DL

中华人民共和国行业标准

P DL/T 5015—1996

水利水电工程动能设计规范

Specification on energy economy design of water resources and hydroelectric projects

1996—03—04 发布 1996—08—01 实施

中华人民共和国电力工业部 发布

中华人民共和国行业标准

水利水电工程动能设计规范

DL/T 5015—1996

主编单位：电力工业部水电水利规划设计总院
中南勘测设计研究院
批准部门：中华人民共和国电力工业部

中华人民共和国电力工业部

关于发布《水利水电工程动能设计规范》电力行业标准的通知

电技[1996]136号

各电管局，各省、自治区、直辖市电力局，水电水利规划设计总院：

《水利水电工程动能设计规范》电力行业标准，经审查通过，批准为推荐性标准，现予发布。

其编号为：DL/T 5015—1996。

该标准自1996年8月1日起实施。

请将执行中的问题和意见告水电水利规划设计总院，并抄送部标准化领导小组办公室。

一九九六年三月四日

目　　次

1　总则 …… (4)
2　术语 …… (4)
3　综合利用 …… (6)
4　基本资料与依据 …… (6)
5　方案比较 …… (7)
6　负荷预测与供电范围 …… (8)
7　电力、电量平衡 …… (9)
8　特征水位选择 …… (10)
9　装机容量选择 …… (11)
10　水轮机机组、机型选择 …… (11)
11　输水道尺寸及日调节池容积选择 …… (12)
12　初期蓄水和装机程序 …… (13)
13　抽水蓄能电站动能设计 …… (13)
附加说明 …… (14)

1 总 则

1.0.1 动能设计必须遵循国民经济建设总方针和各项技术政策,认真贯彻水资源综合利用和综合治理的原则,对所设计水电站应视作水资源系统和电力系统的一个组成部分,以总体效益最好为准则。妥善处理需要与可能、近期与远景、上游与下游等方面的关系,以求经济合理地开发利用水资源。

1.0.2 本规范适用于水利水电工程的大、中型水电站。对规模较小的中型水电站可适当简化。

1.0.3 动能设计应以河流(河段)规划和电网电源规划为基础。主要内容为:进一步协调综合利用各部门的要求,预测负荷,论证水电站供电范围,选择设计保证率及设计水平年,确定水电站规模及其他特征值,研究水库和电站运行方式,阐明工程效益,论证工程修建的必要性,进行项目经济评价。

1.0.4 水电站的特征值选择及其经济性必须经过经济比较。评价的准则是:在同等程度满足综合利用和电力系统需求的前提下费用最小。并应考虑各种难以用货币量计算的因素,进行综合分析论证。经济评价方法应按国家计委颁发的《建设项目经济评价方法与参数》,以及《水电建设项目经济评价实施细则》、《水利经济计算规范》及其他有关规范的要求进行。

1.0.5 动能设计必须重视有关社会经济、自然资源、综合利用、电力系统和生态与环境保护等方面的调查研究与分析。所用资料精度应与设计阶段相适应。各比较方案所采用的基本资料和计算精度应一致。

2 术 语

2.0.1 工程特征值。是表示工程基本特征的数值。

(1)水库的校核洪水位、设计洪水位、防洪高水位、正常蓄水位、汛期限制水位、死水位以及防洪库容、兴利库容、死库容等;

(2)泄洪建筑物的尺寸、堰顶高程、上下游设计水位;

(3)引水建筑物的尺寸和引水高程;

(4)水电站机组、机型的额定水头、流量和转轮尺寸、机组台数;

(5)船闸、升船机、漂木道等的尺寸和设计水位。

2.0.2 特征水位及库容。

(1)正常蓄水位。水库在正常运用的情况下,为满足兴利要求在供水期开始时应蓄到的高水位。

(2)汛期限制水位。水库在汛期为兴利,蓄水允许的上限水位。

(3)防洪高水位和防洪库容。防洪高水位指遇到下游防护对象的设计标准洪水时,水库坝前达到的最高水位;防洪库容为防洪高水位与汛期限制水位之间的水库容积。

(4)设计洪水位。遇到大坝设计标准洪水时,水库坝前达到的最高水位。

(5)校核洪水位与总库容。校核洪水位指遇到大坝校核标准洪水时,水库坝前达到的最高水位;总库容为校核洪水位以下的水库容积。

(6)死水位与死库容。死水位指在正常运用情况下,允许水库消落的最低水位;死库容为死水位以下的水库容积。

(7)兴利库容(调节库容)。正常蓄水位至死水位之间的水库容积。

2.0.3 设计水平年。水电站为电力系统提供的电力、电量达到设计值的年份。

2.0.4 设计保证率。水电站正常发电的保证程度,用水电站正常发电时段数与计算总时段数相比的百分率表示。时段长短可根据水库调节性能和设计需要,按年、月、旬、日分别选用。

2.0.5 技术最小出力。发电设备(机组、锅炉)受技术原因制约,允许运行出力范围的下限。

2.0.6 额定水头与水头预想出力。额定水头系水轮发电机组发出额定出力所需的最小水头,即过去所称的设计水头;水头预想出力指水轮发电机组在不同水头条件下所能发出的最大出力。当水头低于额定水头时,水头预想出力低于额定出力。

