内水压力的管段长度约占管道总长的 50%。采用微膨胀混凝土充填钢管外部空间。采用 790MPa 级高强钢材，取得了制造与安装方面的成功经验。根据国内外高水头大容量抽水蓄能电站采用钢板衬砌的实践经验，本条给出了有关规定。

6 高压管道下水平段即输水系统进入厂房机组前的一段，

为输水系统承受水压力最大的部位，其内水压力的设计值主要是本条中规定的前两项。而第三项“考虑机组甩负荷压力脉动影响，模型试验机与原型机特性差别，以及机组关闭过程的变化影响”，都是客观存在的因素，但如何合理的计及这些影响，国内外尚无定论，日本有些抽水蓄能电站在设计中将这种影响取值为5%~8%的静水压力。已建抽水蓄能电站在机组调试时虽然都要进行甩负荷试验，但由于测量方法、设备条件、传感装置安装位置以及资料分析方法存在差异，尚难以给出一个明晰的结果。因此，建议“经论证后可增加适当裕度”。论证主要应根据机组特性、输水系统布置及运行要求等方面，参照已建工程的经验进行。

8 已建成的抽水蓄能电站，均考虑充分利用地质勘探洞、施工支洞改造为输水系统的外排水洞。排水措施的设置，尽量采用高水高排、低水低排的原则，以控制或降低地下水位线，并减轻地下厂房的排水压力，减少运行期排水费用。例如，SSL抽水蓄能电站将300m高程施工支洞改造为输水系统上层排水洞，中平段施工支洞改为中层1号排水洞，2号地质勘探洞改为中层2号排水洞，北探洞改为下层1号排水洞。

GZ一期、二期工程，分别利用下平段以上98m、35m的勘探洞改造为排水洞，THP抽水蓄能电站利用下平段以上35m的勘探洞改造为排水洞。

输水系统外的地下水位线，是依据水文地质勘测资料，以及水库蓄水后和输水系统内水外渗等因素经分析确定。GZ电站高压隧洞曾进行过放空检查，并对放空速度与地下水位变化进行监测。发现对于透水衬砌而言，内水放空速度对管道内外压差有明显的影响，应把握住内水放空速度，可以严格控制压差不超过设计允许值。

6.4.7

2 在工程实际中，坡度 $\geq 45^\circ$ 的斜管的顶拱都能保证浇筑密实，无需对其顶拱进行回填灌浆，表6-16为已建工程压力管道

斜井坡度统计表。

表 6-16 压力管道斜井坡度统计

编号	电站名称	斜井坡度 (°)
1	SSL	50
2	XLC	56/60
3	GZ	50
4	THP	58
5	HZ	50
6	TB	50
7	BQ	50
8	HMF	50
9	PSH	50
10	HHHT	50
11	QY	50
12	SZ	50
13	葛野川	50
14	大河内	51
15	奥多多良木	48

在高强衬砌钢板上开灌浆孔，应避免削弱钢衬强度和带来封孔焊接上的困难。GZ 一期的钢板衬砌曾因灌浆孔封孔焊接质量而做放空检修。英国迪诺威克抽水蓄能电站的灌浆孔采用黏结剂封堵。我国黄河 XLD 水电站钢管灌浆孔采用环氧胶黏结。SSL 抽水蓄能电站全部采用微膨胀混凝土回填钢管外部空间，目的是利用其膨胀压力，减小乃至消除外侧初始间隙，这样即可简化施工工序，又可避免在高强钢衬上开孔所带来的封堵困难问题。因此，本条指出“对采用高强钢的管道，其回填灌浆和围岩固结灌浆设计，应视高强钢的特性确定适用的灌浆方式”。

3 钢筋混凝土高压管道与地下厂房之间钢管段的长度，美国《土木工程规范》水道篇指出“厂房位于地下，紧靠厂房上游侧的高压管道应使用钢衬，以防止渗流进入厂房洞室。钢衬段长

度应根据厂房洞室三维渗流分析确定，分析时要考虑裂隙岩体的渗透性”。国内外抽水蓄能电站钢筋混凝土高压管道与地下厂房之间钢管段的长度统计资料见表 6-17。

表 6-17 国内外抽水蓄能电站钢筋混凝土高压管道与
地下厂房之间钢管段的长度统计资料

编号	电站名称	国别	钢衬起点静水头 $H(\text{m})$	钢衬直径 (m)	钢衬长度 $X(\text{m})$	X/H
1	迪诺威克	英国	590	3.3	140~114	0.24~0.19
2	赫尔姆斯	美国	576	3.81	152、120、 50	0.26、0.21、0.09
3	蜡孔山	美国	350	5.34	30	0.09
4	北田山	美国	270	4.2	30	0.11
5	巴斯康蒂	美国	407	5.5	191	0.47
6	蒙特齐克	法国	430	2.7	80	0.19
7	雷文	法国	277	5.2、2.64	282	1.02
8	拉瑞诺	西班牙	350	3.0	150	0.43
9	GZ	中国	542	3.5	135	0.25
10	THP	中国	680	3.2	185~233	0.27~0.34
11	TA	中国	310	4.8	73.6~85	0.24~0.27
12	TB	中国	343	5.5	107.62~ 141.852	0.31~0.41
13	XY	中国	539.25	3.8	110~140	0.2~0.26
14	THP 二期	中国	849.5	3.0	340~369	0.4~0.43
15	XSJ	中国	273.2	5.3	85.96	0.31
16	BQ	中国	639	3.5	97~119.6	0.15~0.19
17	XJ	中国	559.8	4.2	171、181	0.31、0.32
18	BLH	中国	267	5.6	100	0.37
19	HMF	中国	382.2	5.3	82.6	0.22

因此,综合国内外有关工程资料,本规范给出水力梯度“不宜小于最大静水压力水头的 $1/3 \sim 1/4$ ”。

6.4.8 抽水蓄能电站高压岔管通常采用钢岔管或钢筋混凝土岔管。钢筋混凝土岔管用在围岩条件好、最小地应力满足要求,岩体覆盖足够厚的条件下,否则选用钢岔管。

抽水蓄能电站的地下厂房一般埋深大,岔管处岩体覆盖往往很厚,有条件采用钢筋混凝土岔管。另一方面,从抽水蓄能电站的发展看,高水头、大单机、大流量、导致大直径管道,岔管体型复杂,如果采用钢岔管,钢板厚,加工、运输、现场焊接工艺等难度很大。因此,只要条件具备,应对钢筋混凝土岔管方案加以研究。

我国 GZ 抽水蓄能电站一期钢筋混凝土岔管处于粗粒(斑状)黑云母花岗岩体中,岩体完整,岔管上覆围岩厚度 440m~480m,内水最大动压水头 704.5m,静压水头 611m,围岩地应力场 $\sigma_1 = 13\text{MPa} \pm 1\text{MPa}$ 、 $\sigma_2 = 10\text{MPa} \pm 1\text{MPa}$ 、 $\sigma_3 = 7.5\text{MPa} \pm 1\text{MPa}$,岔管直径 8.0m/13.5m, HD 值 5636m^2 ,采用卜型四分岔布置。THP 抽水蓄能电站钢筋混凝土岔管处于含砾流纹质熔凝灰岩,围岩新鲜、完整、坚硬,岔管上覆围岩最小厚度 360m,内水静压水头 683.5m,内水最大动压水头 800m,最小主应力大于内水压力,从区域地应力回归看,岔管位置最小地应力可达 8.2MPa 以上, HD 值 5600m^2 ,岔管直径 7.0m/3.6m,采用卜型三分岔布置。英国迪诺威克抽水蓄能电站钢筋混凝土岔管处于板岩,地质条件不是太好,岔管处围岩垂直覆盖厚度约为 500m,内水静压水头为 542m,分岔段由 9.5m 直径的主洞分为 6 条内径 3.3m 直径的支管, HD 值约为 5700m^2 。美国巴斯康蒂、赫尔姆斯、巴德溪、腊孔山等抽水蓄能电站在工程的特定条件下,都成功的采用了钢筋混凝土岔管。

本条根据国内、外已建成投产的大型钢筋混凝土岔管的工程实例,对设计布置中应考虑的主要因素加以归纳,给出当采用钢

筋混凝土岔管时，围岩需满足的条件。

上述各工程在布置钢筋混凝土岔管时，最小地应力与内水压力之比的判别标准上有不相同处，例如挪威准则要求大于 1，有些国家要求大于 1.5 等，但实质上是应要求岔管围岩在内水压力作用下不出现拉应力，即应计入岩体不均质的影响，也应考虑到岔管非圆形断面的影响，一般需进行三维有限元分析。

钢筋混凝土岔管衬砌本身只起到平顺水流的作用，内水压力基本上是由围岩承担，当岔管放空时，应借助排水措施和放空速度的控制减少内外水压差，保持混凝土衬砌的安全。

6.4.9

1 高水头大型抽水蓄能电站输水系统的充水和放水，是电站运行管理不可缺少的一项操作，工程设计阶段必须为此设置一套完善可靠的充、排水设备。输水系统的初期充、排水试验是加载、卸载、检查、监测、发现问题和处理的过程，是对输水系统安全运行的第一次检验，涉及到土建、机电、监测、施工和监理等专业和单位协调一致的工作。因此，在实施该项工作之前，应制定切实可行的设计方案。

3 输水系统的充水，尤其是混凝土和钢筋混凝土衬砌管道，必须严格控制充水速率，分水头段逐级进行，待稳定经实时监测确认后，方可继续进行。GZ 一期输水系统充水程序为，尾水系统一次充水至下水库水位 275.55m，平压后稳定 72h 以上。引水系统按 5 级间断与连续相结合的充水方式，间断充水（约 3h 左右）上升 60m~80m，连续充水在斜井充水速率 1m/h~1.5m/h，每级稳压 48h 以上，最后一级平上水库水位稳定 72h 以上。

THP 抽水蓄能电站引水系统充水分 7 级进行，第 1 级~5 级充水速率为 10m/h，第 6、7 级因水头已很高，充水速率降为 5m/h，分级段长减半。充水试验稳定时间：第 1 级~3 级稳定 48h，第 4 级~7 级稳定 72h。

SSL 抽水蓄能电站高压管道采用钢板衬砌，具有较高的可靠性，充水速率为 13m/h，主要利用在厂房内的专用水泵充水。

5 输水系统放空须谨慎进行，以确保安全。根据国内外经验，钢筋混凝土隧洞其速率控制在 2m/h~4m/h。GZ 二期根据工程特点，分 5 个阶段进行，所确定的排水原则为：①斜井排水速率控制在 5m/h 以内。②最大外水压力与水道内水压力之差不得大于 200m 水头，小于外压设计水头。

第 1 阶段，排水范围为上平洞及引水调压室，管道内水位为 810m~736m，平均排水速率为 10m/h 以内；

第 2 阶段，排水范围为斜井和中平洞，管道内水位为 736m~450m，平均排水速率约 5m/h；

第 3 阶段，排水范围为 450m 高程至下斜井 285.0m 高程，平均排水速率约 4m/h；

第 4 阶段，排水范围为下斜井 285.0m 高程以下段管道，平均排水速率约 4m/h；

第 5 阶段，排水范围为下平洞及引水支管（204m 高程/212m 高程），经 5 号机钢管排水管（拆除消能片）直接进入肘管，再经集水井排至下水库。

THP 抽水蓄能电站，引水系统确定分 3 段进行排水，第 1 段，管道内水位在 859.45m~840m 高程打开 1 号机组针阀排水；第 2 阶段，管道内水位在 840m~734.5m 高程，依靠管道内水量自然外渗排水，水位下降速率变化为 1.75m/h~1.0m/h；第 3 阶段管道内水位在 734.5m~224m 高程采用每 50m 一台阶，分五次进行排水，水位下降速率 2m/h，每 50m 台阶排水完成后稳压 24h。

放空高压隧洞，应控制使最大外压力与管道内水压力之差小于高压隧洞外压设计水头。在监测方面应注意观测随着高压隧洞放空速率的不同，外水水面线的变化情况，以放空速率控制高压隧洞的内外压差。

6.5 厂 房 系 统

6.5.1 抽水蓄能电站厂房的布置及结构等方面与常规水电站厂房设计基本相似,设计应符合《水电站厂房设计规范》NB/T 35011 有关规定。抽水蓄能机组有多种型式,目前用得较多的是立轴可逆式机组,其次是立轴三机式机组。横轴三机式机组,近代已较少采用。本规范侧重可逆式水泵水轮机组的厂房设计,适用于厂房内设置单一的抽水蓄能机组及抽水蓄能机组与常规机组混合的厂房设计。

立轴可逆式机组厂房布置紧凑,洞室尺寸取决于设备布置。与常规水电站厂房较显著的差别是机组安装高程较低,防水防渗要求高,集水井及水泵容量较大,电气辅助设备较多等。国内外部分高水头、大容量单级可逆式机组抽水蓄能电站厂房有关资料统计见表 6-18。我国 20 世纪 90 年代建成投产的抽水蓄能电站多为地下式厂房、单级可逆式机组。GZ 抽水蓄能电站一、二期分别于 1994 年、2000 年投产运行,装机容量为 $2 \times 1200\text{MW}$,机组台数 2×4 ,吸出高度 -70m ,主厂房尺寸(长 $\times$ 宽 $\times$ 高)分别为 $196.5\text{m} \times 21\text{m} \times 44.5\text{m}$ 、 $196.5\text{m} \times 21\text{m} \times 47.6\text{m}$,一期采用下拆方案,二期采用中拆方案。SSL 抽水蓄能电站于 1997 年全部投产,装机容量 800MW ,机组台数 4 台,吸出高度 -56m ,主厂房尺寸(长 $\times$ 宽 $\times$ 高) $146.6\text{m} \times 23\text{m} \times 46.6\text{m}$,采用上拆方案。THP 抽水蓄能电站投产于 2000 年,装机容量 1800MW ,机组台数 6 台,吸出高度 -70m ,主厂房尺寸(长 $\times$ 宽 $\times$ 高) $200.7\text{m} \times 21\text{m} \times 48\text{m}$,采用中拆方案。

立轴多级可逆式机组厂房布置与常规水电站厂房布置差别较大,我国尚没有该种厂房布置的工程实例。

法国上比索特抽水蓄能电站,安装 4 台多级可逆式机组,发电水头为 $1072\text{m} \sim 1194\text{m}$,抽水扬程为 $1120\text{m} \sim 1217\text{m}$,上、下游布置了独立闸阀室,发电机层尺寸(宽 $\times$ 高) $15.5\text{m} \times 12.2\text{m}$,

表 6-18 国内外部分高水头、大容量单级可逆式机组
抽水蓄能电站有关资料统计表

名称	国别	投运 年份	装机容量 (MW)	机组 台数	设计水头 H (m)	转速 (r/min)	吸出 高度 H_s (m)	H_s/H	厂房尺寸 (长×宽×高) (m×m×m)	厂房 型式
腊孔山	美国	1978	1370	4	295	300	-39	0.123	140×22×39	地下式
迪诺威克	英国	1983	1728	6	536	500	-60	0.117	179.3×23.5×52.5	地下式
新高瀨川	日本	1979	1280	4	229	214.3	-33	0.144	16.5×23.5×52.5	地下式
奥吉野	日本	1973	120.6	6	526	514	-70	0.133	157.8×20×41.6	地下式
奥多多良木	日本	1974	1212	4	383	300	-47.5	0.124	129×20×41.4	地下式
玉原	日本	1982	1200	4	518	428	-65	0.125	114.5×27×49.5	地下式
俣野川	日本	1986	1200	4	489	400	-63	0.129	155.5×23.5×46.4	地下式
奥矢作 (II)	日本	1981	780	3	404.6	360	-40	0.099	89×21×50	地下式
新丰根	日本	1973	1125	5	203	257	-36	0.177	140.5×22.2×46.5	地下式
今市	日本	1988	1050	3	524	428	-70	0.133	103×33.5×52	地下式
下乡	日本	1988	1000	4	387	375	-45	0.116	119×22×45.5	地下式
奥清津	日本	1978	1000	4	470	375	-53	0.113	122×26×42.5	地下式
GZ	中国	1994 (一期) 2000 (二期)	2×1200	2×4	535	500	-70	0.131	146.5×21×44.5 146.5×21×47.6	地下式

续表 6-18

名称	国别	投运 年份	装机容量 (MW)	机组 台数	设计水头 H (m)	转速 (r/min)	吸出 高度 H_s (m)	H_s/H	厂房尺寸 (长×宽×高) (m×m×m)	厂房 型式
SSL	中国	1997	800	4	430	500	-56	0.130	145×23×46.6	地下式
THP	中国	2000	1800	6	570	500	-70	0.123	200.7×21×48	地下式
SH	中国	2002	100	2	97.7	300	-21	0.215	竖井内径 29m, 厂房 51×23.4×21.6	半地下式
TB	中国	2005	1200	4	244	300	-58	0.238	182.7×24.5×53.0	地下式
TA	中国	2005	1000	4	255	300	-53	0.208	180×24.5×51.3	地下式
LYS	中国	2006	600	4	126	230.8	-32	0.254	156.66×21.5×46.17	地下式
YX	中国	2008	1000	4	363	375	-60	0.165	155.3×22×52.4	地下式
BQ	中国	2008	1200	4	510	500	-70	0.137	147×22×47.3	地下式
ZHW	中国	2008	1000	4	305	333	-48	0.157	151.55×23.8×50.0	地下式
XLG	中国	2008	1200	4	640	500	-75	0.117	149.3×22.25×49.0	地下式
HZ	中国	2009	2400	8	517.4	500	-70	0.135	152×21.5×48.25	地下式
HMF	中国	2009	1200	4	295	300	-50	0.169	136×25.5×52.7	地下式
PSH	中国	2012	1200	4	308	333.3	-64	0.208	161.8×22.7×54.1	地下式
HHHT	中国	2014	1200	4	521	500	-75	0.144	152×23.5×50.0	地下式

水泵水轮机室跨度减小，机组采用下拆方案。法国大屋抽水蓄能电站安装 8 台多级可逆式机组，发电水头为 821.5m~955m，抽水扬程 821.5m~955m，其布置与上比索特抽水蓄能电站厂房类似，上、下游分别布置了闸阀室，发电机层尺寸（长×宽×高）161.4m×14.8m×17.5m，水泵水轮机室跨度减小，总高度为 21.17m，机组采用下拆方案。

立轴三机式机组厂房布置，上层为发电机兼电动机，中间为冲击式水轮机，其安装高程高于最高尾水位，水轮机之下用联轴等与一个多级水泵相连，抽水时上下连接，发电时上下解列。我国 YZYH 抽水蓄能电站采用了三机一体式机组，地面厂房，主厂房尺寸（长×宽×高）69.8m×14.9m×38m，装设一台抽水蓄能机组，一台常规机组，装机容量共计 2×22.5MW，水轮机工况水头 816m，水泵工况设计扬程 850m。引水道、闸阀室、厂房布置均比可逆式机组复杂得多。

6.5.2

1 在地形、地质条件允许的情况下，高水头、大容量、高比转速的抽水蓄能电站，为了较好地适应由于机组安装高程低，而不使厂房承受较大浮托力，采用地下式厂房布置成为主要的发展趋势。地下厂房系统包括主厂房、主变压器室、尾水闸门室及辅助洞室和工作通道，形成大小各异，纵横交错、上下分层的洞室群体。设计时应充分利用围岩条件优化结构；采用先进设备、减小洞室尺寸；合理选择洞室群间距，紧凑洞室布置；结合布置调整上、下游侧输水道，兼顾输水系统的水力特性等进行优化布置。

2 抽水蓄能电站地下厂房埋深大，多数电站的主变压器布置在地下，开关站则视地形及出线情况而异，可布置在地下，也可布置在地面上。

抽水蓄能电站地下厂房主变压器室的布置形式较多，从国内外工程实例来看，较常见的布置方式有以下几种：

(1) 主变压器室布置在主厂房的下游侧, 形成主厂房、主变压器室、尾水闸门室(或尾水调压室)几洞并列布置。主要优点是: 每台机组的低压母线均较短, 电缆联系方便, 主变压器与主厂房截然分开, 对防火防爆较有利。其缺点是几大洞室并列, 又有多个母线洞连接, 当岩体较差时, 对岩体稳定不利, 如果再设置尾水事故闸门室、尾水调压室, 洞群范围大, 有时会遇到较棘手的地质问题。我国已建成投运的 GZ、SSL、THP、XLC、HHHT 等绝大多数抽水蓄能电站均采用该种布置方式。

(2) 当电站机组台数不多, 为避开洞群范围内某些不利的地质条件, 主变压器室布置在主厂房的一端或两端。其优点是: 省去与厂房平行的主变压器洞室, 也可能避开了不利的地质构造, 对围岩稳定有利。母线道容易布置, 开挖方量较少。考虑防火防爆的安全要求, 在主变压器周围及项板应设置坚固的防火防爆结构。我国已建成投运的 LYS 抽水蓄能电站采用该种布置方式。

(3) 其他布置形式。由于国外设备制造能力及一些特殊因素, 主变压器室的布置多样化, 如主变压器室放在主厂房上游侧、放在主厂房水轮机层、放在发电机层主机间的变压器坑内, 或放在尾水调压井上部等, 见表 6-19。上述布置均存在有利因素和不利因素, 有的是抽水蓄能电站的厂房早期个别的工程布置实例, 有的布置按照我国的有关规程和规范是不允许的。

6 开关站布置视地形及出线情况而异, 有的布置在地下, 如 GZ 和 SSL 抽水蓄能电站开关站(六氟化硫成套装置)放在主变压器洞室的上部; 有的布置在洞外。

7 出线竖井高度考虑电缆布设长度和竖井电梯高度因素, 不宜超过 300m 的高度, 如因地形条件限制, 确需超过 300m 情况下, 可考虑分级布置。表 6-20 为国内已投产运行工程出线竖井高度和斜井坡度统计表。

表 6-19 国外抽水蓄能电站的厂房主变压器布置

国别	电站名称	主变压器（室）位置
日本	沼原	紧接主厂房右侧
	大平	1号主变压器紧靠1号机左侧的水轮机 2号主变压器紧靠2号机右侧的水轮机
	奥吉野	主变压器室距厂房下游边约40m，与厂房垂直
	南原	主变压器在主厂房内两台机中之间的水轮机层
	今市	紧接主厂房左端
	新高瀨川	主变压器室距厂房下游边41.5m，与厂房平行
	玉原	主变压器室距厂房下游侧，与厂房平行
	新丰根	主变压器室距厂房下游边28m，与厂房平行
	下乡	主变压器室在主厂房左、右两端
	奥多多良木	主变压器室距厂房下游边18m，与厂房垂直
	本川	主变压器紧靠主厂房右端
	俣野川	主变压器在主厂房内两台机组之间水轮机层
	天山	1号主变压器紧靠1号机左侧的水轮机 2号主变压器紧靠2号机右侧的水轮机
	奥美浓	主变压器室距厂房下游边30.3m，与厂房平行
法国	雷文	主变压器距厂房下游边14.25m与23.25m的出线井顶部地面
	蒙特齐克	主变压器在主厂房内两台机组之间的发电机层的变压坑内
意大利	齐奥达斯	主变压器室在厂房下游侧，与厂房平行
	塔洛罗	主变压器紧靠主厂房左侧
	埃德洛	主变压器室在厂房下游侧，与厂房平行
	德里奥	主变压器室在厂房下游侧，与厂房平行
德国	瓦尔德克-II	主变压器紧靠主厂房右端
	萨欣根	主变压器在主厂房内下游侧的水轮机层
英国	迪诺威克	主变压器距厂房下游侧35m，与厂房平行
	特洛大山	主变压器在主厂房内上游侧的发电机层
南非	德拉肯斯贝赫	主变压器室距厂房下游边45m，与厂房平行

表 6-20 出线竖井及出线斜洞统计表

电站名称	出线洞型式	出线竖井高度 (m)	出线斜洞坡度 (度)	备注
SSL	竖井	174.6	—	
LYS	竖井	139.5	—	
ZHW	竖井	60.0	—	
XLC	竖井	96.0	—	
TA	竖井	228.0	—	
HHHT	斜井	—	28	

8 交通运输洞布置应考虑对外交通条件，宜布置在对外交通侧，避免施工期下库进/出水口施工与地下系统施工的干扰。

抽水蓄能电站采用地下厂房方案时，由于电站吸出高度低，导致电站交通运输洞的坡度会相对偏大，但考虑电站投入运行后，交通运输洞的车流量很少，因此相对《水电站厂房设计规范》NB 35011 适当放宽了交通运输洞的纵坡坡比，以缩短交通运输洞的长度。近年来，国内部分蓄能电站的交通运输洞的平均纵坡和最大纵坡，如表 6-21 所列。

表 6-21 交通运输洞纵坡统计表

电站名称	厂房位置	平均纵坡 (%)	最大纵坡 (%)	长度 (m)	备注
SSL	中部	6.93	7.8	1011.0	
LYS	首部	6.35	8.0	758.9	
ZHW	尾部	6.73	9.0	888.5	
XLC	尾部	4.21	7.0	772.0	
HHHT	尾部	4.37	6.7	1161.4	
YX	中部	4.49	—	1629.03	
TA	首部	—	7.8	1019.0	
PSH	中部	6.5	7.5	1030.0	

9 由于抽水蓄能电站厂房深埋地下，洞室群开挖后，改变了水文地质条件，因此，充分估计地下厂房在施工期和电站投运后的地下水状况，合理布置排水设施。

厂房的排水设施布置，常见的作法有：

(1) 环绕主厂房和主变压器室布置排水廊道，拦截流向厂房的地下渗水，在廊道内布置深排水孔以形成排水幕，渗水汇入排水沟内，有条件时，排水可通过自流排水洞直接排出。中国THP抽水蓄能电站设有1618m长自流排水洞，日本沼原抽水蓄能电站自流排水洞长1450m；XLC抽水蓄能电站设有1232m长的自流排水洞；或通过落水井埋管等引至厂房集水井，对集水井容积和排水泵容量，应按最大渗流的排除能力设计。

(2) 充分利用地质探洞或施工支洞作为排水洞，既可节省工程量，降低造价，又可加快施工进度。GZ（一期、二期）、SSL抽水蓄能电站都是利用各种探洞来排水的。

(3) 在厂房四周边墙打排水孔，通过排水管将渗水集中至集水井中排出。如日本的奥吉野抽水蓄能电站，因厂房距下水库较近，为控制渗流对边墙的压力，在边墙每 10m^2 打一个深3m的排水孔。法国大屋抽水蓄能电站地下厂房边墙排水孔的渗水，利用悬挂的缓降管引入排水沟，汇集到集水井。

11~12 由于我国南北方地区气温，湿度等差异较大，对地下厂房防冰冻，防潮措施应根据工程所在具体位置，具体考虑。在寒冷和严寒地区，各露天洞口段会出现渗水结冰，形成冰柱现象，故在洞口段应采取一定的措施，具体长度应根据工程实际情况确定；在湿度较大地区，应考虑厂房通水管路防结露设计内容。

6.5.6

1 转轮拆卸方式的研究是水泵水轮机机组特有的问题。随着水泵水轮机转轮拆卸方式的不同，厂房结构布置、埋件的安装顺序与混凝土浇筑步骤也有不同。下拆方式要求底环与部分尾水

锥管是可拆卸的，并不埋入混凝土。安装时先在机坑内将座环、蜗壳组件组装焊接，耐压试验后保持一定压力浇筑混凝土，在混凝土达到一定强度后，在机坑内对座环上下法兰面进行磨削加工至设计要求，然后再安装底环、尾水锥管等，在厂房尾水锥管下应布设下拆廊道。是否需设置吊转轮的吊物孔，取决于各电站的具体布置，GZ 一期电站每两台机间设一个 $4\text{m} \times 4\text{m}$ 的吊物孔，转轮可吊至安装场检修。从 GZ 一期运行情况看，转轮下拆检修方式带来较强的振动和噪声。转轮中拆方式要求尾水管和底环均埋入混凝土，因此，其座环、蜗壳组件可在安装间内焊接，待焊接应力消除后，就地对座环法兰面进行机加工至设计要求，然后将底环、蜗壳、座环组件和下机坑里衬按顺序吊入机坑，安装调整。蜗壳经压水试验后，浇筑混凝土。中拆方式机组设有一段中间轴可以拆卸，在厂房布置中在水轮机层机墩侧向开孔，其尺寸根据水轮机顶盖整体平移要求而定，一般是将转轮沿滑轨平移至球阀吊物孔处，起吊至安装场检修。GZ 二期厂房机墩侧向开孔为 $6.0\text{m} \times 2.3\text{m}$ ，THP 抽水蓄能电站机墩侧向开孔为 $5.9\text{m} \times 2.4\text{m}$ ，水泵水轮机转轮拆卸可不与发电电动机拆卸同步，较为方便。上拆方式与常规水电站相同，应用也较普遍。SSL、PJK、XHD 抽水蓄能电站厂房采用上拆方式。上述三种拆卸方式各个国家的机组制造厂家各有所长，其选择在某种程度上取决于中标厂家的供货条件和技术所长。厂房应按机组拆卸方式做出相应布置。

2 在进行高水头、大容量、高转速可逆式机组厂房设计中，应对厂房支撑结构的抗震性能、机墩基础切向和径向刚度给予足够的重视。支撑结构承受机组、楼板等传来的巨大荷载（包括水流、机械及电气等方面产生的振动荷载），同时，机墩又与各楼层、风罩、蜗壳及尾水管等相互连接成整体，成为复杂的空间组合结构，在机组运行的各种工况下，结构应满足规定的安全要求。

国内几个已建成的大型抽水蓄能电站，在设计地下厂房时，对机墩组合结构进行动力设计初步研究，有的工程在运行期进行了初步原型监测，有以下几点意见可供设计参考。

(1) 机墩组合结构的边界约束条件非常重要，比如机墩组合结构上、下游楼层与边墙连接并与岩体构成传力构造，楼层左、右侧约束条件对提高组合结构的自振频率、提高组合结构的刚度有明显的作用。

(2) 采用厚板结构或梁、柱、中板结构，防止共振，提高整体刚度有利。

(3) 楼板上的大孔对组合结构的整体刚度和抗震有不利影响，因此，可在楼板开孔部位的周边做加强布置以改善孔周边的刚度。风罩壁的厚度不宜太单薄。副厂房距主厂房较近时，除应以永久缝填隔震材料外，副厂房隔墙不宜采用轻质材料。

(4) 在可能的情况下，应提高混凝土强度等级，对改善机墩组合结构的动力特性具有重要的作用。

(5) 机墩组合结构的限振标准，可参照《水电站厂房设计规范》NB 35011 执行，并验算设备制造厂商对结构刚度的要求。对人体健康要求，可根据《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》GB 50706 执行。

日本抽水蓄能电站厂房设计在抗震措施方面积累了一套经验，一批抽水蓄能电站厂房机墩以实体与厂房下游侧岩体连接，其上游以厚板与上游边墙岩体连接。如蛇尾川、大河内、奥美浓、天山、葛野川、沼原厂房等，均采用上述布置。另外一些厂房采用厚板或梁、柱、中板与上、下边墙岩体连接，也具有很好的抗震性能。从玉原、奥吉野两电站原型振动观测成果看，厂房结构与围岩的连接状况，以及楼板开大孔对结构削弱部位，对振动具有明显的影响。

3 大型水轮机金属蜗壳埋置方式有三种：①设置弹性垫层。②不设弹性垫层，充水预压蜗壳外包混凝土。③不设弹性垫层，

不加预压蜗壳外包混凝土。

充水预压是在蜗壳内加一定预压水头下浇筑蜗壳外围混凝土，其优点在于，机组运行时，钢蜗壳能贴紧外围混凝土，使座环、蜗壳与大体积混凝土结合较好，增加了机组的刚性，也增加了其抗疲劳性能，并可依靠外围混凝土减少蜗壳及座环的扭转变形，抑制或减小机组的振动，有利于机组稳定运行。高水头、大容量抽水蓄能电站广泛采用这种埋置方式。表 6-22 为几个工程的实例，该预压值通过计算并参照已建工经验定。

表 6-22 国内采用蜗壳充水预压的工程实例

电站名称	单机容量 (MW)	蜗壳静水头 H_d (m)	预压水头 h (m)	h/H_d (%)
GZ 一期	300	611	270	44.2
GZ 二期	300	620	450	73.6
SSL	200	537	200	37.2
THP	300	680	340	50
PJK	90	120	60	50
TB	300	344	210	61
LYS	150	182	85	47
BQ	300	639	392	61
ZHW	250	394	200	51
XLC	300	770	538	70
HZ	300	627	304	48
BLH	300	267	117	44
PSH	300	397	197	50
XY	300	540	357	66
XSJ	250	274	173	63
HHHT	300	660	330	50
XJ	375	564	370	66

6 地下厂房桥机支撑结构采用岩壁吊车梁，多用于Ⅲ类以上较好围岩，一般其变模 $E > 8000 \text{ MPa}$ ，饱和抗压强度 $R_a > 30 \text{ MPa}$ ，摩擦系数 $\text{tg}\phi \geq 1$ 。在布置上可以减少厂房跨度 $1\text{m} \sim 3\text{m}$ ，加快施工进度，为厂房 1、2 期混凝土浇筑提供起吊设备，被广泛应用于地下厂房中，如 LBG、DF、TPY、GZ、THP、XSD、DCS 等水电站厂房。已建工程岩壁吊车梁特性如表 6-23 所示。

基于岩壁吊车梁的结构特点，结构自重及行车轮压荷载等，主要由其悬吊锚杆和梁底岩台传送到洞壁围岩。锚固设计主要是确定悬吊锚杆受力条件的设计参数。已建的各工程曾采用不同设计方法如刚体平衡法、力矢多边形法、有限元法、格栅梁法等进行计算方面的探索，并以承载能力试验或模型试验成果验证。通过计算和试验验证初步表明：①悬吊钢筋应力大小不仅仅与轮压荷载有关，且与本身的刚度和基岩的弹性抗力系数等有关。岩台开挖控制爆破做好了，是降低钢筋应力的有效措施。②锚杆本身在厂房下部开挖时起到对岩壁的支护作用，在吊车投入使用前就已有应力，这种限制围岩变形的锚杆主应力沿锚杆深部分布，而吊车荷载在锚杆上产生的主应力在锚杆浅部，两者应力峰值在锚杆截面上并不完全叠加。③岩壁吊车梁是否能正常工作与施工质量关系极大，特别是开挖和锚杆钻孔定位的要求很高。应按已有的成功经验建立一套较系统的施工方法。从总体上讲，岩锚吊车梁的设计，尚处于经验设计阶段。

表 6-23 国内部分工程采用岩壁吊车梁特性表

工程名称	岩锚梁结构 (长×宽×高) (m×m×m)	锚杆结构	吊车吨位	锚杆的最大 应力增量
LBG 水电站	105.5×1.75×2.225	上锚杆: $\phi 32$ 深 8m、倾角 25° 中锚杆: $\phi 32$ 深 8m、倾角 25° 下锚杆: $\phi 32$ 深 6m、俯角 1:2	2×160t	1.38MPa (75% F_L)
GZ 抽水蓄能电站	120.46×1.6×2.3	上锚杆: $\phi 36$ 、深 7.5m、倾角 25° 中锚杆: $\phi 36$ 、深 7.5m、倾角 20° 下锚杆: $\phi 32$ 、深 6m、俯角 20°	2×200/50/10t 1×30/5t	13.65MPa (120% F_L)
DF 水电站	93×2.0×2.6	上锚杆: $\phi 36$ 、深 8m、倾角 20° 中锚杆: $\phi 36$ 、深 8m、倾角 15° 下锚杆: $\phi 25$ 深 6m、俯角 1:2	1×250V50t 1×32/8t	5.3MPa (120% F_L)
TPY 水电站	90.8×1.8×2.242	上锚杆: $\phi 32$ 深 8m、倾角 25° 中锚杆: $\phi 32$ 深 8m、倾角 20° 下锚杆: $\phi 32$ 深 6m、俯角 1:2	2×125/20t	

续表 6-23

工程名称	岩锚梁结构 (长×宽×高) (m×m×m)	锚杆结构	吊车吨位	锚杆的最大 应力增量
DGB 水电站	87×1.52×2.16	上锚杆: $\phi 40$ 、上游面深 7.5m、 下游面深 9m、倾角 20° 中锚杆: $\phi 32$ 上游面深 8m、 下游面深 9m、倾角 15° 下锚杆: $\phi 25$ 深 5m、 俯角 $27^\circ 28' 28''$	2×125/20t	—
DCS 水电站	200×1.75×2.5	上锚杆: $\phi 36$ 、深 8m、倾角 25° 中锚杆: $\phi 36$ 、深 8m、倾角 20° 下锚杆: $\phi 32$ 深 6m	2×400/80/10t	15.95MPa ($120\%F_L$) 35.33MPa ($300\%F_L$)

注: F_L 设计轮压。

7 水力机械设计

7.1 水泵水轮机

7.1.1 近年来,随着抽水蓄能机组技术的发展,单级混流式水泵水轮机使用水头愈来愈高。已投运的保加利亚茶拉抽水蓄能电站最大水头为 677m,最大抽水扬程为 701m。国内已投运的 XLC 抽水蓄能电站最大毛水头为 695m,最大抽水扬程为 703m;日本葛野川抽水蓄能电站最大毛水头为 751m,最大抽水扬程为 778m;因此建议单级混流式水泵水轮机的最大水头/扬程为 800m。斜流式水泵水轮机主要用于水头变幅较大的电站,目前已运行的水头为 30m~140m,如我国 GN 抽水蓄能电站,水轮机工况水头为 31m~59 m,水泵工况扬程为 28m~64m,水头变幅比为 1.9。又如日本高根一级抽水蓄能电站:水轮机工况水头为 80m~136m,水泵工况扬程为 80.5m~137.5m,水头变幅比为 1.7。目前斜流式水泵水轮机基本不使用,轴流式水泵水轮机很少使用。贯流式水泵水轮机主要用在潮汐电站,水头一般不超过 20m。本节中选择机型的水头/扬程范围只是一般的划分,仅供参考。综合分析,混流式水泵水轮机适应水头范围宽,结构简单,造价低,被国内外绝大部分抽水蓄能电站广泛采用,其他机型用的较少,有待研究和开发。

7.1.2 在单机容量和机组台数比选时,电站主接线型式、施工工期也是影响单机容量及机组台数比选的因素,不同的机组台数方案,电气投资及电站总施工工期均存在较大差异,故在本条中增加上述两因素。为使水头、容量和转速匹配更加合理,在水头和转速确定的情况下,可适当调整单机容量,使机组参数选择更加合理。

7.1.3 合理地选择水轮机工况的额定水头是一项涉及多方面的综合性的工作，要考虑电站运行方式、机组稳定性、参数匹配等问题。早期投运的 GZ 一期电站、SSL 抽水蓄能电站的额定水头在算术平均水头以下。THP 抽水蓄能电站的额定水头接近最小水头，出现了低水头并不上网等情况。根据 GZ 一期电站设备选型和实际运行经验，在上、下水库水位相同的情况下，GZ 二期电站的额定水头比 GZ 一期提高了 16m，接近算术平均水头。此外，根据对国外 102 座抽水蓄能电站的统计，有 66 座电站的额定水头高于算术平均水头，17 座电站额定水头与算术平均水头相同，19 座电站额定水头略低于算术平均水头。而略低于算术平均水头的电站都是水头变幅较小电站。

日本通常用机组满负荷运行 1h~1.5h 后的水位来确定额定水头。

根据上述国内、外经验，从水力机械专业角度考虑，对于水头变幅较大的抽水蓄能电站，额定水头不宜小于算术平均水头；对于水头变幅较小电站，额定水头可略低于加权平均水头或算术平均水头。当然，最终应与规划专业共同通过技术经济比较确定。

7.1.4 单转速水泵水轮机的水泵工况与水轮机工况的最高效率区不重合，可根据电站具体情况，或侧重水泵工况，或侧重水轮机工况，或二者同时兼顾，以使综合加权平均效率最高。

容量平衡包括以下两个方面：

(1) 发电电动机容量平衡。为了充分利用发电电动机的容量，宜使它的发电视在功率（kVA）等于它的电动视在功率（kVA）。

即

$$\frac{N_F}{\cos\phi_F} = \frac{N_D}{\cos\phi_D}$$

式中： N_F ， N_D ——发电电动机的发电额定输出功率（kW）和电动额定输入功率（kW）；

$\cos\phi_F$, $\cos\phi_D$ ——发电额定功率因数和电动额定功率因数。

(2) 水泵水轮机输出功率和输入功率匹配。转轮的设计应使水轮机工况额定输出功率 N_T ($N_T = N_F / \eta_F$) 与水泵工况最大输入功率 N_P ($N_P = N_D \times \eta_D \times K$) 按下式匹配, 以满足发电电动机的容量平衡的要求。

$$\frac{N_T \eta_F}{\cos\phi_F} = \frac{N_P}{K \eta_D \cos\phi_D}$$

式中: η_F 、 η_D ——发电电动机的发电额定工况效率和电动额定工况效率;

K ——安全裕量系数, 一般为 0.97~0.95。

20 世纪 60 年代以前, 由于转轮研究和设计不成熟等原因, 一些机组容量不平衡。随着技术水平的提高, 在无特殊原因下, 一般均能近似地满足容量平衡。为了防止水泵工况下发电电动机过载, 应留有安全裕量 (K), 即发电电动机的额定电动功率应略大于水泵工况最大入力。

对于纯抽水蓄能电站, 在规定的时段内, 抽水量宜等于发电水量加蒸发、渗漏等耗水量, 使水量平衡。一般一天按 7h 抽水 and 5h 满负荷发电考虑。实际运行时, 发电负荷由电网调度给定, 经常变化, 很少满负荷连续运行 5h, 所以实际发电时间经常多于 5h。

7.1.5 本条是对水泵水轮机比转速和额定转速的选择的具体要求。

1 比转速高, 机组尺寸小, 造价低, 有一定的经济效益, 但也出现一些弊病, 如空化性能下降, 埋深低, 易受泥沙磨损, 如制造技术不成熟, 将给运行维护带来较大的麻烦。此外, 当比转速超过一定的范围时, 效率反而下降。因此应参考国内外已投运的抽水蓄能电站, 合理选取比转速。

2 国内外已建成的抽水蓄能电站的过机泥沙量都非常小, 目前尚无成熟的泥沙含量、沙粒硬度和形状等对机型选择的影响资料。如需在含沙河流上兴建抽水蓄能电站, 国内外都采用各种

工程措施来控制过机含沙量，即使这样还应选取较低的比转速。当水头与容量确定后，比转速与转速有关，取较低的比转速就变成选取低一档的同步转速。

3 当水轮机工况的额定功率、额定水头和额定比转速初步确定后，可计算转速，并选取高一档和低一档的同步转速，经技术经济比较后选用合理的同步转速。

近年来，随着风电、光伏发电等新能源建设的发展，相应的电网要求其他电源调节能力更加灵活，对于抽水蓄能电站，除发电工况需进行出力调节外，对抽水工况也可能需要进行入力调节。另外，单转速混流式水泵水轮机的水头和扬程变幅不宜大，主要是受水泵工况限制。尽管单转速机组在水轮机工况运行时导叶调节性能好，允许的水头变幅较大，接近常规机，但在水泵工况运行时导叶调节作用极小，高效率区狭窄，过大的扬程变幅将导致效率急剧降低，强烈振动，不稳定和抽不上水。因此，对电网要求水泵工况进行入力调节或机组水头和扬程变幅过大时需考虑连续调速或分档变速技术。

表 7-1 为美国垦务局曾建议单转速水泵水轮机水泵工况扬程变幅。表 7-2 我国已建和在建的一些抽水蓄能电站单转速混流式水泵水轮机水泵工况最大扬程和水轮机工况最小水头的比值 ($H_{p,max}/H_{t,min}$)。随着设计和制造技术的进步，近年制造的一些中低水头蓄能机组中有不少超过了表中的变幅。

表 7-1 美国垦务局曾建议单转速水泵
水轮机最大扬程与最小水头比

水泵比转速 n_{sp} ($m \cdot m^3/s$)	<29	30~39	40~68	>68
水轮机比转速 n_{st} ($m \cdot kW$)	<105	110~140	145~250	>250
$H_{p,max}/H_{t,min}$	1.16	1.28	1.5	1.85

表 7-2 我国一些抽水蓄能电站单转速混流式水泵
水轮机的最大扬程与最小水头比

电站名称	额定水头	n_{st}	$H_{p,max}/H_{t,min}$
TT	43	271	1.37
SH	97.7	221	1.29
LYS	126	214	1.28
XSJ	190	196	1.29
BLH	195	190	1.25
TA	225	174	1.21
TB	244	172	1.25
HMF	295	136	1.26
ZHW	305	132	1.21
PSH	300	132	1.16
XQ	240	129	1.17
XY	430	121	1.2
YX	363	120	1.22
GZ 一期	500.6	117	1.08
SSL	430	115	1.11
BQ	510	114	1.15
XJ	447	113	1.19
HZ	517.4	112	1.14
QY	470	112	1.15
HHHT	521	111	1.2
THP	526	110	1.16
JX	600	93	1.15
DH	655	90	1.13
XLC	640	86	1.13

此外,采用双转速混流式水泵水轮机的抽水蓄能电站有 $PJKn_{st}=199$, $H_{p,max}/H_{t,min}=2.36$; $XHDn_{st}=261$, $H_{p,max}/H_{t,min}=2.0$ 。

综合上述数据,建议单转速混流式水泵水轮机最大扬程与最小水头变幅比与水轮机工况比转速关系如表 7-3,供可行性研究时参考。水头变幅比超出下表范围时,应通过技术经济比较来确定采用分档变速或连续调速技术的机组。

表 7-3 n_{st} 与 H_{pmax}/H_{tmin} 关系

n_{st} (m · kW)	<90	90~120	120~200	200~250
H_{pmax}/H_{tmin}	<1.15	≤1.25	≤1.35	≤1.45

7.1.6 在设计抽水蓄能电站时,我国一般的做法是根据已收集到的机组资料和经验公式计算,先初定满足空化要求所需的吸出高度,然后根据输水发电系统过渡过程计算对尾水管进口最小压力进行复核。尤其对低比转速水泵水轮机和长尾水系统电站,过渡过程工况下尾水管最小压力往往是制约机组吸出高度的决定因素。

7.1.7 我国已引进多台混流式水泵水轮机机组,代表了当前最新设计和制造水平,这些机组的投产有力地推动了我国抽水蓄能电站建设。但在机组性能和结构方面各工程不同程度存在一些问题和缺陷,投运以来经过相应的处理措施后,方使机组达到正常状态。例如 GZ 一期抽水蓄能电站曾发生过泄水锥脱落后在抽水时将泄水锥抽上打坏转轮的事故,转轮返厂修补,历时 22 个月;SSL 抽水蓄能电站推力轴承虽运转平稳,但瓦温 (85℃) 高于合同值 (70℃),发电后电站更换冷却器将温度降下来;GZ 二期抽水蓄能电站 1 号和 2 号机试运转时,推力轴承必须投入高压油顶起装置才能正常运转,2 号机曾因未投入高压油顶起装置而将推力瓦全部烧毁;GZ 一期初期运行时主轴密封欠佳,需经常更换;PSH1 号机组泄水环脱落导致击伤转轮叶片及 14 个导叶剪断销断裂、YX 水泵水轮机导叶在小开度抽水发生强烈振动、THP2 号机组抬机等。因此本条提出机组结构合理的要求。

7.1.8 转轮拆卸可分上拆、中拆、下拆三种方式。我国已建的抽水蓄能电站有上拆的 (SSL、ZHW、LYS、HHHT、XLC、TB、XY、BLH、PSH、XSJ、XHD、PJK 等);有中拆的 (THP、GZ 二期、QK);有下拆的 (GZ 一期)。调查表明,采用中拆和下拆方式,转轮拆卸方便,适用于转轮检修周期较短的电站 (如过机泥沙含量稍多的电站);中拆方式顶盖可以整体制造,强度和刚度好,但水工设计较复杂,需加中间轴,厂房高度增加;上拆方式水工设计较简

单,但检修水轮机时需拆发电电动机(一般发电电动机检修周期比水泵水轮机检修周期长);下拆方式水工设计复杂,噪声和振动大,一般不推荐。法国奈尔皮克水轮机制造厂工程师认为,下拆方案适应的水头宜为 550m 以下,最好不大于 500m。

7.1.9 混流式可逆式水泵水轮机高扬程工况应避免不稳定驼峰区,以防止水泵入力大幅波动。在水泵工况 $H-Q$ 特性曲线高扬程区,在同一扬程下对应多个流量,致使机组在该区域运行时输入功率剧烈摆动,以及输水系统水流剧烈震荡,严重时可能导致机组或输水系统破坏。驼峰区余量一般指水泵在电网正常频率变化范围内按最优导叶开度协联运行时,其高扬程区各运行工况点的扬程与其对应导叶开度线上 H/Q 正斜率区的最低点之间的余量。在水泵水轮机水力设计时应充分考虑水轮机工况性能的同时,还应重视水泵工况低扬程入力、空化性能与高扬程区驼峰特性之间的协调。

7.1.10 高水头混流可逆式水泵水轮机的空载工况应避免不稳定 S 区,以防并网困难或不能并网。在 $Q_{11} \sim n_{11}$ 或 $K_Q \sim K_N$ 四象限图上,有一条力矩 $M=0$ 曲线,称零力矩线或飞逸曲线。该线与最大水头、最小水头交点之间的部分线段代表空载工况,与空载工况线段相交的等导叶开度线的斜率应小于零,若斜率大于或等于零,则空载工况处在不稳定的 S 区。对于常规机组,其空载工况远离不稳定的 S 区,或没有不稳定的 S 区,因此不存在并网困难等问题;对于高水头混流可逆式水泵水轮机,其空载工况很接近不稳定的 S 区,设计和选型时应充分注意。

7.1.11 在可行性研究阶段和无模型特性曲线时,可参考下述方法估算单级单速混流式水泵水轮机的主要参数。即根据水轮机工况额定水头 H_r ,初步选取水轮机额定工况下的比转速 n_{st} ,然后计算单位流量 Q_{11} 、转轮直径 D 、单位转速 n_{11} 、转速 n ,选定同步转速 n_0 ,再用同步转速 n_0 重新计算水轮机额定工况比转速 n_{st0} 、单位流量 Q_{110} 、直径 D_0 、吸出高度 H_s 等。国内外已建工程混流式水泵水轮机参数计算表见表 7-4。

表 7-4 混流式水泵水轮机参数计算表

电站 名称	电站实际值					计算值												直径误差 (%)	H_s 误差 (%)
	H_r	$H_{r,max}$	N_r	n	D	H_s	n_{st}	Q_{11}	D	n_{11}	n	n_0	n_{st0}	Q_{10}	D_{10}	H_{s0}			
XLC	640	688	306	500	4.270	-70	95	0.1346	3.976	87.21	555	500	85.9	0.1078	4.443	-67.2	4.1	-4	
THP	526	605	306	500	4.080	-70	105	0.1639	4.175	88.11	484	500	109.8	0.1794	3.990	-77.1	-2.2	10.1	
HZ	517.4	554	306	500	3.842	-70	106	0.1665	4.194	88.19	478	500	112.1	0.1863	3.964	-71.4	3.2	2	
BQ	510	570	306	500	3.917	-70	106	0.1688	4.21	88.26	473	500	114.1	0.1924	3.943	-75.3	0.7	7.6	
GZ —	500.6	536	306	500	3.886	-70	107	0.1718	4.232	88.35	467	500	116.8	0.2004	3.918	-72.1	0.8	3	
SSL	430	475	204	500	3.679	-56	116	0.1972	3.615	89.12	511	500	115.3	0.1960	3.626	-61.9	-1.4	10.5	
MT	380	396	275	400	4.250	-53	113	0.1886	4.708	88.86	368	400	125.0	0.2251	4.310	-55.1	1.4	4	
YX	363	413	255	375	4.380	-55	115	0.1964	4.598	89.1	369	375	119.5	0.2085	4.463	-54.9	1.9	-0.2	
BQY	345	389	255	375	4.520	-55	118	0.2053	4.672	89.37	355	375	127.4	0.2321	4.394	-55.1	-2.8	0.2	
MH	309	317	255	300		-38	125	0.2255	4.842	89.99	327	300	116.9	0.2008	5.131	-38.8		2.1	
ZHW	305	343	255	333.3	4.610	-50	126	0.2279	4.864	90.06	323	333.3	132.0	0.2461	4.680	-49.6	1.5	-0.8	
PSH	300.4	333	306	300	5.200	-57	127	0.2308	5.355	90.15	292	300	132.7	0.2481	5.165	-48.1	-0.7	-15.6	
TB	244	286	306	300	4.802	-58	141	0.2725	5.76	91.43	248	300	172.1	0.3663	4.968	-54.6	3.5	-5.9	
XK	240	268	41.5	600	2.248	-23	142	0.2760	2.134	91.54	665	600	129.4	0.2382	2.297	-35.7	2.2	55.2	
TA	225	256	255	300	4.548	-53	147	0.2900	5.417	91.96	255	300	173.8	0.3715	4.786	-48.4	5.2	-8.7	
XSJ	181.4	217	255	230.8	5.600	-44	163	0.3400	5.88	93.5	214	230.8	175.1	0.3752	5.597	-40.0	-0.1	-9.1	

续表 7-4

电站名称	电站实际值					计算值												
	H_r	$H_{r,\max}$	N_r	n	D	H_s	n_{st}	Q_{11}	D	n_{11}	n	n_0	n_{s0}	Q_{10}	D_{10}	H_{s0}	直径误差 (%)	H_s 误差 (%)
BLH	195	217	306	250	5.177	-50	158	0.3226	6.263	92.96	207	250	189.8	0.4193	5.494	-44.1	6.1	-11.8
LYS	126	150	153	230.8	4.725	-32	196	0.4380	5.274	96.49	205	230.8	213.9	0.4916	4.978	-32.1	5.4	0.3
SH	97.7	123	51	300	3.320	-21	202	0.4570	3.607	97.07	266	300	220.6	0.5117	3.409	-25.7	2.7	22.4
PJK	60	85	70.6	125	5.300	-9.4	258	0.6246	5.233	102.2	151	142.9	227.4	0.5321	5.670	-15.6	7.0	66
XHD	45	64	41	150	4.631	-15	268	0.6550	4.832	103.13	143	150	260.6	0.6318	4.920	-12.1	6.2	-19.3
TT	43	52	36.1	157.9	4.600	-7.9	274	0.6735	4.627	103.7	147	157.9	272.5	0.6674	4.648	-8.8	1.0	11.4
茶 拉	626	677	216	600	3.600	-62	96	0.1378	3.357	87.31	651	600	89.1	0.1172	3.640	-68.8	1.1	11
迪诺威克	513.4	537	315	500	3.796	-60	106	0.1678	4.263	88.22	469	500	114.8	0.1945	3.960	-70.9	4.3	18.2
赫尔姆斯	495	532	358	360	5.300	-61	108	0.1736	4.592	88.4	428	360	92.3	0.1268	5.373	-54.3	1.4	-11
大 平	490	512	256	400	4.780	-51	108	0.1753	3.894	88.45	503	400	87.8	0.1134	4.841	-48.9	1.3	-4.1
沼 原	478	500	230	375	4.952	-46	110	0.1793	3.718	88.58	521	375	80.5	0.0914	5.207	-42.6	5.1	-7.4
奥吉野	475	526	187	514.3	3.760	-70	110	0.1804	3.358	88.61	575	514.3	100.3	0.1509	3.672	-59.2	-2.3	-15.4
奥清津	470	490	260	375	5.200	-53	111	0.1821	3.972	88.66	484	375	87.4	0.1121	5.063	-46.1	-2.6	-13
清 平	452	473	206	450	4.055	-56	113	0.1887	3.577	88.86	528	450	98.0	0.1440	4.094	-50.8	1.0	-9.3
蒙特齐克	419	419	230	428.6	4.010	-46	117	0.2017	3.869	89.26	472	428.6	108.4	0.1753	4.151	-49.7	3.5	8
巴斯康蒂	329	384	380	257.1	6.349	-27	121	0.2139	5.79	89.63	281	257.1	113.1	0.1893	6.155	-47.1	-3.1	74.4
腊孔山	287	323	347	300	4.926	-38.5	130	0.2396	5.792	90.42	264	300	149.6	0.2988	5.186	-53.5	5.3	39

合同签订后应对模型曲线进行评估和分析。当模型验收试验合格后,可获得准确的模型曲线,应根据它进行复核计算(包括过渡过程计算等),检查转轮直径、转速、吸出高度、运行范围、效率等是否满足要求,必要时应与厂家协商,适当修改叶型,以获得最佳参数。

7.2 进 水 阀

7.2.1 在中、高水头/扬程的水泵水轮机蜗壳前应装设进水阀,除保证每台机组能分流发电、停机检修和事故时断水保护外,还用于水泵工况造压起动和减少停机时的导叶漏水量。如拟装设筒形阀或其他设备来代替进水阀,应专门论证。另外,由于抽水蓄能电站一般吸出高度大,埋深较大,同时考虑过渡过程工况压力上升,进水阀实际挡水静水压力较同水头常规机组要大,故在界定阀门型式选择时以阀门设计压力作为选择参考。

7.2.2 在事故情况下,要求进水阀能动水关闭,在机组调试时或保证期内可进行此项试验。

7.2.3 球阀开启前,工作密封必须退出,球阀关闭后工作密封方可投入;检修密封投入时,球阀和机组都不可开启。尾水事故门的主要作用是防止下游水倒流淹厂房,它一般按最高下游尾水位设计,不能承受上游水压。因此,在进水阀开启和密封退出前,必须开启尾水事故门,否则尾水事故门将被压坏,危及电站的安全,故本条作此规定。大中型进水阀考虑受力平衡宜采用双侧接力器,为结合制造厂的设计习惯也可采用单侧接力器。闭锁有两种方式,一般采用电气闭锁方式,液压闭锁方式可根据布置情况确定是否设置。

7.2.4 目前国内外绝大多数抽水蓄能电站的伸缩节都装在进水阀的下游侧,由于进水阀的基础无法承受巨大的轴向水推力,一般都在压力钢管上加装止推环来承受。进水阀底座设计成可以在混凝土基础墩上移动的结构,以允许从止推环至进水阀这一段压

力钢管能在轴向水推力作用下自由地伸长。SSL 抽水蓄能电站的这种伸长约 $1.5\text{mm} \sim 3.0\text{mm}$ 。

7.3 调速系统

7.3.1 水泵水轮机采用的调速器应有双向调速控制功能：在水轮机工况转向运行时与常规机相同；在水泵工况转向运行时按最优导叶开度曲线来控制。

7.3.2 近年来随着技术的进步，微机电气液压型调速器不断完善，在大中型抽水蓄能电站都采用它。微机电液调速器可分为全数字式、半数字式和模拟式，水泵水轮机宜优先选用全数字式微机 PID 型电液调速器。操作油压等级，国内以往均为 2.5MPa ，近年大部分都提高到 6MPa 及以上，考虑到这些情况，本条规定操作油压定为 $4\text{MPa} \sim 10\text{MPa}$ 。增加提高分段关闭可靠性的内容。

7.4 调节保证设计

7.4.1 计算工况的选择应根据电站具体的输水发电系统布置方案，结合电气主接线型式进行确定。对于典型的引水系统采用一管两机、尾水系统采用二机一洞、设置上、下游调压室的抽水蓄能电站，建议的计算工况见表 7-5，表 7-6。

7.4.2 调节保证设计关系着电站的安全，在预可阶段应根据推荐的输水发电系统布置对主要设计工况进行过渡过程计算，以复核枢纽布置的可行性；在可行性研究阶段，输水发电系统布置基本确定，应对设计工况及校核工况通过详细的过渡过程计算，优化输水系统及导叶关闭规律，确定调节保证设计参数，提出输水系统设计压力及机组转动惯量。在调节保证计算中，除输水系统参数外，机组特性曲线及计算机仿真软件是影响调节保证计算准确性的关键因素，由此规定本条。

7.4.3 根据水泵水轮机工作特性，在水轮机工况甩负荷过程中

表 7-5 典型的引水系统采用一管两机、尾水系统采用 2 机一洞
抽水蓄能电站基本设计工况参考表

工况	工况编号	上库水位 (m)	下库水位 (m)	负荷变化	工 况 说 明	备 注
水轮机基 本工况	T01	正常蓄水位	死水位	2 台→0	上库正常蓄水位，下库死水位，两台机额定出力运行，突甩负荷，导叶正常关闭	
	T02	—	—	2 台→0	下库运行水位，额定水头，两台机额定出力运行，突甩负荷，导叶正常关闭	
	T03	死水位	正常蓄水位	2 台→0	上库死水位，下库正常蓄水位，两台机最大出力运行，突甩负荷，导叶正常关闭	
	T04	—	—	1 台→0	下库运行水位，额定水头，一台机额定出力运行，突甩负荷，导叶正常关闭	
	TT01	正常蓄水位	死水位	2 台→0	上库正常蓄水位，下库死水位，两台机启动，增至满负荷，在流入上游调压室流量最大时两台机突甩负荷，导叶正常关闭	
	TT02	正常蓄水位	死水位	2 台→0	上库正常蓄水位，下库死水位，两台机启动，增至满负荷，在流出下游调压室流量最大时突甩负荷，导叶正常关闭	
	GR01	—	—	2 台→1 台	下库运行水位，额定水头，两台机额定出力运行，一台机突甩负荷，导叶正常关闭	对满功率机组的影响

续表 7-5

工况	工况编号	上库水位 (m)	下库水位 (m)	负荷变化	工况说明	备注
水轮机 干扰工况	GR02	—	—	2台→1台	上库正常蓄水位，下库死水位，两台机额定功率运行，一台机突甩负荷，导叶正常关闭	对额定功率机组的影响
	GR03	—	—	1台→2台	下库正常运行水位，额定水头，一台机额定功率运行，一台机增至满负荷	对额定功率机组的影响
水泵基 本工况	P01	正常蓄水位	死水位	2台→0	最大扬程，抽水断电，导叶正常关闭	
	P02	死水位	正常蓄水位	2台→0	上库死水位，下库正常蓄水位，最小扬程，抽水断电，导叶正常关闭	
	P03	死水位	正常蓄水位	1台→0	上库死水位，下库正常蓄水位，最小扬程，抽水断电，导叶关闭	
水轮机小 波动工况	X01	死水位	正常蓄水位	—	两台机静止，两台机空载	并网是否顺利
	X02	死水位	正常蓄水位	—	两台机组均空载，一台机组增10%负荷	对空载机组的影响
	X03	死水位	正常蓄水位	—	一台机组空载，一台机组带最大负荷，空载机组增10%负荷	对非空载机组的影响
	X04	—	—	—	额定水头，两台机组满功率运行，两台机组突减10%额定负荷	验证机组稳定性
	X05	—	—	—	额定水头，两台机组满功率运行，一台机组突减10%额定负荷	对另一台机组功率的影响
	X06	死水位	正常蓄水位	—	最小水头，一台机带最大负荷增减10%，另一台机正常启动	空载启动机组蜗壳进口压力变化

表 7-6 典型的引水系统采用一管两机、尾水系统采用
2 机一洞抽水蓄能电站基本校核工况参考表

工况	工况 编号	上库水位 (m)	下库水位 (m)	负荷变化	工况说明	备注
水轮机校 核工况	T11	正常蓄水位	死水位	2 台→0	上库正常蓄水位，下库死水位，两台机额定出力运行，突甩负荷，导叶一关一拒	
	T12	正常蓄水位	死水位	2 台→0	上库正常蓄水位，下库死水位，两台机额定出力运行，突甩负荷，导叶全拒	
	T13	—	—	1 台→0	下库运行水位，额定水头，一台机额定出力运行，突甩负荷，导叶拒动	
	T14	—	—	2 台→0	下库运行水位，额定水头，两台机额定出力运行，突甩负荷，导叶一关一拒	
	T15	—	—	2 台→0	下库运行水位，额定水头，两台机额定出力运行，突甩负荷，导叶全拒	
水轮机干扰 校核工况	GR11	—	—	2 台→1 台	下库正常运行水位，额定水头，一台机额定功率运行，一台机突甩负荷，导叶拒动	对额定功率机组的影响

续表 7-6

工况	工况 编号	上库水位 (m)	下库水位 (m)	负荷变化	工况说明	备注
水泵校 核工况	P11	正常蓄水位	死水位	2台→0	最大扬程—抽水断电—导叶—关—拒	
	P12	正常蓄水位	死水位	2台→0	最大扬程—抽水断电—导叶全拒	
	P13	死水位	正常蓄水位	2台→0	上库死水位—下库正常蓄水位—最小扬程— 抽水断电—导叶—关—拒	
	P14	死水位	正常蓄水位	2台→0	上库死水位—下库正常蓄水位—最小扬程— 抽水断电—导叶全拒	
	P15	死水位	正常蓄水位	1台→0	上库死水位—下库正常蓄水位—最小扬程— 抽水断电—导叶拒动	
	P16	,	,	1台→0	异常低扬程—一台机抽水断电—导叶正常 关闭	
	PP01	死水位	正常蓄水位	2台→0	上库死水位—下库正常蓄水位—两台机抽水 启动—在流出上游调压室流量最大时抽水断 电—导叶全拒	
	PP02	死水位	正常蓄水位	2台→0	上库死水位—下库正常蓄水位—两台机抽水 启动—在流入下游调压室流量最大时抽水断 电—导叶全拒	

容易进入到反水泵工况，该工况将造成尾水管压力急剧下降，严重时甚至在尾水管进口产生水柱分离而形成负压，从而可能导致尾水管失稳破坏。目前国内一些抽水蓄能电站采用进水阀先于导叶关闭进行快速关闭以减轻水轮机工况甩负荷进入反水泵区深度，即每次甩负荷进水阀都将进行动水关闭，此时进水阀将产生较大的振动，同时过渡过程工况下输水系统最大压力上升有可能从蜗壳进口转移至进水阀上游侧。鉴于进水阀工作条件改变，故本条规定进水阀不应参与过渡过程调节。根据球阀过流特性，从100%开度关闭至30%开度球阀对流量的调节作用有限。因此，对于进水球阀开度关闭至30%前导叶已完全关闭的情况，在工程上可视为进水阀关闭未参与输水发电系统过渡过程的流量调节。对于采用蝶阀或其他型式进水阀的情况，可根据上述原则，在确定进水阀关闭规律时避免其参与输水发电系统过渡过程流量调节。

7.4.4 机组水轮机工况甩负荷或水泵工况断电时，将造成同一单元输水系统机组进出口压力产生振荡，使得该机组运行工况摆动（如负荷或入力振荡）。通过计算复核该机组过负荷应满足相关标准要求，或水泵工况运行在稳定范围内。

7.4.5 在调试期间应根据现场实际运行条件如水位，对机组水轮机工况甩25%、50%、75%、100%、双甩100%以及水泵工况断电等工况进行计算，在前一过渡工况计算与试验数据对比分析，并对下阶段甩负荷或水泵工况断电进行计算及评估安全后，再进行下一个工况的甩负荷试验或水泵断电试验，以确保电站的安全。

7.4.6 调节保证设计的参数分为水力过渡过程计算控制值、水力过渡过程计算值、调节保证设计值等。其中水力过渡过程计算控制值是以现行规范推荐值为基础、结合工程实际与经验确定的水力过渡过程计算时的限制性参数值；水力过渡过程计算值是针对选定工况进行水力过渡过程计算得出的成果值；调

节保证设计值是对水力过渡过程计算值进行修正后确定的设计成果。修正值包括计算误差及压力脉动裕量两部分，其中计算误差主要考虑计算模型与输水发电系统存在一定偏差，如机组特性、输水系统特性等；而压力脉动目前尚无精确的计算模型，在过渡过程计算机仿真计算时无法计算。本条规定均指调节保证设计值。

我国抽水蓄能电站过渡过程计算机仿真计算及试验案例还不够全面覆盖所有扬程范围的抽水蓄能机组，现场试验测试工况与原过渡过程计算工况大多又存在一定的差别，从目前掌握的资料来看，额定水头超过 200m 的抽水蓄能电站蜗壳最大压力及尾水管最小压力的计算值与试验值存在的差异较大，需进行修正，转速计算值差别较小，可不作修正。故本规范建议目前阶段参考初步统计值及国外有关厂家做法，对额定水头大于 200m 及以上的抽水蓄能电站的过渡过程计算值暂按表 7-7 和表 7-8 进行修正，确定调节保证设计值。

表 7-7 压力脉动裕量修正表

工况	增加到计算结果中的压力脉动
甩负荷工况蜗壳进口的最大压力	甩负荷前净水头的 5%~7%
甩负荷工况尾水管的最小压力	甩负荷前净水头的 2~3.5%
甩入工况蜗壳进口的最小压力	甩入前净扬程的 2%
甩入工况尾水管进口（转轮出口）处的最大压力	甩入前净扬程的 3%

表 7-8 计算误差修正表

工况	余量
任何工况的压力	增加或减少计算值与初始压力差值的 5%~10%
任何工况的转速	不做修正

额定水头低于 200m 的抽水蓄能电站，计算误差可参照上述标准执行，对于压力脉动修正，可根据类似工程经验加以

修正。

对于常规水电站，一般用静水头（即上游水位与尾水位之差）作为计算蜗壳压力升高率的基准值，但对于埋深很大的高水头抽水蓄能电站，这样做相对误差就太大了，因此建议用上库正常蓄水位与蜗壳进口中心线高程差（即蜗壳进口中心线的静水压）作为计算蜗壳压力升高率 ξ 的基准值。

7.5 技术供、排水系统和消防供水系统

7.5.3~7.5.5 抽水蓄能电站上游的水，全部或大部分都是通过机组抽上来的，从经济角度考虑，宜优先采用水泵供水。在同一输水系统上的技术供水系统的取水口与排水口之间的距离如太近，尽管对发电和抽水工况影响不太大，但却对调相影响大。例如 SSL 抽水蓄能电站取水口与排水口相距 4.8m，设计时规定调相时不能将冷却水排向本机组的尾水管，实际发电或抽水运行时虽未发现影响，但调相运行时若将冷却水排向本机组尾水管，则水温很快上升，只能调相运行约 20min。GZ 一期、二期电站取水口与排水口之间的距离约为 70m，THP 约为 80m，在长期调相运行中未发现问题。

某电站取水口设在尾水道上部，运行时经常有空气进入供水系统内，影响冷却效果，甚至导致停机。

台湾 MT 抽水蓄能电站主轴密封采用水泵供水，曾发生过水泵失电烧坏主轴密封的事故。SSL 抽水蓄能电站主轴密封采用蛇型管减压，从压力钢管取水，效果较好。

当电站水头满足自流减压供水条件时，也可采用自留减压供水方式。

7.5.7 由于特殊的地形和地质条件，THP 抽水蓄能电站未设渗漏排水泵、检修排水泵和集水井，而是将渗漏水、检修水等排向排水廊道，然后通过一条专用的自流排水隧洞（长 1680m）排向下游。自流排水隧洞断面采用城门洞型，高 3.25m，宽

2.5m。这种做法节省厂用电，运行维护既简单，又能保证厂房安全，实为一种很好的排水方案。

7.5.8 直接与上、下水库和引水系统相连的第一个阀门很重要，它担负保护厂房的重任，要求开关灵活，长期运行可靠，当该阀门损坏检修时，要停水停机，工作量和费用大，因此选用高质量、经久耐用、抗锈蚀的阀门是值得的。

7.5.10 抽水蓄能电站机组一般埋深低。例如 GZ 一期和 THP 抽水蓄能电站埋深 70m，SSL 抽水蓄能电站埋深 56m。技术供水系统若从尾水取水，所有冷却器、水泵、阀门、管道等长期承受下游水位静压，因此它们的设计压力应大于“工作压力+静水压力”。工作压力还应包括机组过渡过程中的压力升高。例如 SSL 抽水蓄能电站，供水系统设计压力为 1.6 MPa。

7.6 压缩空气系统

7.6.5 一般在第一次压水失败后，只进行简单的检查，如未发现问题立即进行第二次压水；如第二次仍然失败，须较长时间进一步仔细检查，此时，空压机起动能恢复贮气罐内压力，故本条规定贮气罐容量按 2 次压水设计。根据制造和布置条件，当计算压水所需贮气罐容积较小时，可设 1 个；容积较大时，可设 2 个。

将贮气罐并联运行，可减少空压机起动次数，延长其使用寿命，故本条规定宜并联运行。在电站初期运行时，各设备尚未经受时间的考验，为防止事故扩大，贮气罐宜单独运行。因此在贮气罐与总供气管间，宜设逆止阀和逆止阀的旁通阀。

设计时，应根据经验和计算选择合适的压气管径。管径过大或过小都将使压水失败，一般为 50mm~100mm。

贮气罐连续两次压水后温度降低幅度较大，注意气罐、管路、阀门等附件选材应适应可能出现的最低温度。

7.6.6 空压机集中并联运行（包括备用空压机），可减少空压机

起停次数。

在计算空压机总排气量时，应根据电站可能同时调相的机组在补气过程中的漏气量，再考虑适当数量机组在空气中旋转备用 15min 的漏气量进行计算。对于装设 2~3 台机组的蓄能电站，可考虑 2 台机组调相、1 台机组旋转备用 15min 的漏气量；对于装设 4~7 台机组的蓄能电站，可考虑 2 台机组调相、2 台机组旋转备用 15min 的漏气量；对于装设 8 台及以上机组的蓄能电站，宜分成 2 个独立的供气单元供气，以确保供气系统的可靠性。

7.6.7 抽水蓄能机组起动和工况转换频繁，要经常压水起动，部分气体可能会跑向下游，易在尾水道、尾水事故门顶或其他凹入处积累，形成气囊，导致异常声响和振动。设计时应严格控制充气压水水位，必要时增加自动排气措施。例如 SSL 抽水蓄能电站投运后曾发生过尾水事故门顶积气的现象，之后在门顶积气处加装自动排气阀解决。

7.7 水力监测系统和机组监测

7.7.2 主要供压力钢管充水和运行时监测用。

7.7.3 水泵水轮机在水泵起动时，为了判断造压情况和确定开启导叶的时刻，必须测量转轮至进水阀之间的压力和导叶与转轮间的压力。

7.7.4 常规机一般不在转轮与泄流（底）环之间设置压力表与压力传感器，水泵水轮机设置的目的，是在水泵工况起动和机组调相压水时检测该处水压，并根据水压来控制排水阀自动排水。

7.7.5 蜗壳流量计仅适合在水轮机工况下测流量，不适合在水泵工况下测流量。水泵工况宜采用尾水管差压流量计或其他方法测流量。

为了测量水轮机工况流量，可采用超声波测流法、蜗壳测流法和热力测流法等。超声波测流法要求有一定长度的直的压力钢

管段；蜗壳测流法主要测相对值；热力测流法管道布置较复杂，要求仪表精度高，且不能连续测流，一般仅用于现场效率试验。SSL 抽水蓄能电站采用了超声波测流和蜗壳测流。

7.7.6 水泵水轮机的振动一般比常规机大，宜在水泵水轮机顶盖，发电机上、下机架等处设置振动监测装置。

7.7.11 考虑到测量管管径小，施工过程中容易损伤，在设计时宜选用不锈钢管并采取保护措施。

8 电气设计

8.1 接入系统及电气主接线

8.1.1 以往抽水蓄能电站电气主接线和送出工程设计时，由于 220kV 及以上高压开关设备特别是 SF₆ 气体绝缘全封闭组合电器的价格较高，提出“在充分发挥抽水蓄能电站作用、满足输送容量及可靠性要求的前提下，减少出线回路数目对减少包括送出工程在内的整个电站投资作用很大，特别是对 220kV 以上出线电压等级的电站。”另外，还提出“出线回路较少，主接线可以更简单，对抽水蓄能电站运行的可靠性和灵活性也有好处。”

近年来国内大力发展抽水蓄能电站建设，由于多方面原因，部分电站接入系统回路数只有 1 回。根据“中华人民共和国国务院 599 号令”《电力安全事故应急处置和调查处理条例》，发电厂因安全故障造成全厂对外停电的影响和持续时间，导致的事故等级如表 8-1 所示。对于出线 1 回的电站，当出现线路遭受雷击或其他故障以及在山火、台风等极端气候条件下，均可能导致线路跳闸、全厂停电、电厂对外失去联系。为充分发挥抽水蓄能电站在电力系统中调峰、填谷、调频、调相、负荷备用、紧急事故备用的作用，维护电网和电站的安全稳定运行，应加强抽水蓄能电站与电力系统的连接，特别是对于高水头、大容量抽水蓄能电站 1 回出线还容易造成双机或多机同时甩负荷，使电站承担更多风险，因此本次修订取消了“在满足可靠性要求的前提下，主接线应尽量简化”，强调“宜直接接入系统的枢纽变电所，出线回路数不宜少于 2 回”。对在电力系统中承担蓄能电站作用的重要性不是很高的电站以及接入系统线路过长、设置 2 回线路经技术经济论证非常不合理的情况下，也可采用 1 回出线。

表 8-1 电力安全事故等级划分标准

事故(事件) 等级事故(事件)类型			特别重大事故	重大事故	较大事故	一般事故	一级事件	二级事件	三级事件
电力安全 事故 (事件)	(2) 发电 厂或者 220 千伏以上变 电站因安全 故障造成全 厂(站)对 外电的影响 和持续时间	导致周边监视 控制点电压低于 调度机构规定的 电压曲线值 20%	—	—	持续时间 30 分钟以上	持续时间 15 分钟以上 30 分钟以下	持续时间 5 分钟以上 15 分钟以下	—	—
		导致周边监视 控制点电压低于 调度机构规定的 电压曲线值 10%	—	—	持续时间 1 小时以上	持续时间 30 分钟以上 1 小时以下	持续时间 15 分钟以上 30 分钟以下	—	—
		导致周边监视 控制点电压低于 调度机构规定的 电压曲线值 5% 以上 10% 以下	—	—	—	持续时间 2 小时以上	持续时间 1 小时以上 2 小 时以下	持续时间 0.5 小时以上 1 小时以下	持续时间 15 分钟以上 30 分钟以下

8.1.2 对具体电站主接线可靠性要求应该是具体的、明确的。否则，在没有可靠性具体要求的情况下，进行主接线方案比选和可靠性计算是无实际意义的。

可靠性具体要求，可以是量化了的可靠性“指标”，也可以是具有可操作性的“具体原则”要求，如下述两个“具体原则”：

(1) 任一元件故障（主要是断路器、母线），或检修是否允许全厂停运，或允许停运部分机组的容量和台数。

(2) 任意元件检修时，另一元件故障是否允许全厂停运或停运部分机组的容量和台数。

当然，可靠性要求并不限于以上这些，还可能还有其他具体要求。

不同的可靠性要求，对应不同的接线方式。例如一个 $4 \times 300\text{MW}$ 大型抽水蓄能电站，2回 500kV 出线，4台机组接成两组联合单元。如果把“当任一元件检修，同时另一元件发生故障是否允许全厂停运”作为可靠性具体要求之一时，仅从满足可靠性要求而言，则当允许全厂停运时，可采用桥形接线；而当不允许全厂停运时，则需要采用四角形等接线，才能满足可靠性要求。

可靠性具体要求，可由电力系统主管部门和电站建设单位根据电站在系统中的地位和作用，并综合考虑电站装机容量、系统稳定和电站安全运行及电站经济效益等多方面因素后提出。

8.1.3 鉴于抽水蓄能电站在电力系统中的重要作用，同时根据国内抽水蓄能建设和运行经验，包括电站建设规模、接入系统线路电压等级和回路数的多样性，对进出线回路数较少的电站，建议优先采用角形、桥形接线，对可靠性要求不高的中、小型电站也可采用单母线、变压器一线路组接线。增加了“当电站规模较大、进出线回路数较多且（或）有分期建设要求时，可采用单母线分段、双母线、 $3/2$ 断路器等接线”。

表 8-2 是中国已建和在建大中型抽水蓄能电站的出线回路数和电压等级、电气主接线型式的不完全统计，供参考。

表 8-2 中国已建和在建电站电气主接线统计表

电站名称	机组台数	高压侧进出线回路数， 电压等级	电气主接线型式	备注
SSL	4	2 进 2 出，220kV	联合单元线路组	
LYS	4	2 进 2 出，220kV	内桥	
ZHW	4	2 进 1 出（远期 2 出），500kV	半个四角形	远期 四角形
XLC	4	2 进 2 出（预留 1 回），500kV	四角形	
HHHT	4	2 进 1 出，500kV	不完全单母线+跨条	
FN	6+6	6 进 3 出，500kV	3/2	一期、 二期
DH	4	2 进 1 出，500kV	三角形	
WD	6	3 进 2 出，500kV	3/2	
YM	4	2 进 2 出，500kV	四角形	
THP	6	3 进 2 出，500kV	不完全单母线 三分段	
TA	4	2 进 2 出，220kV	内桥	
TB	4	2 进 2 出，500kV	内桥	
YX	4	2 进 2 出，500kV	内桥	
BQ	4	2 进 1 出，500kV	三角形	
XSJ	4	2 进 2 出，500kV	内桥	
XY	4	2 进 2 出，500kV	内桥	
XJ	4	2 进 2 出，500kV	内桥	
HP	4	2 进 3 出，500kV	双母线	
JX	6	3 进 4 出，500kV	双母线	
JZ	4	2 进 2 出，500kV	单母线分段	
JR	6	3 进 2 出，500kV	双母线	
LY	6	3 进 2 出，500kV	扩大内桥	

续表 8-2

电站名称	机组台数	高压侧进出线回路数， 电压等级	电气主接线型式	备注
PSH	4	2 进 1 出，500kV	三角形	
BLH	4	2 进 1 出，500kV	单母线	
HMF	4	2 进 1 出，500kV	单母线	
GZ 蓄能 A 厂	4	2 进 2 出，500kV	四角形	
GZ 蓄能 B 厂	4	3 进 2 出，500kV	五角形	
HZ 蓄能 A、B 厂	4+4	4 进 3 出，500kV	不完全单母线	
QY	4	2 进 2 出（预留 1 回），500kV	四角形	
YJ	6	3 进 2 出，500kV	五角形	
QZ	3	3 进 4 出，220kV	双母线	
ZA	4	2 进 4 出（其中预留 2 回），330kV	双母线	

8.1.4 在选择发电机-变压器组合方式时，应考虑在满足可靠性具体设计原则要求前提下，结合下面两个问题综合考虑后确定：

(1) 单机容量、联合单元容量和扩大单元容量占系统总装机容量和系统调峰容量的比例大小，这里调峰容量是指在设计水平年系统可提供的调峰容量，它包括水电（常规及蓄能）和火电机组。

(2) 当电站机组的单机容量相对较小，在满足系统和建设单位对电站可靠性要求的前提下，经论证技术经济合理时，可将两台或（三台）机组与一台主变压器连接为扩大单元接线。

表 8-3 是国内外抽水蓄能电站采用单元、扩大单元和联合单元的不完全统计（在本规范 2005 版基础上加入了中国已建和在建电站的统计数量），供参考。

表 8-3 发电机-变压器组合方式统计 (个数)

发-变组合	220kV 级	500kV 级
单元	53	24
扩大单元	16	21
联合单元	3	74

8.1.8 本次修订增加了发电电动机中性点接地方式的建议。

8.2 可逆式机组抽水工况起动方式选择

8.2.1 国内外抽水蓄能电站电动工况起动方式的不完全统计见表 8-4 和表 8-5 (表 8-5 在本规范 2005 版基础上加入了中国已建和在建电站起动方式的统计数量)。表 8-6 可作为选择起动方式的参考。

表 8-4 1980 年以前建成的抽水蓄能电站起动方式统计

起动方式	同步	辅助电动机	异步	变频	合计
电站数量	8	32	18	39	89

注：表中同步起动的数字，不包括作为电站备用方式的同步起动数目。

表 8-5 1980 年以后国内外已建、在建部分抽水蓄能电站起动方式统计

起动方式	变频	辅助电动机	异步	同步
电站数量	70	7	2	3
所占比例 (%)	85.4	8.5	2.4	3.7

注：表中同步起动的数字，不包括作为电站备用方式的同步起动数目。

在可逆式机组常用的三种起动方式中，除变频起动不受限制外，异步起动和同步起动两种方式的选择还受系统和机组本身制造的制约。采用异步起动时，应对其引起的电网电压变动（波动）和阻尼绕组或实心磁极的温升限制进行分析论证；采用同步起动时，应对拖动机（发电机）和被拖动机（电动机）的励磁大小、连接线阻抗、被拖动机的阻力矩以及拖动机的导水叶开启速度等问题，进行分析论证。

表 8-6 抽水蓄能电站各种起动方式比较

起动方式	起动 时间 (s)	从系统吸取电流 机组额定电流 (%)	相对费用= $\frac{\text{起动设备费用}}{\text{一台机组费用}}$ (%)				布置 空间	适用范围
			不带配 电设备	带配电设备		小		
				<100MVA	>100MVA			
一、异步起动 1 全压异步起动 2 电抗器降压 3 变压器抽头降压	30~10 300~50 120~40	2.5~3.5 0.7~1.5 0.3~1.0	1~3 4~7 6~10	1~3 7~11 10~15	1~3 11~15 14~19	小	中、小机组	
二、同步起动	100~120	0	依具体情况而定			大、中机组	大、中机组	
三、变频起动	150~300	0.04~0.12	16~26	23~34	27~38	大	大、中机组，台数较多时	
四、辅助电动机起动	70~300	0.05~0.14	6~13	11~18	15~23	中	大、中机组，台数少	

表 8-5 示出了抽水蓄能电站电动工况起动方式的发展趋势,变频起动方式已成为成熟技术并被广泛采用。

8.2.3 本次修订补充了“交流励磁变速机组可采用励磁系统进行自起动,也可采用 SFC 起动或背靠背同步起动”。即对于变速电机,当交流励磁系统的驱动扭矩设计为大于水泵水轮机、发电电动机的阻扭矩时,可采用励磁系统实现自起动。

8.3 电气设备选择

8.3.1 对发电电动机的要求作如下说明:

1 在招标设计阶段,发电电动机设计除满足规范正文的要求外,建议对如下方面进行关注:

(1) 高转速发电电动机的磁轭可采用高强度环形(整圆无焊接)厚钢板叠压方式;磁极优先采用完全向心(塔形)式结构;根据目前的制造水平,磁极线圈优先采用无氧硬铜排拼焊成型结构。

(2) 定子铁心穿心螺杆的绝缘采用全绝缘套管。定子线棒及其端部支撑和联接结构的固有频率需避开电网倍频,远离共振区。

(3) 基于 FKM 标准或同等标准对发电电动机转子磁轭 T 尾、磁极 T 尾和磁极压板等高应力部件进行疲劳计算分析,选择高可靠性的材料。

(4) 按照 IEEE Std 1310 标准对发电电动机定子线棒进行冷热循环试验。

(5) 发电电动机如采用特殊绕组设计,需进行专项论证。

5 对非浮动式转子的分离转速各主机供货商取值不一,有的取额定转速或略大于额定转速,也有的取 1.4 倍~1.5 倍额定转速,另有一些主机供货商采用浮动式结构的转子,分离转速几乎为零,即起动后磁轭即处于浮动状态。

8.3.2

(1) 在选择变压器所需要的容量时,宜在计及变压器允许的

正常过负荷的前提下，确定变压器的额定容量。变压器允许的正常过负荷容量，按《电力变压器 第7部分：油浸式电力变压器负载导则》GB/T 1094.7 进行计算。

(2) 关于主变有载调压装置的采用作以下说明：

①不管采用何种方法，都应满足系统要求的调压范围。

②要求尽量不采用有载调压装置，是因为考虑下面两种情况：a. 有载调压装置是主变压器安全运行的一个薄弱环节。b. 国内已设有调压装置的如 SSL、THP、XQ 等抽水蓄能电站其有载调压装置均未投入。目前未设主变有载调压装置而采用发电机调压的其他抽水蓄能电站运行状况很好。另经了解，发电电动机机端调压范围由 $\pm 5\%$ 变为 $\pm 7.5\%$ ，发电电动机投资也仅增加 $1\% \sim 2\%$ ，因此本次修订将原正文中“需要的调压范围较大时，应对适当加大机组调压范围和采用有载调压变压器两种调压方式进行技术经济比较后选定。当主变压器布置在地下洞室时，宜优先选用加大发电电动机调压范围的方式。”修订为“当系统需要的调压范围较大时，宜采用增大机组调压范围的方式。”

8.3.3 发电机电压回路和起动回路设备

原第1款各项内容与后续款项内容有所重复，因此取消原第1款，并将必要的内容纳入后续款项中，序号作相应调整。分别说明如下：

第1)项与原第8款有内容重复且有矛盾，统一成现第8款。

第2)项与原第2款有内容重复，统一成现第1款。

第3)项与原第3款有内容重复，统一成现第2款。

第4)项与原第4款有内容重复，统一成现第3款。

第5)项“高次谐波干扰”与原第12、13、14款有内容重复，“过电压及铁磁谐振”不属于抽水蓄能机组需考虑的特有问题，因此取消本项。

1 关于短路电流计算和设备校验条件问题，正常接线方式指整个主接线，即包括主回路和起动回路接线方式。短路故障，

包括正常运行和起动两种工况下的短路故障。起动工况指的是整个起动过程，包括起动准备、起动开始、起动过程、并网至起动回路设备退出为止的整个过程，包括主起动方式也包括备用起动方式的整个过程。对于抽水蓄能电站采用变频起动为主、背靠背同步起动为备用方式的情况下，最大短路电流发生在背靠背起动的并网至发电机断路器跳开的瞬间，其短路电流数值包括两台机组和电力系统供给的短路电流之和。当机组和电力系统容量较大时，短路电流可能达到非常可观的数字。虽然这种短路故障发生的概率可能很小，但按规程要求还必须考虑。

所谓“无拖动并网”是指将被拖电机拖至略高或低于同步转速时，跳开主动机（发电机）断路器，使被拖动机（电动机）失去拖动，减速或靠惯性增速至同步转速时并网，完成起动的过程；但此种方式有可能发生并网不成功、需要再次起动的情况。

起动回路设备额定参数应按短时发热计算，其时间除应考虑几台机组连续起动（有间隔或无间隔）外还需考虑起动失败所增加的时间，失败次数视机组台数而定。

2 机组在抽水工况从系统退出时，发电机断路器会带部分机组负荷分闸，因此发电机断路器在运行和维护过程中应加强触头的寿命监测，必要时采取相应措施确保发电机断路的可靠运行。

5 近些年根据设备制造和工程经验，目前通过型式试验、额定参数满足 15000A、10min 短时工作制的固定式 SF₆ 断路器用来做电制动开关的定型产品运行情况良好，鉴于断路器还具备开断和关合负荷电流和短路电流能力的特性，因此可优先考虑采用该类型断路器作为电制动开关；当断路器参数选择有困难时，也可选用满足参数要求的隔离开关。

7 以往厂用电和 SFC 分支回路的电抗器通常都通过软连接与离相封闭母线直接连接，为检修方便，可在电抗器前设置隔离开关。即当需要对电抗器及电抗器与该回路断路器之间的连接部

分进行检修时，只须断开该回路断路器后再断开隔离开关，无须断开主变压器高压侧开关，且回路检修时具有明显断点。

9 采用离相封闭母线是为了提高可靠性，因为起动回路如采用电缆其终端数目太多，而电缆事故中大多数属于终端故障。

11 SFC 容量选择与机组的旋转阻力矩，机组转动部分的时间常数和起动加速时间有关。前者与机组结构有关，后二者与电站设计参数有关，故参数选择时可适当兼顾。

12 国内外工程实践中，也有 SFC 不装输入变压器或隔离变压器的实例，国内 SSL 抽水蓄能电站即是其中一例。但由于 SFC 与相应的回路没有隔离，当 SFC 与其连接的回路参数配合不好时，就会产生具有零序特性的三次及其整数倍的高次谐波谐振，导致 SFC 不能正常工作和保护误动等问题。GZ 二期就遭遇过这种情况。后来，加了隔离变压器就解决了问题。因为这种谐振现象很难预料，故这里提出宜设输入/输出变压器或隔离变压器。SFC 输入/输出变压器及隔离变压器招标设计时需考虑 SFC 产生谐波使变压器绕组产生附加发热的影响。SFC 变压器高、低压绕组之间需考虑设置金属屏蔽并接地。

13 滤波器的装设，除增加布置面积外，还容易引起过电压等问题，不宜采用。SFC 输入/输出变压器及隔离变压器招标设计时考虑 SFC 产生谐波使变压器绕组产生附加发热的影响。SFC 变压器高、低压绕组之间考虑设置金属屏蔽并接地。

14 对 SFC 的谐波限制标准，应注意抽水蓄能电站不同于公共电网，主要问题是不要影响厂用电设备运行，可以用 SFC 与厂用电会合点地点压总畸变率来考核。合理地改变 SFC 与高压厂用变压器的连接关系，可以改善电压总畸变率。当 SFC 与高压厂变分别接于不同的主变压器低压侧时，或分别经电抗器连接于同一主变低压侧时，上述的电压总畸变率都在限值以下。变频装置所产生的谐波对厂用负荷不会产生有害影响。为使长期运行时谐波对厂用电系统影响最小，且不因一台主变压器故障或检

修同时影响变频装置电源和高压厂用电电源，也可采用“变频装置电源和高压厂用电电源分别引自不同的发电电动机回路”的方式，只须解决首台机组发电时厂用电电源引接的问题，目前已有成功的工程实例。

两种 SFC 与高压厂用变压器引接的接线方式如图 8-1 所示。

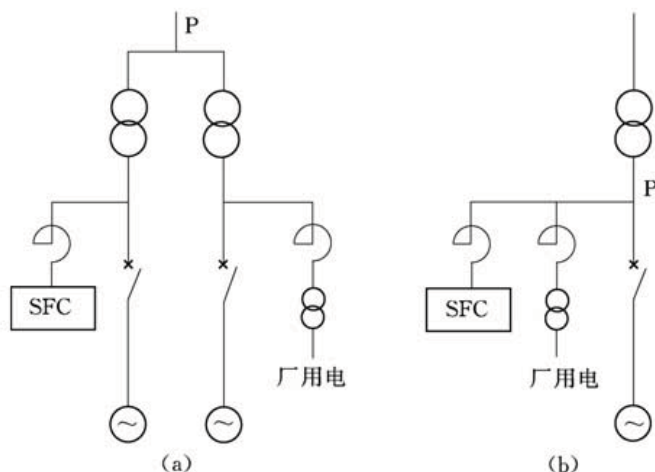


图 8-1 两种 SFC 与高压厂用变压器引接的接线方式

8.3.4 本次修订新增条款。对电站承担黑启动任务时的供电电源进行了说明。

8.4 厂用电电源

8.4.1 根据《水力发电厂厂用电设计规程》NB/T 35044，对厂用电电源的数量及引接方式进行了修订。

其中，关于发电电动机变压器组合方式采用单元、联合单元或扩大单元接线时，按照不同接线方式和机组台数引接厂用电工作电源的方式和配置如下：

(1) 发电机变压器组合方式采用单元接线，当装机台数为 2 台~4 台时，至少从 2 台主变低压侧引接厂用电工作电源；当装

机台数为 5 台及以上时，至少从 3 台主变低压侧引接厂用电工作电源。

(2) 发电机变压器组合方式采用联合单元接线，宜从每个联合单元中的任一台变压器低压侧引接一回厂用电工作电源；当联合单元组数量在 2 组~3 组时，至少从 2 组联合单元引接；当联合单元组数量在 4 组及以上，至少从 3 组联合单元引接。

(3) 发电机变压器组合方式采用扩大单元接线，宜从每个扩大单元发电机电压母线引接一回厂用电工作电源，当扩大单元组数量在 2 组~3 组时，至少从 2 组扩大单元引接；当扩大单元组数量在 4 组及以上，至少从 3 组扩大单元引接。

8.4.3 本条根据国家标准《抽水蓄能电站保安电源技术导则》GB/T 32594 相关内容进行了明确。

9 控制、保护及通信

本章对各节进行了重新编排，原第 9.1 节的“自动控制设计一般要求”修改为“一般规定”；第 9.3 节的“电站监控系统”修改为“电站计算机监控系统”；第 9.4 节“机组继电保护”修改为“继电保护”；第 9.5 节“二次接线设计”修改为“相关控制回路及设备”

9.1 一般规定

9.1.1 目前水电站机电设计原则有“无人值班”（少人值守）、少人值班和无人值班等多种提法。近期已建、在建和将建的蓄能电站总装机容量均在大中型规模，并按照“无人值班”（少人值守）原则设计，为提高对电站的控制水平的设计要求，这里取消少人值班的提法。

9.1.3 这里强调在硬件和软件配置上，下级对上级应有相对的独立性。这是提高系统的逻辑清晰性和工作可靠性的重要措施。其中位于现地控制单元控制层之下的辅助设备现地控制层，除传统的机组及全厂公用的油、水、气辅助系统控制设备外，还包括高压配电装置（GIS）控制设备以及机组的励磁调节器、调速器等面向生产过程的控制设备。辅助设备现地控制层相对于机组及全厂公用设备单元控制层亦应有上、下级合理的协调分工关系。

另外，抽水蓄能电站与上级调度的关系比常规电站更加密切，它是电力系统的调度调节手段，故抽水蓄能电站的监控系统的分层配置和功能分配应充分考虑与上级调度控制层的关系。

9.1.5~9.1.8 本条系增加内容。强调了除本章所描述部分外，但在电站“控制保护及通信”专业设计时还应执行本专业其他子系统的设计规范，如直流系统、工业电视系统和通信系统等。

9.2 机组自动控制

9.2.1 抽水蓄能电站基本工况包含有：静止、发电、抽水、发电调相和抽水调相 5 种工况。对于工况转换，本条增加了静止转黑启动、静止转线路充电、抽水转发电及发电转抽水工况。工况转换时间尽可能短是使电站对系统需求做出迅速响应的基础。在电站输水系统和机组及其辅助设备允许条件下，工况流程设计中应注意到这一点。例如没有先后次序要求的操作，可并列进行。

对于要求发电转抽水用一个命令自动完成工况转换，其流程实现起来是比较困难的，其原因如下：发电转抽水工况过程中，需要对机组抽水工况起动方式进行选择，即对采用 SFC 或背靠背两种起动方式进行选择。在选择背靠背起动方式时，拖动机组的选择还要判断拖动机组当前运行状态以及拖动机组当前好坏等情况。这就要求用一个命令自动完成发电转抽水工况的过程中需要增加复杂的条件判断。实际上，电网对在短时间由发电工况转抽水工况没有具体要求，本条所列的发电转抽水工况流程设计可加一些人工参与确认节点环节，简化设计。

9.2.2 机组从抽水工况直接转发电工况。其一是经停机过程，这种转换机组解列、导叶全关、不须经过球阀、机组辅助设备运行，但需投制动等停机过程，所以比起经过停机过程再开机发电，其所耗的时间短得多，而且工况转换流程简单、可靠。其二是不经停机过程，其过程为：机组解列，导叶全关，当机组转速下降到 20% 额定转速时再开导叶，机组以发电工况并网。这种从抽水直接转发电的变换，机组从一个旋转方向突然转到另一个方向，对机组冲击比较大，特别是对高水头机组。本条强调抽水工况转发电工况首选经停机过程的流程。

9.2.3 蓄能机组的黑启动，首先是为了尽快恢复厂用电。对于一般水电站，失去厂用电是一种紧急状况。而对于蓄能电站，还由于机组埋深大，失去厂用电时，就有水淹厂房的危险，故厂房

排水泵的供电电源应有保证。其次，厂用电恢复后，机组能正常发电，对系统恢复正常运行也是很有帮助的。所以一般蓄能电站的机组控制都设有黑启动的流程。黑启动时，机组主辅设备都要满足发电工况起动的基本条件，对于必要的辅助设备，需用直流设备代替交流设备。如对高压油减载装置，需设直流电动油泵；对励磁系统，需设置直流起励等。

这里把“全部厂用交流电消失”改为“正常厂用交流电消失”是考虑到目前蓄能电站均配有柴油发电机。在电力系统因故障停运而失去厂用电情况下，可通过电站柴油发电机供电，满足电站重要设备负荷用电，保证电站在失去正常厂用电时，机组能实现黑启动。

增加了电站采用直流电源实现黑启动情况下对换向隔离开关的设计要求。对于换向隔离开关操作机构工作电源是交流电源的电站，在无厂用电的情况下是无法操作换向隔离开关的，只能通过摇把手动操作换向隔离开关。为此无法用一个命令自动完成电站的黑启动。XLC 蓄能电站换向隔离开关操作机构工作电源选用的交流电源，为满足自动完成黑启动功能，设计考虑在厂用电消失时自动切换到逆变电源供电方式的措施。

9.2.4 抽水蓄能机组启停频繁，而且机组转速都比较高，停机时若只采用机械制动，将使制动环磨损很厉害，而且电机风洞内产生严重的粉尘污染，故应装设停机电制动装置。对于采用变频起动的机组，本来可利用变频装置进行回馈制动，其优点为：
①节省机组电制动开关等设备；②回收电能；③可缩短停机制动时间。其缺点为：①电站只能逐台停机；②各台机组停机和抽水工况起动共用一台变频装置及起动回路相应的断路器、隔离开关，切换操作复杂而频繁，降低使用的可靠性，故一般不推荐采用。蓄能机组投机械制动的转速百分值比常规机组低，这是因为蓄能机组转速都比较高，应使机组在较低转速下投机械制动；另外，蓄能机组停机时都投油压减载装置，推力瓦有油膜保护，在

低转速时不易被磨损。

变速机组的制动采用电气制动加机械制动。电气制动是在跳开 GCB 后，通过在发电机出口闭合制动开关，通过在转子上改变交流励磁电流的频率和幅值来实现电气制动（即回馈制动或称作再生制动）。利用变速机组的特性，在变速机组停机过程中，结合电气制动和机械制动，可使得变速机组的停机时间比定速机组的停机时间更短。

9.2.5 机组抽水工况启动时，不压水起动的阻力矩约为压水起动的 5 倍，为了减轻机组抽水启动时的阻力矩，一般都需转轮室压水。对于转桨式机组，其桨叶转角可调，机组抽水方向启动时，可将桨叶转角关到零，而转轮室可不压水。

9.2.7 我国已建或在建的抽水蓄能电站中，当电机出口有断路器时，都是主励磁和启动励磁合一，励磁电源取自换向开关和主变压器低压侧之间，包括 PJK、GZ 一期、GZ 二期、THP、XLC、ZHW、XHD 和 SH 等蓄能电站。SSL 蓄能电站的发电电动机出口无断路器，励磁变压器接于机端，当抽水方向启动时，机端无电压，故设由高压厂用电供电的启动励磁变压器，提供抽水方向启动时的励磁电源，而功率柜和调节器与主励磁共用。

此条目补充了在发电机出口设置断路器情况下，在励磁变压器低压侧设置交流断路器的要求。目的是在检修除励磁变压器外的励磁系统其他设备时，只需打开励磁变压器低压侧交流断路器，即可满足电站的安全隔离措施，免去了电站为保证安全隔离，而操作主变压器高压侧断路器的繁杂程序。

9.2.8 变频器主电路以有无中间直流环节可分为两大类：无直流环节的，称作交—交变频器；有直流环节的，称作交—直—交变频器。交—交晶闸管变频器由于输出频率只能整倍数减小，无法实现频率大范围连续调节和吸收无功，且响应速度较交—直—交变频器方式要低，故限制其在变速机组的广泛应用。随着高压大功率可关断功率元件的出现以及变频控制技术的发展，在国外

近期在建以及新建的变速机组交流励磁系统均采用交—直—交电压源型变频器。在早期的变速机组交流励磁系统采用的是交—交晶闸管变频器（如：日本在 90 年代初的矢木泽、盐源以及大河内等电站变速机组交流励磁系统均采用交—交晶闸管变频器）。

9.3 电站计算机监控系统

9.3.1 蓄能电站及其机组的运行工况多、工况转换流程复杂、自动化设备繁多，要求反应迅速、工作可靠，因此采用先进技术更有必要。从水电站自动控制发展来看，蓄能电站采用计算机设备比常规水电站要早。故这里提出蓄能电站应采用以计算机为基础的监控系统。由于计算机技术发展很快，故在设计时要根据技术的发展，选用先进而成熟的产品。

9.3.2 关于上级调度对电站的调整、控制方式，一般可将该电站作为一个整体进行调控，即通过电站的最优发电控制和抽水联合控制程序，由电站确定开机台数、机组组合及发电时机组的负荷分配，这种控制方式是比较合理的，它符合功能分层的原则。但当机组容量较大时，系统调度往往要求调控到机组，目前国内已建的大型蓄能电站都是这样做的。故监控系统应满足这两种控制方式的要求。

9.3.3~9.3.4 最优发电控制、抽水联合控制以及高、低频自动控制是监控系统的高级功能，是提高蓄能电站的静态和动态效益的重要手段，国内已建的蓄能电站一般都装有这些软件，但不是所有功能都投入。为避免造成硬、软件的闲置，对于高低频自动控制，应根据电力系统的需要来设置，即高频分阶段自动切发电机组，低频分阶段自动切抽水机组或自动启动机组发电的控制功能，但目前国内投运的蓄能电站都没有投入此功能。PSH 蓄能电站按照调度需要，设计了高低频控制功能，为保证高低频控制功能可靠性，专门配置了测频装置。

9.3.6 加强监控系统对主、辅设备的运行监视，使在设备发生

故障之前，早期发现异常，及时安排时间进行检修和处理，对提高蓄能机组的可用率和安全性起很大的作用，为此应加强监控系统的智能化。机组状态在线监测及状态检修功能也可由专用设备配合监控系统实现。

9.3.7 目前蓄能电站装机容量均在大中型规模，按照《水力发电厂计算机监控系统设计规范》DL/T 5065 标准，蓄能电站监控系统采用冗余配置原则执行。本条对计算机监控系统的通信网络结构进行了细化。

9.3.8 抽水蓄能机组辅属设备多、工况转换流程复杂，故流程监视及显示更为必要。在多种操作同时进行，要注意显示的清晰性。

9.3.10 上水库和下水库是蓄能电站安全稳定运行的重要组成部分，对其监视和控制非常重要，如库水位及闸门控制等，上水库一般设在远离主副厂房、开关站和中控室，宜设置现地控制单元，下水库是否设置独立 LCU 应根据枢纽布置来确定。XLC 蓄能电站开关站布置在下水库旁，下水库与开关站共用同一个 LCU。

随着工业网络数据通信的实时性和可靠性的工业以太网技术发展，现场控制通信采用工业以太网代替现场总线已是趋势。近些年国家电网提出的建设坚强的智能电网的要求，在实施中所采用的网络通信标准为《电力系统通信网络和系统》IEC 61850 Ed2.0 国际标准，标准中技术基础就是以太网，且已在智能变电站得到了应用。这里取消 LCU 与子系统的通信宜采用现场总线的要求。

9.3.11 本条增加了在机组由变频起动或背靠背起动时，变频起动装置与被拖动机组或拖动机组与被拖动机组设备发生事故，事故设备保护除完成本侧设备保护外，还需把保护命令同时传送至对侧设备，完成对侧设备的保护。从目前监控系统 LCU 之间通信技术指标来看，LCU 之间的通信延时一般在 0.5s 左右，无法

满足保护命令瞬时传送至对侧设备的保护时间要求。故本条强调采用硬接线方式来解决。

9.3.13 强调了硬布线停机回路工作电源独立 LCU 电源的要求。

9.3.14 本条为新增，强调了背靠背起动和变频装置起动控制回路相互独立，起动控制回路采用硬布线回路。

9.4 继电保护

9.4.1 现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 和现行行业标准《水力发电厂继电保护设计规范》NB/T 35010 对抽水蓄能电站机组的继电保护配置的要求做了补充。后面相关条文进行了简化。

9.4.2 本条为新增。

变速机组与定速机组有相似之处，也有自己的特点。两者发电机定子的主接线连接型式及工作原理是一样的，没有什么区别，所以在机组的继电保护方面，两者的发电机定子绕组的继电保护是一致的。由于两者的转子励磁方式不同，即定速机组励磁采用的是直流电源，变速机组励磁采用的是交流电源，所以两者的转子绕组继电保护是不同的。

变速机组转子的励磁方式为交流励磁，根据其特点，变速机组转子绕组继电保护配置至少应包括 9.4.2 条所列内容。对于转子绕组单相接地保护，由于转子绕组为星形连接，中性点不接地，故转子单相接地保护可考虑采用外加电源原理等方式来实现。

以上继电保护需通过电压/电流传感器变换输出给保护装置，这样就需要考虑电压/电流传感器对频率的响应特性。变速机组转子为交流励磁，但工作频率很低（一般在 0.2Hz~6Hz 范围内变化），这样常规电压/电流互感器无法满足这个低频段输出精度的要求，所以在设计时需要考虑非常规电压/电流互感器，如：

电子式互感器和光互感器，这种非常规互感器可满足低频段的输出精度要求。

9.4.3 电机主回路换相对继电保护的影响有 2 点值得注意的：

- ①采用微机继电保护时，尽量用软件进行换相，这是最简单的。
- ②对于阻抗或功率方向继电器，采用电压、电流相角差为 0° 接线，主回路换相对其保护范围没有影响。

继电保护工况转换所需外部输入信号，应尽量采用原始信号，如必须经过中间环节设备判断后提供给保护的输入信号时，中间环节设备的输出建议选用双稳态继电器。

9.5 相关控制回路及设备

9.5.2 抽水蓄能电站由于多种运行工况，导致主回路开关数量较常规电站多。如若闭锁考虑不完善，将会导致隔离开关带负荷分合而损坏或发生主回路短路，如同时合发电工况和抽水工况的换相开关而造成主回路短路等。

9.5.5 强调了中控室紧急停机和上、下水库或尾水事故闸门紧急关闭按钮及回路应独立于计算机监控系统的紧急停机和上、下水库或尾水事故闸门紧急关闭按钮及回路。中控室紧急停机和上、下水库或尾水事故闸门紧急关闭按钮及回路宜以硬接线（包括独立光缆）的形式接至机组和闸门的控制回路。

9.5.8 为防止水淹厂房，加强其监视和预防是抽水蓄能电站设计的重点考虑问题之一。目前电站都是按“无人值班”（少人值守）设计，防水淹厂房的自动监视问题更显得重要。详细要求可参见《水力发电厂自动化设计技术规范》NB/T 35004。

9.5.9 本条为新增。强调了进水阀与下水库及尾水事故闸门相互闭锁要求，闭锁回路宜采用硬接线型式回路。

9.5.10 抽水蓄能电站水库通常不设泄水设施、没有径流的人工水库，它的库容小，一旦水位过高而漫坝，就会危及堤坝的安全。故应加强水库水位的监视。

10 金属结构设计

10.1 一般规定

10.1.1 由于抽水蓄能电站往往具有上、下水库库容小，为保证水量平衡或避免给下游造成人造洪峰，有天然来流的上、下水库的入库流量需得到及时下泄，有些水库还需要泄放生态流量，施工期兼作导流的泄洪闸门在初期蓄水时需要调节蓄水位，因此，蓄能电站泄洪闸门需要下泄的流量会较小且需长时间运行，要求泄洪设施中设置的闸门及其启闭机安全可靠，运行灵活，应能适应小开度运行。若闸门设计水头过高或下游水工建筑物无法满足泄放要求，可采取设置流量调节阀等措施解决。

本条为新增条款。

10.1.2 设在严寒地区的抽水蓄能电站，冬季引水、尾水系统和泄洪系统都要能正常运行，闸门、拦污栅及其启闭机均应考虑冬季正常运行的措施。闸门及门槽应不受冰冻影响，闸门井宜布置在山体中，闸门顶部检修平台宜封闭，启闭机室配置采暖设施。可能产生冰冻的门槽采用电加热等措施防止结冰。抽水蓄能电站拦污栅一般为潜孔，且双向水流作用下，拦污栅前不易产生冰冻，主要应考虑冰凌堵塞影响。

本条为新增条款。

10.1.3 在球阀或引水道及布置在尾水管处供水管破坏事故情况下，引水和尾水事故闸门关闭能阻挡上、下水库的库水进入厂房，防止事故扩大。本条规定是针对闸门启闭设备正常供电失效的情况下，需要采取一定的措施确保闸门关闭。一般来讲对采用固定卷扬式启闭机，可配置相应的应急电源，如配置柴油发电机、采用 EPS 供电、液控应急操作装置等措施；若采用液压启

闭机，液压泵站的剩余压力应可满足闭门要求，应能手动释放电磁阀闭门。

本条为新增条款。

10.2 上、下水库拦污栅

10.2.1 上、下水库进/出水口是否需要设置拦污栅这主要与污物源（包括高坡滚石、泥石流等）有关。此次修编调研了国内已建和在建的 20 余座抽水蓄能电站的上下水库进/出水口拦污栅的设置情况，从调研资料看，除 LYS 抽水蓄能电站上水库外，其余电站的上、下进/出水口均设置有拦污栅，其中 SSL、THP 等由人工开挖筑坝而成又无污物源包括高坡滚石、泥石流等的情况，也设置了拦污栅，设置的目的是主要考虑避免意外物进入机组。同时按《水电站进水口设计规范》DL/T 5398 中第 4.0.3 条的规定“……进水口应设置拦污栅……”，所以此次修订为电站进/出水口均应设置拦污栅。若经论证，当上、下水库由人工开挖筑坝而成又无污物源，水库管理良好，其进/出水口可不设置拦污栅。

10.2.2 该条是对 6.4.4 条的专业性补充。因为抽水蓄能电站的拦污栅受到发电和抽水双向水流作用，拦污栅的振动和损坏主要是由出流扩散不均，局部高流速区栅后尾流产生的流激振动造成的。对拦污栅的进/出水口建筑物体形及水力设计应有一个基本要求。

过栅流速的确定决定了拦污栅孔口的面积，间接决定了进/出水口的体型，该流速值为拦污栅结构进行抗振计算的基本参数。在此次修编过程中，我们注意到日本抽水蓄能水电站拦污栅设计要求过栅流速在 1m/s 以内，但 1997 年开工的神流川电站拦污栅过栅平均流速由原设计 1m/s 提高到了 1.7m/s。鉴于流速加大，可使进水口结构尺寸减小，简化水工布置，我们对原规范的确定依据进行了研究，并对国内外已建在建的拦污栅过栅流

速进行统计分析,探讨加大过栅流速的可行性。原规范中该流速的取值来源于 SSL 电站考察组 1985 年 5 月—6 月对意大利和瑞士的四座抽水蓄能电站考察后得出的结论,根据意大利的经验值介绍,出水平均过栅流速控制在 1.2m/s 以下较为合适,根据相关资料的报告,该过栅流速值为按毛面积计算的拦污栅断面平均值,即原规范过栅净流速不宜大于 1.2m/s 按原出处的取值是偏小的。根据统计资料,早期国内的抽水蓄能电站 SSL、THP、ZHW、LYS、TB 等拦污栅的过栅净流速大于 1.2m/s ,ZHW 蓄能电站下水库净过栅流速达 1.64m/s ,这些电站经过多年运行,拦污栅未发现破坏的情况。因此从实际运行经验看,原规范规定的“通过拦污栅断面的平均出水流速 1.2m/s ”可以适当提高。目前国内抽水蓄能电站拦污栅的过栅毛流速大多在 1.0m/s 以内,本次修订改为入栅平均流速不宜大于 1m/s ,相应的过栅流速可增加到 1.4m/s 。

10.2.3 固定式和活动紧固式拦污栅的抗振性能优越,但应具备一定的检修维护时段。对于那些上、下水库建筑物本身需要放空进行维护的电站,拦污栅的检修维护可与之同时段进行,这样应优先采用固定式或活动紧固式拦污栅,并且不需要配置专用的启闭设备。对于那些不具备放空条件的上、下水库,拦污栅应采用活动式,以便进行检修维护。因为大中型抽水蓄能电站基本上都是由电网直接调度,并且工况变换频繁,拦污栅的检修维护时段不能太长,所以配置专用的启闭设备和备用栅叶是必要的。备用栅叶的数量不宜过多,一般情况下,每种相同孔口尺寸的拦污栅只需配备一扇栅叶便可满足逐孔检修和维护的替换要求。

10.2.4 通过对国内外部分抽水蓄能电站原型观测和模型试验资料研究表明,拦污栅的振动破坏大多发生在出流工况,特别以发电工况时下水库进/出水口拦污栅为主,表现形式主要有两种:一是单根栅条横向或顺流向的振动破坏;二是整扇栅叶垂向或顺流向振动破坏。究其原因主要是由于出流扩散不均,局部高速水

流直接冲击拦污栅叶及栅条，在栅叶梁格及栅条尾部就会出现交替的漩涡脱落，当这种交变的漩涡脱落的扰动频率（或称卡门涡列频率）与拦污栅叶及栅条自振频率相近时，就会导致共振，造成拦污栅条乃至拦污栅整体破坏。因此，为防止拦污栅的有害振动，除了进/出水口建筑物应力求达到 6.3.4 条要求外，还应在设计拦污栅时对拦污栅的结构进行静力核算和动力核算，静力核算与常规水电站的拦污栅基本相同，只是水压差应比常规水电站的拦污栅选用大一些，根据国内已建的几座抽水蓄能电站设计经验，建议采用 5m~7m。动力核算一般应包括对水流干扰频率（或称卡门涡列频率）、单根栅条和整扇拦污栅叶固有频率的估算，判断发生共振的可能性并确定相应的处理措施。在《水电工程钢闸门设计规范》NB 35055—2015 中规定了此部分的计算，本规范不再详述。提出下列参数的取值供设计参考：

(1) 斯特罗哈数：斯特罗哈数与栅条的形状及排列状况有关，不同形状栅条的值不同。前后缘为半圆形为 0.27，但当栅条的长宽比大于 10 时为 0.19；矩形前后缘长宽比大于 4 时，为 0.19~0.20；长宽比为 4 时为 0.14~0.16。如图 10-1 的前后有导角接近

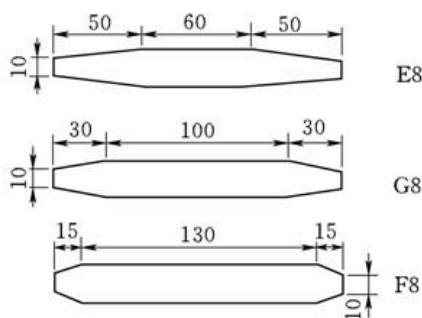


图 10-1 流线形栅条的断面尺寸

流线型 E8、F8、G8 的分别为 0.35、0.33、0.30。在实际工程设计时，虽然将栅条的双向迎水面设计为近似流线形，对提高拦污栅的抗振性能有一定好处，特别是能够明显降低拦污栅的局部水流阻力，但是栅条的制造加工非常麻烦，而且栅条的数量很多，需要花费可观的制造费用，因此，国内大多数已建工程栅条采用矩形断面。原规范依据 THP 抽水蓄能电站下水库拦污栅栅条尺

寸为 $20\text{mm} \times 120\text{mm}$ ，栅条间距 160mm ，模型测得的 $S_h = 0.2 \sim 0.25$ ，平均为 0.23 ，推荐的矩形截面 $0.19 \sim 0.23$ 是合适的。

(2) 拦污栅设计过栅流速：新修订的《水电工程钢闸门设计规范》NB 35055 中附录 N 推荐的设计过栅流速为试验实测最大过栅流速，否则采用 2.25 倍平均过栅净流速。考虑到试验和实际的偏差，国内外的一些工程实例在设计计算时采用的过栅流速多数为试验值乘以一定的系数。如国内 SSL 蓄能电站下库拦污栅试验最大过栅流速为 1.78m/s ，平均过栅流速为 1.28m/s ， $V_{\max}/\bar{V}$ 为 1.5 ，拦污栅设计过栅流速取 4.5m/s ；山西 XLC 蓄能电站上水库进/出水口，二台机组抽水时，最大正向流速为 2.32m/s ，正向流速平均值为 $0.35\text{m/s} \sim 1.21\text{m/s}$ ，拦污栅振动计算时取两台机组抽水时，最大正向流速的二倍， $V = 4.64\text{m/s}$ 进行计算；日本神流川蓄能电站平均过栅流速 1.7m/s ，最大过栅流速为 4.3m/s ， $V_{\max}/\bar{V}$ 为 2.52 ，拦污栅的设计过栅流速取 5m/s ；日本奥清津蓄能电站下库进/出水口拦污栅更换后拦污栅的设计过栅流速取 5m/s ，为最大流速 2.4m/s 的 2.08 倍。现有工程实践资料表明，THP 下库进/出水口拦污栅按 $V_{\max} = 3.07\text{m/s}$ 进行抗振设计，日本奥清津拦污栅修复更换按 4.5m/s 设计，日本神流川拦污栅按 5m/s 设计。考虑到试验与实际运行的差别，建议抽水蓄能电站进/出水口拦污栅设计流速根据进水口的布置条件、模型试验的情况等合理选用。

(3) 单根栅条的固有频率计算固端系数：对于单根栅条弯曲振动的固有频率计算式中固端系数 α ，《水电工程钢闸门设计规范》NB 35055 中附录 K 中给出了两端简支、两端固定、两端焊接三种情况的取值，若拦污栅结构设计存在栅条悬臂布置的情况，即一端固定，一端自由，其固端系数应为 3.516 。

整体栅叶框架的固有频率可采用有限元程序进行计算。在进行该项计算时，可将水平梁和纵梁作为梁单元，栅条作为附加质量按相邻水平间距的大小将其均布在各水平梁上。

分析和判断栅条和整扇栅叶产生共振的可能性。对于栅条而言,当单根栅条的固有频率与水流的干扰频率之比大于 2.5,便认为是安全的;对于整扇栅叶框架的水平梁和纵梁而言,虽其固有频率远远低于栅条的固有频率,但也应力求使之远离水流的干扰频率,才能认为是安全的。

此外,由于短尾水系统或短引水系统的流道较短,通过机组的水流流态还没有得到充分调整的情况下,其出流流速分布更为不均,拦污栅遭受流激振动是很难避免的,而且机组尾水压力波动产生的干扰频率也会造成拦污栅遭受激流振动。因此本条针对上述情况,要求在进行拦污栅结构设计时除应进行静力核算和动力核算之外,必要时宜进行专门研究,其中包括采用模型进行水力学特性试验和拦污栅结构振动特性试验,以便验证拦污栅结构的安全可靠性。对于中小型电站,也可采取工程措施,减轻拦污栅的有害振动,或创造更换和维修拦污栅的有利条件。

10.2.5 国内已建的几座抽水蓄能电站大部分都将拦污栅主梁、纵梁和栅条等构件的双向迎水面设计为近似流线形,其目的是为了减小水流对拦污栅产生的局部阻力和降低栅叶尾迹中大尺度旋涡的紊动强度,提高拦污栅的抗振动性能。但是制造加工比较麻烦,特别是栅条的数量很多,需要增加一定的制造费用。因此,本条对此问题未作强行规定,设计者可根据过栅流速及流态的具体情况,采用方形迎水面。但无论迎水面采用哪种形状,其栅条断面的宽厚比宜大于 7,抗振性能较好。

10.2.6 竖井式进/出水口一般位于水库底部,淹没于死水位之下,孔口辐射形分布,孔顶有盖板,孔口呈梯形倾斜布置,拦污栅设在倾斜孔口上,这种进/出水口一般设置固定式拦污栅。固定拦污栅结构由埋于混凝土中的主梁和可拆卸的栅片单元结构组成,以便拦污栅的维修。由于进/出水口闸墩尺寸有限,拦污栅主梁采用一期安装,为保证安装精度,混凝土闸墩内应设置安装支架。同时为避免主梁在温度变化时,使闸墩承受侧向力,主梁

支承应考虑适应变形的可移动措施。

本条为新增条款。

10.2.7 抽水蓄能电站担负调峰填谷和改善电网运行性能的重要作用，一般都属于电网直接调度，而且调度比较频繁。万一某一条引水道的进/出水口扩散段部位出现事故或者事故闸门门槽需要维修，处理时间又比较长，若采用放空上水库来进行处理，整个电站在较长时间内处于“死机”状态，对电网的影响是巨大的。本条主要是针对两条以上引水道共用一个上水库的电站而言的，这样可以保持另外一条或几条引水道能够在一定的上水库运行水位下进行运行，满足电网对部分机组的调度，尽量减少电网的损失。已建的 SSL、ZHW、LYS 等抽水蓄能电站已考虑了这个问题。

10.3 引水系统闸门

10.3.1 一般情况，抽水蓄能电站的引水道与机组接口处均设置工作主阀（球阀或蝶阀），且大部分引水道采用一管两机甚至一管多机的引水方式，其布置与常规引水式电站大致相同，在每条引水道进口设置一道能动水闭门的事故闸门能满足电站运行要求，该闸门的作用是引水道放空检修时，闭门挡上库来水；在引水道或机组主阀出现事故的情况下，如压力钢管爆裂、球阀爆裂、球阀及导叶无法关闭、球阀旁通管（阀）爆裂、钢管排水管（阀）爆裂，能动水闭门切断水流，避免事故进一步扩大。

考虑到有些电站的高压管道采用明管（例如宁波 XK 抽水蓄能电站的斜管几乎全部采用明管），或者机组未设置进水阀或者由于地下厂房的其他原因，要求闸门能够快速动水闭门，以便发生事故时，能够快速闭门，所以本条也提出了设置快速闸门的规定。

10.3.2 为实现远方操作，闸门平时应悬挂在闸门井顶部，但闸门不应出槽，以防远方自动操作时，万一闸门入槽不顺，现地又

无人及时进行处理，会造成事故扩大。所以本条规定至少闸门下部的正、反、侧向支承均应位于门槽内。

一般情况下，闸门底缘应位于闸门井最高涌浪水位以上，以防机组甩负荷时所产生的涌波冲击闸门造成事故。当采用快速闸门或者要求闸门悬挂位置较低，且位于闸门井水体中时，应通过模型试验来论证涌波对闸门的影响。只有论证闸门确实处于安全状态，才能采用这种布置，否则应尽量避免这种布置。

另外，快速闸门一般都停放在孔口上部的门楣附近。机组频繁工况转换带来的双向脉动水流造成闸门晃动，容易使吊耳及吊轴等承重构件发生疲劳破坏，闸门的正、反向支承受到反复冲击。这些不利于闸门安全的因素，在设计时均应克服。比如：闸门停放位置处的主、反轨安装精度适当提高，正、反向支承与主、反轨之间的间隙尽可能减小等措施。

10.3.3 这一条提出事故闸门要求能够实现远方自动闭门操作，考虑到在远方操作启门没有实际意义，而且相对使得电控设备更为复杂，所以本条没有规定远方也能自动静水启门的要求。并为减少闭门时间，提出闭门时间不超过 30min 的要求，从目前固定卷扬机技术的发展来看，启闭机的启闭速度得以提高，闭门时在孔口上方采用高速，孔口内控制闭门速度，闭门时间控制在 30min 内，启闭扬程在 100m 以内是可以实现的。对机组、管道和厂房有保护时间要求的闸门，如短引水道，经过计算，引水道水体较少，闸门在短时间关闭的情况下，不至于发生水淹厂房的情况，这时候对闸门关闭时间要求是值得的，闸门的闭门时间应根据允许进入厂房水量计算。

要求闸门或启闭设备设置可靠的锁定或制动装置，是因为抽水蓄能电站存在抽水和发电两种工况，万一闸门受到涌波冲击和由于锁定或制动装置不可靠造成闸门自动降落，对引水道和机组产生不利影响。闸门或启闭机的锁定或制动装置也应能满足这一工况的要求，即具备自动打开和自动锁定的功能。

闸门位置显示装置要求在现地和远方都设置，其目的是便于操作人员和中央控制室的值班人员能够随时观察，必要时应该随时记录。一旦发现闸门自动降落，也能够立即采取措施处理（如紧急关机等），避免事故扩大。

另外，本条规定应设置的各种闸门位置控制开关中除闸门的上、下极限位置和充水阀开度位置的控制开关外，还包括闸门产生自动降落（出现事故情况）的报警位置和自动停止机组运行位置的控制开关。这些控制开关中至少应将闸门的上、下极限位置和自动停止机组运行位置的控制开关与机组电控系统中的有关回路进行安全闭锁。

10.3.4 本次修订删除了“充水流量应能满足不同时期的充水时间要求。”因采用闸门上的充水阀难以调节流量，实际工程中往往采用间歇充水实现的。

增加了充水平压装置动水关闭要求。因为抽水蓄能电站的引水道和尾水道在进行首次充水时，对充水速度和保压时间都有比较严格的要求，除个别电站采用其他措施外，一般都采用闸门的充水阀或节间充水来进行充水，利用闸门对引水系统充水时，在充水期间，充水平压装置应能随时动水关闭以终止充水。某电站下库进/出水口事故门在给尾水洞充水期间，在平压充水过程中发生不能关闭以终止充水的情况，在设计充水平压装置时，应考虑动水关闭情况。

10.4 尾水系统 闸门

10.4.1 尾水系统的事故闸门应考虑与机组尾水管相连的技术供水管破裂事故情况下能动水闭门。对于设有尾水调压井长尾水系统而言，从国内外的工程实例和有关资料中可以看出，尾水闸门的布置位置主要有三种方案：①闸门布置在尾水肘管出口处。②闸门布置在尾水肘管和尾调室之间的支管处。③闸门布置于尾水支管出口处且在尾调室内。这三种方案的优缺点都比较明

显，设计时应根据每个电站的具体情况认真地进行比选。

方案1 闸门布置在尾水肘管出口处，当机组及技术供水系统设备出现偶然性事故，厂房面临水淹时，可立即关闭这道闸门，截断下水库来水，防止水淹厂房；当机组检修时，也可关闭这道闸门，可减少机组检修时的排水量以及闸门平压提升时的充水量。但是，采用这种布置需要在厂房内为闸门及其启闭机提供必要的位置，增加了地下厂房结构的复杂性；因门槽距机组出水口很近，对机组效率有一定影响。采用这种布置形式，国外工程实例有法国的蒙特齐克、比利时的沽三桥、日本的奥清津等抽水蓄能电站。1996年投入运行的伊朗锡亚比舍抽水蓄能电站尾水闸门布置在尾水管出口，采用的是翻板式检修闸门。

方案2 闸门布置在尾水肘管和尾调室之间的支管处，因为拉大了闸门与机组之间的距离，简化了厂房下部结构，也不必占用厂房空间，在尾水支洞处设置的闸门门槽，比在尾水管出口设置的闸门门槽距离机组远一些，对机组效率的影响相对小一些。虽然需专门设置一条尾水闸门廊道（室），土建工程投资也增加一些，但由于该方案的闸门和启闭机与其他水工建筑物和机电设备互不干扰，所以工程实例中仍然采用的较多。但是，这种布置要求闸门井顶盖具有耐高压和良好的密封性能，闸门及启闭机维修工作也比较麻烦。还应考虑水流冲击闸门引起闸门或启闭机振动的情况，采取减振措施。

方案3 闸门布置在尾调室内的水体中，必须通过模型试验来论证机组甩负荷所产生的涌波对闸门造成的影响和采取必要措施，克服机组频繁启动带来的闸门晃动的不利因素，此处闸门若出现自动降落，恰好机组处于发电工况，有可能造成“抬机”事故。因此，只有确认闸门处于安全状态，才可采用这种方案，否则应将闸门高高挂起，其底缘高于尾调室的最高运行水位，或者采用其他布置方案。

10.4.2 布置在短尾水洞出口的事故闸门，其布置型式同引水闸

门，本次修订补充了闸门停放要求，说明同 10.3.2。

10.4.3 关于通气问题，分两种情况：一种是闸门与机组之间流道（水轮机室）的通气问题，另一种是高压闸阀式闸门腰箱顶盖的通气问题。前者在电站设计时都比较注意，一般尽可能采用自然通气管方式，这样比较可靠，充气 and 排气的效果也很好；当闸门距离尾调室很远或因其他土建限制不具备设置自然通气管时，可在闸门室内设置自动通气阀，但该阀的质量和充气、排气效果一定要安全可靠。对于后者而言，往往设计者容易忽视，特别是对于上拆式结构型式的机组，由于锥管长度较短，机组在抽水工况启动前压气时，常有部分高压气体沿肘管进入高压闸阀的腰箱顶部，若不及时排除，形成的高压气囊易造成闸门和腰箱顶盖振动，危及电站安全。另外，尾水隧洞每次充水完毕，都会有气体残留在腰箱的顶部，这部分气体也应及时排除。因此本条作了相应规定。

10.4.4 对于布置在尾水支管的高压闸阀式尾水事故闸门，由于事故闸门处于尾水道内，设计时应考虑尾水道内水击压力，其门槽、闸门的受力情况根据所处的位置不同而不同，本条规定了闸门的挡水水头、门槽设计水头和操作水头的设计原则：

1 尾水事故闸门的设计挡水水头应考虑闸门挡水时承受的下水库最高水位，应根据其布置位置，考虑尾水道内其他机组运行时对其产生的最大水击压力的影响。高压闸阀事故闸门一般都布置在机组与尾水调压室之间的尾水支管上，两个或多个尾水支管共用一尾水调压室，有两种布置情况：其一，两个或多个尾水支管直接通向尾水调压室；其二，通过尾水岔管并成一条管后通向尾水调压室。当一台机尾水事故闸门处于关闭状态时，其余机组在运行过程中将会产生水击压力，该水击压力通过调压井或岔管会作用在挡水闸门上，其大小通过调保计算得出。在没有调保计算情况下，经过统计当采用一管两机的布置方式时，可按 1.2 倍~1.3 倍左右的静水头估算。一管多机时应适当提高估算

系数，一般情况下最高不超过 1.4。

2 尾水事故闸门门槽的工作状态与尾水道一致，其设计标准应同尾水道设计标准一致，荷载除承受闸门荷载外，应能承受尾水道的内水压力和外水压力，包括机组运行时产生的最大水击压力。在没有调保计算情况下，据统计当采用一管两机的布置方式时，门槽处产生的最大水击压力在 1.4 倍～1.5 倍左右的静水头。

3 尾水事故闸门应考虑在机组尾水管破裂事故情况下闭门，操作水头为下水库最高水位，并考虑当一台机尾水事故闸门正在动水关闭过程中，其余机组在正常运行过程中产生的水位波动影响。和尾水道内的沿程水头损失，可按 1.05 倍的最高静水头计算。尾水事故闸门动水闭门时为事故状态，不再考虑此时另外机组事故时的影响。

10.4.5 本条的要求内容中除了增加对尾水事故闸门在启闭操作过程中和处于挡水状态时，机组进水阀必须关闭这一要求内容之外，其他要求内容与 10.3.3 条的要求内容基本一致，不再多述。之所以要增加这一要求内容，是因为尾水事故闸门的设计水头基本上都是按照下水库最高运行水位或尾水道内水击压力来确定的，这与上水库的水位相差甚远，必须要防止来自上水库的水压力，以免造成闸门及其他机电设备的破坏。

GZ 一期、二期电站不仅将尾水事故闸门液压启闭机与机组上游侧球阀油压机的电控系统进行闭锁，还将两者油路系统进行联锁。SSL 和 THP 抽水蓄能电站只将这两者的电控系统进行闭锁。另外，GZ 二期电站的尾水事故闸门中还设置有反向泄压阀门，当万一发生来自上水库的水压力时，反向泄压阀门打开减压，以保闸门和其他机电设备的安全。

对于 GZ 电站中将油路系统进行联锁和设置反向泄压阀门的问题，国外资料中很少见到，国内同行们对此认识还不一致，而且也给厂房布置和施工都带来一定的麻烦。本条对此未作相应规

定，有待今后对这一问题有了进一步认识和经验之后再作相应的规定。

10.4.6 对于长尾水系统，国内外已建的电站基本上都在尾水隧洞和下水库进/出水口衔接处的适当位置设置一道检修闸门，本次修编仍沿用。鉴于有工程曾出现过尾闸室闸门门槽顶盖漏水的情况，考虑到尾水闸门顶盖破坏的隐患，为避免下水库的水经厂房流出造成更大的事故，建议根据尾水隧洞、尾水调压井、尾水事故门门槽等的布置情况和尺寸进行尾水检修闸门动水关闭的最大水位差核算，以便必要时动水闭门。有自流排水洞的厂房，虽然在尾水闸门顶盖破坏的情况下，不会产生水淹厂房的情况，但为避免下水库的水放空，可研究采用事故闸门动水闭门的必要性。

对于短尾水系统，在尾水事故闸门的下水库侧要不要另设置一道检修闸门的问题，主要是涉及事故闸门本身的检修维护时段有没有保证的问题。这需要结合每个电站的实际情况确定。

10.4.7 说明同 10.3.4。

11 施工组织设计

11.2 施工导流

11.2.1 抽水蓄能电站的导流设计应根据《水电工程施工导流设计规范》NB/T 35041 进行。

抽水蓄能电站上下水库所在的环境比较特殊，有山间小溪、人工库盆、天然湖泊、已有水库等。对于开挖围填形成的库盆选用 24h 洪量作为标准（根据水文气象条件，分析降雨历时及过程）；降雨量大，且汇流面积较大时，仍选用洪峰流量作为标准。国内部分抽水蓄能电站施工导流特性见表 11-1。

当利用已建水库作上、下水库时，根据水库的调蓄作用及水库的运行调度情况，在水库运行条件允许的情况下，尽可能降低导流设计洪水标准。SSL 抽水蓄能电站下池利用 SSL 水库，其进/出水口围堰施工中实际填筑高程比设计高程低 1.5m，为保证汛期库水位不过围堰，通过水库管理部门采取措施调整库水位予以保证；YX 抽水蓄能电站利用加高改建原 HW 水库形成下水库，为施工创造条件，采用放空水库施工围堰及永久泄水管；BQ 抽水蓄能电站下水库进/出水口底板高程 207m，BQ 原水库正常水位 244m，采取降低库水位的施工方案，汛后将库水位降至进/出水口底板高程以下，利用枯水期施工；ZHW 抽水蓄能电站下水库进/出水口围堰挡水标准采取汛限水位进行控制。

利用原有水库大坝加高或改建作为抽水蓄能电站的上或下水库，加高或改建后大坝建筑物级别比原水库大坝的级别要高，按加高或改建后大坝建筑物级别根据《水电工程施工导流设计规范》NB/T 35041—2014 的规定确定相应导流建筑物的级别。ZHW 抽水蓄能电站下水库利用原 ZHW 水库大坝续建加高形

表 11-1 国内部分抽水蓄能电站施工导流特性表

工程名称	库区集水面积 (km ²)	导流标准	设计洪水量 (m ³ /s)	24h暴雨洪量 (万 m ³)	导流方式	导流建筑物尺寸	坝体度汛标准	进/出水口	
								导流标准	度汛标准
GZ 一期上水库	/	10—3 月 $P=10\%$	35.3	/	混凝土涵管泄流	土石围堰、最大堰高 6.8m, 涵管 $\Phi 2.5\text{m}$	$P=2\%$	/	/
GZ 一期下水库	/	10—3 月 $P=10\%$	98.2	/	混凝土涵管泄流	土石围堰、最大堰高 9.3m, 涵管 $\Phi 4.0\text{m}$	$P=2\%$	/	/
SSL 上水库	0.163	/	/	/	/	/	/	/	/
SSL 下水库进/出水口		$P=5\%$	/	/	围堰挡水	塑性混凝土心墙土石围堰	/	汛期采取措施调整库水位予以保证 $P=5\%$	
THP 上水库	0.327	/	/	/	/	/	/	/	/
THP 下水库	/	$P=5\%$	317	/	围堰断流、隧洞导流	5.2m × 5.2m (方圆形) 土石围堰最大堰高 11m	$P=2\%$	/	/
TB 上水库	6.7	10—4 月 $P=10\%$	3.4	/	原桐柏电站引水发电洞	洞径 1.5m 最大堰高 17m	$P=10\%$	/	$P=1\%$

续表 11-1

工程名称	库区集水面积 (km ²)	导流标准	设计洪水流量 (m ³ /s)	24h暴雨洪量 (万 m ³)	导流方式	导流建筑物尺寸	坝体度汛标准	进/出水口	
								导流标准	度汛标准
TB 下水库	21.41	$P=10\%$	141	—	隧洞导流	5.3m×4.8m (城门洞型) 最大堰高 10.7m	$P=2\%$	$P=5\%$	$P=1\%$
TA 上水库	1.432	$P=5\%$	46.5	—	隧洞导流	2.5m×3.3m (城门洞型) 最大堰高 19.5m	$P=2\%$	—	$P=1\%$
LYS 上水库	1.97	10月至次年3月 $P=20\%$	1.7	24.4	放水底孔	1.6m×1.8m (城门洞型) 重力式趾板、最大堰高 14m	$P=2\%$	$P=5\%$	$P=1\%$
LYS下水库 进/出水口	168	城西水库 汛后最高蓄水位	—	—	城西水库 泄洪闸	土石围堰 最大堰高 11.7m	—	—	$P=1\%$
LYS下水库进/ 出水口上游冲沟	1.15	$P=10\%$	27.0	—	导流明渠, 底宽 3.5m	截水堰	—	—	—
WD 上水库	0.77	$P=5\%$	—	16.1	水泵抽排	—	$P=2\%$	—	$P=1\%$
WD 下水库	17.93	$P=5\%$	377	—	隧洞导流	6.5m×8.0m (城门洞型) 土石围堰、最大堰高 15.2m	$P=2\%$	$P=5\%$	$P=1\%$

续表 11-1

工程名称	库区集水面积 (km ²)	导流标准	设计洪水流量 (m ³ /s)	24h暴雨洪量 (万 m ³)	导流方式	导流建筑物尺寸	坝体度汛标准	进/出水口	
								导流标准	度汛标准
FN 上水库	4.4	$P=10\%$	36.7	3.64 (3d)	水泵抽排	土石围堰、最大堰高 12m	$P=2\%$	—	—
FN 下水库拦沙坝	10202	$P=10\%$	136.0	—	导流明渠 及泄洪排沙 洞泄洪	土石围堰、最大堰高 10m 导流明渠底宽 17m、长 175 m	—	—	—
FN 下水库 大坝改建	10202	枯水期 $P=5\%$	75.5	—	拦沙坝泄 洪排沙洞、 拦沙坝溢洪 道及拦河坝 泄洪放空洞 泄洪	泄洪排沙洞 4.0m × 4.5m (城门洞型)	$P=1\%$	$P=10\%$	$P=1\%$
XSJ 上水库	1.12	$P=5\%$	2.93	24.3	导流底孔 引入泄水廊 道内钢管 泄流	导流底孔钢管直径 1m, 廊道内钢管直径 0.8m	$P=2\%$	—	$P=1\%$

续表 11-1

工程名称	库区集水面积 (km^2)	导流标准	设计洪水流量 (m^3/s)	24h暴雨洪量 (万 m^3)	导流方式	导流建筑物尺寸	坝体度汛标准	进/出水口	
								导流标准	度汛标准
XSJ 下水库	1.11	$P=5\%$	134	24.13	(1) 明渠 (河道) 导流 (2) 泊口 河口新老泵站抽排	(1) 过流河道宽 20m~58m (2) 原有排涝站一座,排水能力 $6.9\text{m}^3/\text{s}$ (3) 新建排涝泵站一座,设计流量 $9\text{m}^3/\text{s}$,起排水位 7.5m	$P=2\%$	—	$P=1\%$
					隧洞导流	$2.8\text{m} \times 3.5\text{m}$ (城门洞型)		$P=10\%$	
					隧洞导流	$6.0\text{m} \times 7.0\text{m}$ (城门洞型)		10月至次年5月 $P=10\%$	$P=1\%$
BLH 上水库	2.71	$P=10\%$	105	102.6	隧洞导流	$1.8\text{m} \times 2.0\text{m}$ (城门洞型)	$P=2\%$	$P=10\%$	$P=2\%$
PL 上水库	2.55	枯水期 $P=5\%$	6.84	—	隧洞导流	$2.5\text{m} \times 3.0\text{m}$ (城门洞型)	$P=2\%$	—	—
PL 下水库	100.56	枯水期 $P=5\%$	79.1	—	隧洞导流	$6.0\text{m} \times 8.0\text{m}$ (城门洞型)	$P=2\%$	—	—

成，原 ZHW 水库库容为 2300 万 m^3 ，大坝的级别相当于 3 级（中途停建），大坝续建加高后为 1 级建筑物。

利用太湖作下水库的 MS 抽水蓄能电站，下水库进/出水口围堰的设计挡水标准采用太湖历年最高水位 3.25m。

上、下水库进/出水口在输水系统贯通后为确保地下厂房正常施工及机电设备安装，进/出水口的施工度汛应满足厂房施工要求，考虑到厂房施工的重要性，度汛标准要求较高。参照《水电枢纽工程等级划分及设计安全标准》DL 5180 确定电站厂房施工期度汛标准。国内部分抽水蓄能电站厂房的施工度汛标准及度汛方式如表 11-2 所示。

表 11-2 国内部分抽水蓄能电站厂房的施工度汛特性

工程名称	进/出水口	度汛标准 洪水重现期（年）	度汛方式
SSL	下水库	20	围堰挡水，水库管理部门采取措施调整库水位予以保证
TA	下水库	100	围堰挡水度汛
YX	上水库	200	闸门挡水度汛
	下水库	50	预留岩埂挡水度汛
ZHW	下水库	50	尾水隧洞预留岩塞挡水，尾水隧洞贯通后闸门挡水度汛
XLC	上水库	100	围堰挡水度汛
	下水库	100	围堰挡水度汛
TA	下水库	100	围堰挡水度汛
LYS	上水库	100	进/出水口底板高程高于 100 年一遇设计洪水位
	下水库	100	尾水隧洞预留岩塞挡水，尾水隧洞贯通后闸门挡水度汛
BQ	上水库	100	闸门挡水度汛
	下水库	50	尾水隧洞预留岩塞挡水，尾水隧洞贯通后闸门挡水度汛

续表 11-2

工程名称	进/出水口	度汛标准 洪水重现期 (年)	度汛方式
TB	上水库	100	第一个汛期在闸门井前预留岩塞挡水, 其余汛期由闸门挡水
	下水库	100	采用在引水渠部位预留岩坎挡水度汛
HZ 一期	下水库	50	尾水隧洞贯通后闸门挡水度汛
PSH	下水库	50	尾水隧洞贯通后闸门挡水度汛
BLH	下水库	50	尾水隧洞贯通后闸门挡水度汛
XY	上水库	100	闸门挡水度汛
	下水库	100	闸门挡水度汛
XJ	上水库	100	闸门挡水度汛
	下水库	100	闸门挡水度汛
XSJ	上水库	100	闸门挡水度汛
	下水库	100	闸门挡水度汛
HP	上水库	100	闸门挡水度汛
	下水库	100	闸门挡水度汛
HHHT	上水库	50	闸门挡水度汛
FN	下水库	100	尾水隧洞贯通后闸门挡水度汛
WD	上水库	100	闸门挡水度汛
	下水库	100	闸门挡水度汛
PL	上水库	50	闸门挡水度汛
	下水库	50	闸门挡水度汛

11.2.2 封闭库盆的导流方式。ZHW 和 BQ 抽水蓄能电站上水库利用库底排水廊道作为施工期泄流通道, 导流方式为竖井结合排水廊道; XLC 抽水蓄能电站下水库施工期导流, 前期采用机械抽排, 后期利用库底放空洞导流。

位于已建水库中的进/出水口的导流及施工方案。BQ 抽水

蓄能电站下水库进/出水口采取降低库水位枯水期干地施工；XHD 抽水蓄能电站下水库进/出水口采用水下岩塞爆破进行施工，BLH 抽水蓄能电站下水库进/出水口采用预留岩坎进行水下爆破进行施工。

11.2.3 对于利用已建水库或湖泊作为抽水蓄能电站上、下水库的工程，上、下水库进/出水口水下施工方案确定是最关键的问题。因此，本条规定应对上、下水库进/出水口水下施工方案作出专门设计，并经技术经济综合比较后确定上、下水库进/出水口水下施工方案。

11.2.4 水库初期蓄水前，应根据水源情况和上、下水库的特征库容，结合工程施工期供水系统、压力钢管充水泵或首台机组泵工况等条件，确定初期蓄水计划和实施方案。其主要内容包括：蓄水方式、满足第一台机组带水调试所需最低水量、水位变化范围、水位升降速度、蓄水起止时间及过程、通信条件以及与初期蓄水有关的水工建筑物监测工作安排、监测资料分析及监测成果反馈等。

多数抽水蓄能电站水源来自下水库，利用天然径流蓄水。如果上水库有天然径流，当然也可以蓄存作为电站初期蓄水的水源。初期蓄水供水管道一般与相应水库的施工供水系统结合考虑，必要时需扩大施工供水系统的供水能力以满足水库初期蓄水的要求。

以人工挖填形成的上（下）水库，一般的控制集水面积小，死库容也较小，约在几十万立方米以内。考虑首台机组以水轮机工况开始调试，所需水量总和不超过 $150 \text{ 万 m}^3 \sim 200 \text{ 万 m}^3$ ，初期蓄水问题较易解决。

地形较开阔、筑坝形成的水库，如死库容较大，可能形成数百万立方米的死库容。如施工期未能用废渣回填部分死库容，这类工程如建在雨量丰沛，集雨面积较大、有较大天然径流的地区，提前蓄水仍有可能满足要求。

死库容较大,即使提前蓄水,年径流量仍不能满足初期蓄水要求的工程,如我国安徽省 LYS 抽水蓄能电站上水库,死水位以下库容达 506 万 m^3 ,利用施工供水系统提前 16 个月向上水库蓄水仍不能满足首次机组以水轮机工况调试所需的上水库水位和水量的要求,采取以水泵工况首次启动,并在机组技术合同中以文字形式达成协议。

11.3 料源选择与开采

11.3.1 抽水蓄能电站库盆和地下系统开挖工程量大,料源选择应优先充分利用水库库盆内开挖料和工程开挖料,其开挖石渣料如果质量符合要求,可优先考虑用作人工骨料的原石料或坝体填筑料,库内开挖料储量、质量不满足工程需要时,需考虑库盆外建筑材料料源。SSL、THP、TA、ZHW、XLC 等抽水蓄能电站上水库大坝填筑料全部利用库盆和坝基开挖料;XLC 抽水蓄能电站下水库大坝次堆石料利用库盆和坝基开挖料中可用料及洞挖料,主堆石料从料场开采石料;THP 抽水蓄能电站下水库大坝利用下水库溢洪道、进/出水口及开关站明挖石方和洞挖石方填筑坝体;LYS 抽水蓄能电站上水库大坝利用库盆开挖料、工程明挖及洞挖料筑坝。

SSL 抽水蓄能电站上水库工程采用挖填结合方式兴建,全库采用钢筋混凝土面板防渗,总防渗面积 17.48 万 m^2 ,上水库土石方开挖总量 495 万 m^3 ,坝体填筑总量 275 万 m^3 ,整个工程混凝土 53.34 万 m^3 ,上水库坝体堆石料及面板垫层料全部采用库盆石方开挖料,混凝土砂石骨料全部采取外购商品料。ZHW、XLC 和 HHHT 抽水蓄能电站上水库工程全库采用沥青混凝土面板防渗,上水库坝体堆石料全部采用库盆石方开挖料。LYS 抽水蓄能电站上水库大坝为钢筋混凝土面板堆石坝,大坝填筑量为 114.2 万 m^3 ,利用上水库开挖石料 80.1 万 m^3 ,利用工程洞挖石料和下水库出口明渠开挖石料 34.1 万 m^3 ,利用砂石加工系统

加工碎石料 6 万 m^3 。TA 抽水蓄能电站上水库库盆和坝基土石方开挖 475.77 万 m^3 ，坝体石方填筑 386.65 万 m^3 全部利用上水库库盆开挖石料。YX 抽水蓄能电站上水库由筑坝和库周山岭围成，全库采用钢筋混凝土面板防渗，沟谷内没有明显的开阔盆地，水库天然库容只有 100 多万 m^3 ，为了获得 530 万 m^3 的总库容，对周围山体进行大量开挖，上水库坝体堆石料源为上水库库盆开挖的五通组石英岩状砂岩夹粉砂质泥岩和茅山组岩屑石英砂岩夹粉砂质泥岩。

11.4 主体工程施工

11.4.5 当坝较高、工程量较大时，面板分期施工是必要的，否则会因为坝坡太长，给施工带来较大困难。面板分期施工，也有利于防止裂缝，同时可使堆石填筑、混凝土施工在组织上更趋均衡。同时也为施工期提前蓄水受益创造条件。面板纵缝分缝宽度应根据施工条件确定。为了便于滑模制作、操作和混凝土分料入仓浇筑，一般取 12m，墙边根据情况取 12m 或 6m。浇筑块过大施工困难，过小分缝太多。滑模施工的作业平台宽度：《水工建筑物滑动模板施工技术规范》DL/T 5400 规定不宜小于 10m；《混凝土面板堆石坝施工规范》DL/T 5128 规定不宜小于 15m；《水电工程施工组织设计规范》DL/T 5397 规定不宜小于 9m。SSL 抽水蓄能电站上水库采用钢筋混凝土面板全库防渗，库顶周长 1595m，其坝顶和库顶宽度 10m；LYS 抽水蓄能电站上水库采用钢筋混凝土面板堆石坝，其坝顶宽度 8m；XLC 抽水蓄能电站下水库库岸采用钢筋混凝土面板全库防渗，库顶宽度 7.2m。

11.4.6 沥青混凝土防渗面板通常采用先库底后斜坡的施工程序。铺筑斜坡沥青混凝土面板，多采用从坡脚到坡顶一级铺设；当斜坡长度过长（ $\geq 120\text{m}$ ），或因导流、度汛需要，采用二级铺设，采用二级铺设时，临时断面的顶宽应根据斜坡牵引设备的布

置及运输车辆的交通要求确定，一般不小于 10~15m。ZHW 抽水蓄能电站、XLC 抽水蓄能电站和 HHHT 抽水蓄能电站上水库均采用沥青混凝土面板防渗，其坝顶和库顶宽度 10m；XLC 抽水蓄能电站下水库大坝为沥青混凝土面板堆石坝，坝顶宽度 10m。

ZHW 工程沥青混凝土防渗面板按结构分为四层，由下而上为整平胶结层、排水层、防渗层、封闭层；面板防渗层厚 10cm，排水层厚库岸 8cm，库底 10cm，防渗整平层厚 8cm，均采用一层摊铺、分序压实；封闭层厚 0.2cm，分两层涂刷。防渗面板铺筑采用分条幅流水作业，前铺后盖法施工，条幅宽度采用 5m~6m。主要施工程序为：下卧层整平、喷除草剂、喷底层涂料，根据防渗面板结构按整平胶结层、排水层、加厚层、防渗层、封闭层分层依次由下而上进行摊铺和碾压。

库底沥青混凝土摊铺施工，采用摊铺机摊铺，分条幅平行流水作业、前铺后盖法施工，条幅宽度可到 4m~5m。条幅铺设方向，一则取决于垫层的工作面条件，另一方面也要考虑铺设的条幅尽可能伸长，以减少施工接缝。沥青混凝土运输、转料、喂料等工序同公路沥青混凝土路面摊铺类似。

斜坡上沥青混凝土排水层和防渗层的摊铺与库底所采用的方法基本相同，使用的摊铺机、碾压机也一样，所不同的是斜坡上的机械均由坡顶的卷扬机牵引，条幅施工长度与斜坡长度一致，斜坡沥青混凝土摊铺自下而上纵向进行，沥青混合料用自卸汽车运至坝顶，并卸入卷扬门机的料斗中，经斜坡喂料机把料喂到斜坡摊铺机中，摊铺机自下而上进行铺筑，当摊铺到坝顶时，斜坡喂料机被提起，斜坡喂料机也驶入卷扬门机中，然后三者一起移到下一条带施工。每一条带的宽度由摊铺机和工作面决定，沥青混凝土拌和物的状态决定了摊铺宽度。一般情况下，库底摊铺比斜坡摊铺速度快些。由于受摊铺料斗容量限制，自下而上铺筑一条幅时需要喂料机不断的向摊铺机供料。

11.4.9 本条规定了输水系统施工支洞布置的原则和进行施工支洞布置时着重要注意的问题。施工支洞的布置应考虑机组发电顺序、尽量从同一方向进入，施工支洞封堵时可以退出，确保一条输水系统完工并不受另一条输水系统施工的影响。LYS、ZHW、YX 抽水蓄能电站输水系统的施工支洞布置均从输水系统的同一侧进入。

11.4.10~11.4.11 钻爆法与掘进机法（TBM）是目前隧洞开挖中两种行之有效的施工方法，两者各有所长，因此，评价一个工程适宜采用哪一种开挖方法，通过综合技术经济比较后才能确定。

采用钻爆法开挖输水系统平洞时，施工方案主要根据围岩类别及岩石抗压强度、断面尺寸、施工进度、施工机械化程度和施工技术水平等因素选定的；同时还强调条件许可应优先采用全断面法开挖。

圆形隧洞选用分部法开挖时，尽量避免扩挖底角，目的是为了减少增加施工附加量，降低施工成本。LBG 水电站圆形隧洞施工采用洞底垫渣作为出渣道路，避免了扩挖底角。

提出了可供选择的竖井式或斜井式压力管道几种常用的施工方法，并强调通过技术经济比较后择优选定施工方案。爬罐法施工导井施工空间极小，作业环境非常差，而反井钻机施工导井作业环境及安全方面要好很多，故竖井或斜井导井施工在条件许可的情况下，推荐优选选用。

将 TBM 应用于 50° 左右的陡倾角斜井的开挖是日本抽水蓄能电站建设的一大特点。首先在下乡抽水蓄能电站倾角 37° 、长度 485m 的上斜井段成功地使用 TBM 由下往上开挖 $\phi 3.3\text{m}$ 的导洞，然后由上往下用 TBM 扩挖成 $\phi 5.8\text{m}$ 的断面；盐原抽水蓄能电站倾角 52.5° 、长度 438m、 $\phi 2.3\text{m}$ 的导洞采用 TBM 开挖；葛野川抽水蓄能电站倾角 52.5° 、长度 745m、 $\phi 7\text{m}$ 的斜井，采用 TBM 由下往上开挖 $\phi 2.7\text{m}$ 的导洞，然后由上往下用 TBM 扩

挖成 $\phi 7\text{m}$ 的断面；神流川抽水蓄能电站倾角 48° 、长度 935m 、 $\phi 6.6\text{m}$ 的斜井，采用 TBM 由下往上全断面开挖；小丸川抽水蓄能电站长约 900m 的上斜井， $\phi 2.7\text{m}$ 的导洞和 $\phi 6.1\text{m}$ 斜井扩挖都采用 TBM 施工。采用 TBM 施工长大斜井可以使工人的作业安全和作业环境大大改善，可以取消中部施工支洞，施工进度比常规钻爆法要快。采用普通钻爆法施工斜井，导洞加扩挖综合平均月进尺 30m 左右；采用 TBM 开挖导洞，然后用 TBM 扩挖斜井，综合平均月进尺达 50 多 m ；采用 TBM 全断面开挖斜井平均月进尺达 70 多 m ，最大月进尺达 115.5m 。葛野川抽水蓄能电站采用 TBM 开挖导洞平均月进尺 115m ，最大月进尺 166m ，采用 TBM 扩挖斜井平均月进尺 97m ，最大月进尺 173m 。

TBM 施工斜井在安排施工进度时应考虑设备组装、准备及解体撤出作业的影响。TBM 设备组装和准备需 3 个~ 4 个月，其解体撤出也需 1 个~ 2 个月，隧洞开始一段不能用 TBM 而需采用常规钻爆法施工，此段长度一般为 50m ~ 60m 。

11.4.12 GZ 抽水蓄能电站和 THP 抽水蓄能电站的斜井采用钢筋混凝土衬砌，其混凝土衬砌采用特制的斜井滑模施工，GZ 抽水蓄能电站一期工程斜井滑模平均月滑升 102.9m ，最高月滑升 149m ；THP 抽水蓄能电站斜井滑模最高月滑升达 231m 。

11.4.13 通过采用先进行围岩固结灌浆、后进行钢管安装和回填混凝土的施工程序，采用预埋专用灌浆管进行钢衬回填灌浆的施工工艺，采用微膨胀混凝土回填钢管外部空间的施工方法，或其他适用的灌浆方式以避免在钢衬上开孔进行灌浆。

某抽水蓄能电站一期工程上游高压钢衬支管按常规设置了许多灌浆孔，以满足围岩固结灌浆、混凝土衬砌回填灌浆和钢衬接缝灌浆的需要。灌浆孔处设置孔口补强板和封孔孔塞，由于灌浆孔封孔焊补工艺上未注意严格检查和控制，导致一些灌浆孔封孔焊接存在砂眼、气孔等缺陷。充水运行后，在高压水作用下出现焊缝被击穿，扩大渗水现象，高压水外渗，渗漏排水量呈阶梯状

缓慢增加，初期渗漏量小于 $10\text{m}^3/\text{h}$ ，后期增至 $40\text{m}^3/\text{h}$ ，鉴于此种情况，利用核电站停机换核料检修时段，将上游水道放空检修，经处理后再次充水。

在高压钢板内衬灌浆开孔应特别小心，应尽量不开或少开孔，对少量必须的开孔要认真研究封孔焊接工艺和采取严格的质量保证和控制措施。

11.4.14 抽水蓄能电站一般水头较大，特别对混凝土衬砌的压力管道，若施工支洞堵头未做好，将会引起漏水，影响电站运行。某抽水蓄能电站由于一个中支洞堵头漏水比较严重，于放空引水隧洞时，对中支洞堵头进行灌浆处理。由于堵头实体混凝土凝固收缩，造成堵头混凝土与岩体之间形成缝隙，利用廊道重复灌浆可以较好地封闭缝隙，以解决堵头漏水问题。GZ 抽水蓄能电站施工支洞堵头采用实体段接廊道段的设计方案，封堵效果较好。

11.4.15~11.4.19 对于高边墙、大跨度的地下洞室开挖，首先应研究确定合理的开挖分层。开挖分层决定于洞室的地质条件、洞室的规模及施工通道、施工设备和工期要求等因素，应从保证围岩稳定、方便施工、充分发挥施工设备能力和满足工期要求出发，研究确定开挖分层。分层高度一般 $6\text{m}\sim 10\text{m}$ ，其中顶拱层开挖高度根据开挖后底部不妨碍吊顶牛腿的锚杆施工和不影响多臂钻最佳效率发挥而确定。第 2 层一般为岩锚吊车梁所处部位，层高考虑岩锚的造孔和安装、吊车梁混凝土浇筑以及下层开挖爆破的影响，一般在吊车梁以下不小于 2.0m 较合适。国内部分大型地下厂房的开挖分层特性见表 11-3。

施工通道的设置需满足分层开挖和工期要求。施工通道包括永久通道和增设的临时通道。利用的永久道路通常有厂顶通风洞，作为厂房第 1 层和第 2 层开挖的施工通道；厂房交通洞作为厂房第 3 层和第 4 层开挖的施工通道。5 层及以下各层分别通过高压管道、尾水洞等永久洞及另设的临时通道进入。临时通道采

表 11-3 国内部分抽水蓄能电站地下厂房的开挖分层特性

工程项目	主厂房尺寸 (长×宽×高) (m×m×m)	开挖量 (万 m ³)	开挖分层 (层)	分层层高 (m)						
				1层	2层	3层	4层	5层	6层	7层
GZ一期	146.5×21.0×45.6	12.27	6	9.56	7.5	4.33	5.69	9.38	9.14	—
SSL	145.0×23.0×46.6	12.91	7	10.5	3.4	10.0	8.0	5.0	6.0	3.7
THP	200.7×21.0×47.73	17.0	6	8.5	7.0	7.56	7.87	10.0	6.8	—
TA	190.0×24.5×52.275	21.0	6	9.775	9.0	7.5	7.0	12.8	6.2	
TB	182.7×24.5×52.95	22.9	7	9.75	8.8	6.9	7.0	8.4	5.38	6.72
LVS	156.66×21.5×46.17	12.56	6	7.97	7.97	4.73	8.6	8.7	8.2	
YX	163.5×22.0×50.2	16.3	7	9.2	7.6	8.1	5.9	6.8	5.8	6.8
ZHW	151.1×23.7×49.15	14.8	7	8.2	8.4	6.1	6.6	6.0	5.0	8.85
XLG	149.3×21.75×49.0	12.83	7	8.55	8.0	6.95	6.0	6.5	6.0	7.0
BQ	147.0×21.5×47.275	12.22	7	7.0	8.0	6.925	6.1	5.9	7.5	5.85

用施工支洞、竖井和斜井等型式。对于特大型洞室，为了争取工期，设双向通道。

高边墙、大跨度洞室开挖，最关键的首先是顶拱层的开挖。顶拱层的开挖决定于跨度大小和地质条件。一般情况下，如地质条件允许，先开挖中导洞，然后两侧跟进扩大开挖，如 THP、TB、GZ、TA 等蓄能工程。若围岩的稳定性较差，采用两侧导洞先掘进，并随即进行初期支护，中间岩柱起支撑作用，然后再进行中间预留岩柱的开挖与支护，如 DCS 水电站、YX 抽水蓄能电站等项目。但也有例外，如 XLD 水利枢纽工程和 XLC 抽水蓄能电站。XLC 工程厂房顶部围岩为薄层页岩，近似水平，稳定条件很差，在对厂房顶部岩体进行预应力锚索等加固处理后，采取了先挖中间导洞随即进行支护，再两侧扩挖跟进的施工方法，也取得了成功。

岩壁梁层采用预留保护层开挖，即中间岩体拉槽超前、两侧保护层跟进。保护层的厚度以中间岩体爆破时产生的松动范围不超过保护层为原则，一般为 2.5m~5m。中间岩体采用潜孔钻垂直钻孔，分段爆破，保护层开挖采取凿岩台车水平造孔爆破。

地下洞室群中，主厂房、主变室及尾闸室多数呈平行布置，且距离较近。主厂房的上、下游边墙常有大小不同的洞室相交，如下游边墙上有母线洞、尾水洞在不同高程与厂房相交，上游边墙有高压管道与厂房相交。每一洞室的开挖均会不同程度的对周围岩体的稳定产生影响，为此，采取一系列工程措施，防止围岩失稳，例如：尽可能先开挖与主厂房相交的“小洞室”、即采用“小洞”进“大洞”的开挖方法。当在进度安排上难于满足先开挖“小洞”，而必须先开挖主厂房、后开挖“小洞”时，则“小洞”开挖采取先导洞后扩大，先加固周边岩体然后再进洞开挖的方案，并采取浅孔小炮，多循环、弱爆破等措施，以减少对围岩的破坏。

11.4.23 根据《水电水利工程岩壁梁施工规程》DL/T 5198 规

定，岩锚梁混凝土的分段长度以 8.0m~12.0m 为宜，缝面宜设置键槽。

11.5 施工交通运输

11.5.1 施工交通运输按使用性质划分为对外永久交通线路和场内临时交通线路，是根据我国水电水利工程建设多年实践经验拟定的。《水电工程施工组织设计规范》DL/T 5397 已有明确说明。

对外交通线路，一般指由上、下水库、电站厂房区及其他建筑物、枢纽管理区等地之间及与外界联系的交通线路。

场内交通线路，一般指因施工需要而修建的交通线路，工程建成即完成使命，如入库（基坑）道路、施工支洞、采料、出渣等交通线路以及各施工工厂、生活区之间的交通。

对外交通一般运距较长，运输量和运输强度相对比较稳定，运输工具比较单一，而且在工程竣工后大多还要作为电站的永久对外交通。施工期一般自成系统，但对上下水库连接公路往往视为对外交通的一部分。

对外交通运输方案选择的正确与否直接影响工程的进度和造价，因此必须慎重对待。在进行方案比较时，进行综合分析，技术上满足施工进度对运输的要求，运行必须方便灵活。方案本身经济合理，工期短，便于与场内交通衔接。

合理地组织超限运输是场内外交通运输设计必须要考虑的重要因素之一，其中也包括转运站的设置。

强调场内交通规划设计要配合施工总布置总体规划，是要求在方案比较时，方案要服从总体规划，进一步论证总布置方案的可行性是一个方案优化过程。

施工交通运输设计所需的基本资料在《水电工程施工组织设计规范》DL/T 5397 附录 A 中已有详细说明。结合抽水蓄能电站的特点及工程所在地的具体条件，从实际出发，所收集的资料

内容可增、可减，无需面面俱到，求全一致，但必须满足进行交通运输方案选择时对基本资料的要求。

考虑到施工交通的一些特殊情况，如重大件运输、使用期短的临时道路等，由于地形、地质条件的限制，往往难以满足某些技术指标的要求，因此允许在采用标准时有一定的灵活性，在保证安全的前提下经过充分论证允许适当降低标准。由于受到各种因素的制约，部分水电工程的场内公路的一些技术指标如平曲线半径、路线纵坡、视距等，均采用了降低标准的办法。但同时水电工程交通运输多采用较大吨位的车辆，路面宽度主要受车型控制。

重大件运输是水电工程施工交通运输的一大特点和难点，但占运输总量比重小，往往是一次性通过后就不再发生，因此，设计指标不要过高，只要能保证能安全通过即可。可以采用减速、重大件运输时限制其他车辆通行等措施，然后确定其极限指标。桥涵设计荷载的满足情况要根据具体情况进行综合比较分析，来确定采用何种通过方式，如绕行、加固、新建等。

施工交通道路必须保持良好的技术状态，才能安全、舒适、经济地完成其运输任务。通过多年的实践，路况与运输成本的关系已逐渐被人们所认识，随着社会的发展和进步，安全文明施工、环境保护等方面的要求也更高了。因此本条对此作了明确规定，以期在设计工作中重视水电工程场内外施工道路的运行安全和环境保护问题。

11.5.2 根据我国水电工程多年来的实践经验，公路运输具有方便、灵活、可靠、适应性强、投资少、工期短的特点，可以独立完成水电工程施工的运输任务。铁路运输一般不够灵活，适应性较差，且投资大、工期长。水路运输同样存在不够灵活，适应性较差的问题，且河道通航往往受季节性影响。铁路运输和水路运输都难以独立完成水电工程施工的运输任务，必须和公路运输结合使用，或者作为施工交通运输的辅助（或备用）方式。因此，

在进行施工交通运输设计时应优先考虑采用公路运输方式。

对外交通运输方案的选择直接影响水电工程的进度和造价，要慎重对待。方案比较时，需要进行综合分析，选择技术上满足运输要求，运行上方便灵活，便于与场内交通衔接，经济合理，工期短，并能减少占地面积和中转环节的对外交通方案。

选定方案的运输能力必须满足施工各时期的施工交通运输需要。尽可能减少中转、确保物资器材运输及时、安全可靠是保证运输能力、减少装卸费用及物质损耗所必须。

要了解当地的交通规划，使对外交通运输方案尽量与之相结合，这样既能做到充分利用国家、地方交通运输资源，也能使当地经济更多地从水电开发中受益。

11.5.3 LYS 抽水蓄能电站不设转运站，业主供应物资采取供货商直接送到工地，施工单位自身采购的物资由施工单位自行解决，工程大件运输专门设大件运输标，由大件运输公司运至工地，重 200t 的分裂变压器经海运至上海港转铁路运至火车站，然后卸至平板车运到工地，超限件水运至南京扬子石化码头再经公路运至工地。XLC、TA、YX、BQ、ZHW 抽水蓄能电站施工阶段也不设工程专用转运站。

SSL 抽水蓄能电站进口机电设备在天津新港到岸，满足铁路运输的运至工地附近的火车站，再由公路运至工地，超限件由天津新港经公路运输到工地。

TA 抽水蓄能电站主变压器（长 $9.52\text{m} \times 3.4\text{m} \times 3.85\text{m}$ ，重 190t）及桥机（ $24.05\text{m} \times 3.2\text{m} \times 2.9\text{m}$ ，重 60t）为国内生产，由发货地选定发送方案，经铁路按超限线路行驶运至工地附近的火车站，卸至平板车，过大河水库桥（桥的设计荷载为：汽超—20，挂—120）经 104 过道运至工区。国外生产的设备可由青岛港（前湾港）起岸，铁路或公路运至工地。对已超过铁路运输建筑限界的设备物质由公路运输，运输线路建议为青岛港（前湾港）→胶南→诸城→贾悦→马站→沂山→沂源→莱芜→泰安。

BQ 抽水蓄能电站对国内采购的主变压器（ $9.4\text{m} \times 3.4\text{m} \times 4.4\text{m}$ ，重 200t）及桥机大梁（ $21\text{m} \times 4.5\text{m} \times 2.7\text{m}$ ，重 45t）等设备，由发货地选定发送方案，经铁路按超限运至河南获嘉站（四三二处），卸至平板车由货站库区东门—获（嘉）武（陟）公路—获嘉外环—薄（壁）亢（村）公路—薄壁镇。

XY 抽水蓄能电站最重件为主变压器，其重量约 200t；最宽件为分半蜗壳（带座环），其运输尺寸为 $11.7\text{m} \times 5.8\text{m} \times 3.0\text{m}$ （长 $\times$ 宽 $\times$ 高）；最长件为桥机大梁，长约 25m；最高件为球阀，高约 4.6m。本工程重大件设备的运输将采用不同的运输方式，即铁路、水运及公路联运的运输方式。由铁路及海运的重大件均在肖厝港卸货，然后转公路运输的方式运至工区。

11.5.4 场内交通要符合施工总布置的规划，并满足施工总进度的要求。

水电工程地形、地质条件一般都比较复杂，边坡的稳定问题直接关系到工程施工的正常进行和人民生命财产的安全，要加以足够重视。特别是对于易形成高陡边坡的地段尽量采用隧道通过。

对施工临时线路标准规定在“满足施工要求和安全运行的前提下”，允许有一定的灵活性，适当降低标准。这主要是针对抽水蓄能电站地形高差大，展线困难，道路迄始点及布线受多种因素制约，往往难以满足现行规范的技术要求。尤其是场内入库（下基坑）道路的纵坡，以往施工中曾用过 12% 甚至 14% 的坡度。

全库防渗方案的封闭式库盆的入库交通方式。SSL 抽水蓄能电站上池在 1:1.5 的岩坡上开挖一条 4.5m 宽的 10% 坡度的入池斜坡道，池底钢筋混凝土面板施工完毕后，用低标号混凝土将斜坡道回填。THP 抽水蓄能电站上水库采用石渣填筑一条入库道路，库底沥青面板施工完毕后，拆除入库道路，THP 抽水蓄能电站上水库在进/出水口部位设置了一条永久卷扬斜坡道，

供库底清理及检修用。XLC 抽水蓄能电站下水库采用施工支洞进入库底，待库底沥青混凝土面板施工完毕后，对施工支洞予以封堵。XLC 抽水蓄能电站上水库采用石渣填筑一条入库道路。ZHW 抽水蓄能电站上水库库底及库坡沥青混凝土施工时，在上水库西南侧库坡修建一条由库顶至库底的临时道路，该施工道路主要特性：路面宽 6m，碎石路面，最大纵坡 10%。

11.6 施工工厂设施

11.6.2 稀释沥青由于渗入的有机溶剂是液体燃料，容易挥发，闪点低，故要注意防火。

不同牌号、不同批次的沥青，从外观上不易准确区分，如相互混杂，或受热软化相互黏结，就很难处理，甚至造成工程事故。故沥青按产地、品种、牌号分别存放。

沥青混凝土拌制设备的额定生产能力一般是针对道路工程，水工沥青混凝土中细骨料用量较多，需延长搅拌时间才能保证成品质量，因此导致实际生产能力下降。国内外工程实践表明，拌制水工沥青混凝土的设备实际生产能力一般为额定生产能力的 65%~75%。

沥青混凝土拌和厂厂址远离易燃仓库与建筑物，可减少发生火灾的可能性。由于生产过程中会产生大量有毒烟尘，因此要求远离生活区。厂址靠近铺筑现场，除便于生产管理、避免沥青混凝土离析外，还能减少运输过程中的温度损失，确保施工质量。沥青混凝土骨料总用量较少，且骨料级配与常规混凝土骨料级配差异较大，另设置沥青混凝土骨料加工系统。ZHW 抽水蓄能电站由工程砂石加工系统向沥青混凝土施工单位提供 20mm~40mm 的鲕状灰岩半成品人工骨料，由沥青混凝土施工单位按要求二次破碎筛分加工沥青混凝土骨料。XLC 抽水蓄能电站由下水库砂石料加工系统向沥青混凝土施工单位提供 20mm~40mm 的灰岩半成品人工骨料；HHHT 抽水蓄能电站由下水库砂石料

加工系统向沥青混凝土施工单位提供 20mm~40mm 的大理岩半成品人工骨料。

11.6.3 抽水蓄能电站上水库通过用水量平衡计算确定供水规模后,还要对上水库初期蓄水计划进行研究,确定上水库初期蓄水所需的供水规模,上水库供水规模以生产、生活用水和上水库初期蓄水用水的最大值确定。XLC 抽水蓄能电站上水库施工供水系统的供水规模以上水库初期蓄水所需供水能力确定。

抽水蓄能电站一般供水高差大,采用多级泵站加压供水方式,应结合考虑运行期上水库及厂房区的生产、生活及消防等用水要求,尽量使施工供水与永久供水设施相结合。SSL 抽水蓄能电站上池施工供水系统采用六级泵站加压供水,后期将此系统改建成永久供水系统;TA 和 LYS 抽水蓄能电站上水库施工供水系统采用二级泵站加压供水,TA 抽水蓄能电站施工供水系统二级泵站最大扬程达 270m;ZHW 和 YX 抽水蓄能电站上水库施工供水系统采用五级泵站加压供水;XLC 抽水蓄能电站上水库施工供水系统采用六级泵站加压供水(其中有二级属于高压供水)。国内部分抽水蓄能电站上水库施工供水系统技术指标见表 11-4。

表 11-4 国内部分抽水蓄能电站上水库施工供水系统技术指标

序号	工程名称	供水规模 (m ³ /h)	最大供水高差 (m)	泵站级数
1	SSL	225	560	6
2	LYS	246	179.5	2
3	TA	380	278	2
4	YX	580	470	5
5	XLC	324	863	6
6	ZHW	280	403	5

施工供水系统宜尽可能与永久供水相结合，SSL 抽水蓄能电站施工供水系统后期改建成永久供水系统；LYS 抽水蓄能电站施工供水系统后期部分改建成厂房消防用水供水系统。

对施工供水系统的调节水池及中转水池的容量的规定。ZHW 抽水蓄能电站上水库施工供水系统的中转水池容积为 300m^3 ，相当于上水库加压泵站 1 小时供水量；XLC 上水库施工供水系统的中转水池容积为 200m^3 ，相当于上水库加压泵站 0.6 小时供水量。

LYS 抽水蓄能电站施工供电系统作为永久厂用电的备用电源。

11.7 施工总布置

11.7.5~11.7.6 FN 抽水蓄能电站上水库死库容为 753万 m^3 ，在进行施工总布置规划时，尽可能利用上水库死库容作为弃渣场；日本神流川抽水蓄能电站部分弃渣就填在上水库坝的上下坝脚，下游坝脚弃渣堆高 30 多米，上游坝踵弃渣堆高 50 多米，仅比进/出水口底板高程低 2.5m；SSL 抽水蓄能电站上池渣场就布置在坝后。

位于岩溶地区且采用局部防渗方案的水库，其库区死库容不宜布置弃渣场。LYS 抽水蓄能电站上水库死库容为 506万 m^3 ，可行性设计阶段在库区死库容内设置一个渣场，施工阶段将库内渣场调整到坝后。

渣场做好挡渣坝和周边排水设施的设计，以确保渣场的稳定。

11.7.7 根据库盆、坝基、地下洞室等设计开挖工程量及道路修筑和场地平整开挖工程量、地质资料和不可用料分选标准，确定并计算可用料和不可用料数量；根据坝体、围堰、场地平整等各种填筑所需填筑方量及加工人工砂石骨料所需石料方量；根据施工进度计划和开挖料存储规划，确定可用料的直接利用率和二次

倒运率；根据折方系数、损耗系数计算开挖料的使用数量、弃渣数量及由料场开采的数量。

11.7.8 施工总布置规划应考虑水土保持和环保要求，废水和污水处理系统应根据枢纽布置和施工布置采取分散或集中布置方案。SSL 抽水蓄能电站在交通洞洞口附近设一座施工废水处理厂，将地下系统施工废水处理达标后排放到指定地方；LYS 抽水蓄能电站在下水库进/出水口右侧设一座施工废水处理厂，处理地下系统施工废水，在生活区附近设一座生活污水处理厂，各施工单位的生活污水统一排至生活污水处理厂进行集中处理，施工废水和生活污水处理达标后，用泵站排到约 3km 外的水库的下游；ZHW 抽水蓄能电站在下水库进/出水口下游设一座施工废水处理厂，将地下系统施工废水处理达标后，经二级加压泵站加压排至水库下游；YX 抽水蓄能电站在上水库主坝下游设上水库废水处理系统，处理上水库施工废水，在工程两个主要渣场下游分别设置废水处理系统，处理从弃渣中渗出的废水，在厂顶施工支洞洞口和进厂交通洞洞口分别设置废水处理系统，处理地下系统施工废水，在生活区设置污水处理系统，集中处理生活污水，共设置五座废水处理系统和一座污水处理系统。

11.8 施工总进度

11.8.1~11.8.3 抽水蓄能电站工程建设一般划分为四个阶段：工程筹建期、工程准备期、主体工程施工期和工程完建期。控制总工期的关键线路一般为：厂房通风洞（或厂顶施工支洞）→厂房开挖及支护→厂房一期混凝土浇筑→机电设备安装、调试及发电。为缩短工程建设总工期，将位于关键线路上的单一的主体工程（厂房通风洞或厂顶施工支洞）安排在筹建期进行施工，工程总工期从地下厂房顶拱开挖开始计算。

国内一些抽水蓄能电站如 SSL 抽水蓄能电站、GZ 抽水蓄能电站二期、TA 抽水蓄能电站、TB 抽水蓄能电站、LYS 抽水蓄

能电站、YX 抽水蓄能电站、ZHW 抽水蓄能电站、XLC 抽水蓄能电站等工程，将厂房通风洞或厂顶施工支洞安排在筹建期进行施工。

11.8.6 国内抽水蓄能电站地下厂房开挖及支护施工期一般为 18 个~28 个月，厂房顶拱开挖及支护施工期 6 个~12 个月，若采用岩壁吊车梁，岩梁层施工期 4 个~5 个月，厂房一期混凝土开始浇筑至第一台机组发电施工期一般为 24 个~35 个月，第一台机组发电后，以后每台机组相继投产的间隔时间一般为 3 个~6 个月。国内部分抽水蓄能电站地下厂房施工控制性工期见表 11-5。

表 11-5 国内部分抽水蓄能电站地下厂房施工控制性施工进度一览表

电站名称	机组台数	装机容量 (MW)	厂房尺寸 (L×B×H) (m)	工程量 (万 m ³)	工期 (月)					平均开挖强度 (m ³ /月)
					顶拱开挖至第一台机组发电	厂房开挖	厂房顶拱开挖及支护	厂房一期混凝土浇筑至第一台机组发电	完建期	
GZ 一期	4	1200	145×21×45.6	12.27	49	20	9.5	29	10.5	6135
GZ 二期	4	1200	152×21×48.1	12.6	54.5	20		34.5	11.5	6300
SSL	4	800	145×23×46.6	12.91	53	27	11	26	18	5615
THP	6	1800	200.7×22.4×47.73	17.0	55	22	8	33	27	7730
TA	4	1000	190×24.5×52.275	21.01	57	25	12	32	9	8400
TB	4	1200	182.7×24.5×52.95	22.9	58	28	12	30	12	8180
YX	4	1000	163.5×22×50.2	16.3	53	27	7.5	26	12	6040
XLC	4	1200	149.3×23.2×49.0	12.83	58	26	12	32	34	4935
ZHW	4	1000	154×23.8×52	14.8	50	21	9	29	14	7048
BQ	4	1200	147×21.5×47.53	14.18	50	22	11	28	12	6445
LYS	4	600	156.66×21.5×46.17	12.56	48	24	7	24	9	6280

续表 11-5

电站名称	机组台数	装机容量 (MW)	厂房尺寸 (L×B×H) (m×m×m)	工程量 (万 m³)	工期 (月)				平均开挖强度 (m³/月)
					顶拱开挖至第一台机组发电	厂房开挖	厂房顶拱开挖及支护	厂房一期混凝土浇筑至第一台机组发电	
HZ 一期	4	1200	152×21.5×49.4	13.57	52	20	6	32	6785
HZ 二期	4	1200	154.5×21.5×49.4	13.85	52	20	6	32	6925
SZ	4	1200	164.0×25.0×52.5	18.9	54	22	5.5	32	8590
BLH	4	1200	146.7×21.85×50.883	13.99	46	20	10	26	6995
HMF	4	1200	136×27×52.7	17.1	48	21	6	27	8143
LY	6	1500	219.0×23.5×55.3		60	32		28	
HP	4	1200	161.0×22.0×51.1	15.46	45	20	11	25	7730
XSJ	4	1000	175×25×55.70	20.5	48	18	7.5	30	11389
XY	4	1200	164.0×24.0×53.3	17.47	48	20	11	28	8735
XJ	4	1500	176.0×25.0×55.0	23.16	45	19	11	26	12189

注：THP 抽水蓄能电站因 1996 年 3 月 29 日大滑坡堵塞导流洞而从厂房过流（经自流排水洞），机电安装停工 4 个月。

XLC 电站因机电设备问题重新制造 2 台机电设备，重而使完建期延长了近 2 年。

12 经济评价

12.1 一般规定

12.1.1~12.1.3 抽水蓄能电站经济评价主要原则与方法，依据国家发展改革委和建设部 2006 年发布的《建设项目经济评价方法与参数》（第三版），并参照国家有关部门颁发的抽水蓄能电站最新政策及现行相关技术标准进行。

具体计算内容可以参照原电力工业部 1998 年 3 月印发的《抽水蓄能电站经济评价暂行办法》、原国家电力公司 1999 年 3 月印发的《抽水蓄能电站经济评价暂行办法实施细则》。

12.1.4 对于本网消纳的新能源基地，抽水蓄能电站的运行应以配合电网运行为主，经济评价仍按 12.1.1~12.1.3 执行。

12.2 国民经济评价

12.2.1~12.2.4 对抽水蓄能电站经济评价中关于国民经济评价部分的内容与原则做了进一步说明。

抽水蓄能电站与火电站一样同属于二次能源，但其运行特性及在电力系统的作用与任务与火电大不相同。抽水蓄能电站与常规水电站相比，在电力系统中的作用与效益也有所不同，抽水蓄能电站具有调峰、填谷的双倍功效，常靠近负荷中心地区，可以承担电力系统的紧急事故备用、调频、调相，快速跟踪负荷变化，在提高电力系统的供电质量与可靠性方面具有重要作用。在进行国民经济评价时，需充分考虑到抽水蓄能电站的这些运行特点及在电力系统所产生的多方面的效益。抽水蓄能电站的经济效益一般分为静态效益与动态效益，也具有明显的社会效益。

抽水蓄能电站经济效益中，一般选择等效替代方案进行计

算，其静态效益主要指替代火电容量与电量所带来的减少电力投资、节约运行维护费和燃料费所产生的效益；其动态效益主要指承担电力系统负荷备用、事故备用、调频调相、快速跟踪负荷等所带来的运行费与燃料费的节约，以及对系统供电质量与可靠性的提高所产生的经济效益。

抽水蓄能电站的社会效益主要体现在项目建设对地区社会经济发展与人民生活水平提高方面所起到的促进作用，以及改善电力系统的电源结构，改善火电运行条件，具有显著节煤效益，从而减少火电对大气环境污染所产生的环保效益。

对抽水蓄能电站的国民经济评价，应当全面分析计算抽水蓄能电站在电力系统所产生的各种可能存在的效益，进行定量分析计算，纳入到效益与费用流程中进行分析，尽可能全面客观合理地计算抽水蓄能电站的国民经济评价指标，论证项目建设对国民经济所作出的贡献。在国民经济评价中，目前存在的问题是对其经济效益的计算主要反映的是其静态效益，对其动态效益的计算还缺乏完善的统一的计算方法，尚不能完全反映其经济效益，这在某种程度上影响了抽水蓄能电站的投资效果，尤其对抽水蓄能电站财务评价效果的影响更大。

12.2.5 关于抽水蓄能电站国民经济评价中不确定性分析的内容和方法与常规水电站基本相同，不确定性分析因素包括：项目投资、施工工期、负荷特性、年发电量等。

12.3 财 务 评 价

12.3.1~12.3.7 对抽水蓄能电站的财务评价内容与原则作了进一步说明。

按照边际成本理论，采用可避免容量与电量成本来确定抽水蓄能电站的上网容量价值与电量价值的办法，由此确定的容量价格与电量价格可称为“效益电价”，可以解决抽水蓄能电站的财务效益“看得见”“算得出”的问题。

为从财务上合理评价抽水蓄能电站的可行性，其财务效益的落实与建设、运行管理机制与财务核算方式密切相关。分析国内外抽水蓄能电站的运行管理机制，在经营方式上，有独立经营、租赁经营和电力系统统一经营等方式，在电价政策上与财务核算上采用两部制电价，尤其重视容量的作用，按照能保证电站正常运行与经营，并略有微利的原则确定其电价水平。

《国家发改委关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》发改价格〔2014〕1763号文，“在电力市场形成前，抽水蓄能电站实行两部制电价，电价按照合理成本加准许收益的原则核定。其中，成本包括建设成本和运行成本；准许收益按无风险收益率（长期国债利率）加1%~3%的风险收益核定。容量价格主要体现抽水蓄能电站提供备用、调频、调相和黑启动等辅助服务价值，按照弥补抽水蓄能电站固定成本及准许收益的原则核定。电量价格主要体现抽水蓄能电站通过抽水发电量实现的调峰填谷效益，主要弥补抽水蓄能电站抽水发电损耗等变动成本。上网电量价格按当地燃煤机组标杆上网电价执行，抽水电价按燃煤机组标杆上网电价的75%执行。”此电价规定较好的解决了抽水蓄能电站运行成本、还本付息、税收及利润问题，保证电站正常运行，使抽水蓄能电站在电力系统中的各种功能都得到充分发挥，从而起到重要作用。按此规定测算的容量价格低于可避免法测算的容量价格时，即可认为项目在财务上是可行的。

目前抽水蓄能电站经济评价没有一个科学、合理的方法，需要在今后多个电站实际运行过程中总结、提炼，得出一套合理的计算、评价方案，能够体现出抽水蓄能电站在电力系统中真实的价值。

12.3.8 关于抽水蓄能电站财务评价中不确定性分析的内容和方法与常规水电站基本相同，不确定性分析因素包括：项目建设投资、施工工期、贷款条件、年发电量、电价水平等。

12.4 综合评价

抽水蓄能电站项目建设在进行国民经济评价与财务评价的基础上，其综合评价可从以下几个方面加以分析：

(1) 通过项目本身的建设条件与同类电站、替代电站的技术经济指标的比较，进一步说明建设项目的技术经济指标的优越性。

(2) 通过对抽水蓄能电站在电力系统电价作用和效益及电力系统对抽水蓄能电站需求分析，进一步说明电站建设的必要性。

(3) 通过对抽水蓄能电站上网电价的分析，论述项目电价的现实性与可操作性，说明项目在电力市场中的竞争能力和用户的承受能力等。

(4) 进一步论述项目建设对地区社会经济的贡献及对环境状况的影响等。