2.0.7 旋转备用容量。在系统频率下降时能自动投入工作的备用容量。

2.0.8 事故备用容量。电力系统中发电和输变电设备发生事故时,保证正常供电所需设置的发电容量。

2.0.9 负荷备用容量。为担负电力系统一天内瞬时的负荷波动、计划外负荷增长所需设置的发电容量。

2.0.10 检修备用容量。利用电力系统一年内低负荷季节,不能满足全部机组按年计划检修而必须增设的发电容量。

2.0.11 装机容量。一座水电站全部机组额定出力之和。

2.0.12 工作容量。水电站按水库调节后的水流出力运行时,对电力系统所能提供的发电容量,其值与水电站日平均出力、所在电力系统日负荷特性和它在电力系统日负荷图的工作位置有关,故在电力平衡表上各月均不相同。因水电站一般能担负系统的尖峰负荷,故其工作容量往往为日平均出力若干倍。

2.0.13 重复容量。调节性能较差的水电站,为了节省火电燃料,多发季节性电能而增设的发电容量。

2.0.14 受阻容量。电站(机组)受技术因素制约(如设备缺陷、输电容量等限制),所能发出的最大出力与额定容量之差。对于水电机组还包括由于水头低于额定水头时,水头预想出力与额定容量之差。

2.0.15 可调容量。装机容量中可以被调度利用的容量,是除正在检修机组的容量外,其他机组额定容量减去相应受阻容量后可被利用运行的容量。

2.0.16 空闲容量。在可调容量中未能被电力系统利用的容量。

2.0.17 开机容量。当日参加运行的各机组额定容量之和。

2.0.18 调峰能力。当日开机容量中的可调容量与开机容量的技术最小出力之差。

2.0.19 容量效益。水电站装机容量中能被电力系统利用的容量,一般应通过设计枯水年有、无设计水电站的年电力平衡求得。

2.0.20 能量指标。

(1)保证出力。水电站在设计保证率枯水时段的平均出力。

(2)多年平均年发电量。按设计采用的水文系列,并考虑装机容量和水头预想出力限制,计算出的各年发电量的平均值。

(3)电量效益。水电站多年平均年发电量中能够被电力系统利用的发电量,应通过电力系统电力、电量平衡后求得。

3 综合利用

3.0.1 水利水电工程动能设计,必须贯彻综合利用原则。根据河流规划成果和国民经济有关部门的要求及工程建设条件,进一步合理确定工程承担的综合利用任务。

3.0.2 水利水电工程动能设计,必须认真做好调查研究,分析发电、防洪(涝、凌)、灌溉、供水、航运、放木、水产养殖、生态与环境等对电力、电量、水量、水位和用水时间的要求及其依据;按照开发任务的主次关系,合理协调水资源综合利用各部门之间的矛盾,尽可能做到一库多用,多库联调,以充分发挥工程的综合效益。需调查研究的内容如下:

(1)发电方面主要为电力系统现状及其发展情况、各期水平负荷、负荷特性、电源组成、网络以及对水电开发的要求;

(2)防洪(涝、凌)方面主要为历史洪(涝、凌)灾害及其影响、要求的防洪(涝、凌)标准和控制断面允许流量(水位)、可能配合运用的防洪措施;

(3)灌溉、供水方面主要为灌溉(供水)范围、灌溉面积、灌溉制度、各期水平的用水用电要求、取水地点和高程;

(4)航运(放木)方面主要为近远期货运量(放木量)、通航(放木)期、通航标准、过坝方式;

(5)水产养殖方面主要为过鱼、养鱼和其他养殖业对放流量及时间的要求;

(6)生态与环境方面主要为工程开发、施工和运行对生态与环境的影响及其保护措施。

3.0.3 水利水电工程各用水部门的设计保证率不相同时,应通过计算,分析满足的程度。如不能满足时,可根据任务的主次关系,适当调整各部门的用水要求或设计保证率。

3.0.4 水利水电工程的库容及水量分配,应根据工程任务及其主次关系和综合利用要求可能变化范围,统筹兼顾。例如:

具有防洪任务的工程,应根据洪水特性,研究分期汛期限制水位,使部分库容防洪与兴利共用的可能性与合理性。

具有其他综合利用任务的工程,其水库运用及放水方式应合理协调有关部门在用水时间、水面高程和用水量方面的要求。必要时,水库应预留一部分库容或水电站担负一定基荷或修建反调节水库等。

3.0.5 跨流域引水工程的动能设计,应研究跨流域引水对引水河流和受水河流上已建、在建、计划兴建工程效益的影响。同时,还应通盘考虑引水河流下游有关部门的用水要求。

3.0.6 引水工程的首部枢纽下游如有脱水段,则应妥善解决脱水段的发电、供水、灌溉、航运、放木等方面的用水问题。

4 基本资料与依据

4.0.1 动能设计应以社会经济调查、水利计算成果、水库淹没处理、水力学及泥沙计算成果、工程投资和机电设备资料等作为设计依据。

4.0.2 社会经济调查内容包括工程影响范围内的自然地理、水文气象、人口、资源(重点是能源)、工农业生产和交通运输等的现状及其远景发展与利用条件的分析预测。

4.0.3 水利计算成果应包括径流全系列或代表系列或丰、平、枯3～5个代表年的逐时段库水位、尾水位、出库流量、水头、出力等的过程线和历时曲线,以及保证出力和多年平均年发电量。

进行水电站群径流电力补偿调节应考虑以下约束条件:

(1)设计水平年以内已投产或即将投产的水电站可作为补偿或被补偿对象,补偿调节效益从这些电站投产年开始计算。

(2)补偿电站的时段平均出力最小值,应以不影响水库综合利用要求和不增加设计水电站空闲容量为限。当认为有必要降低水库某些综合利用要求而获得系统更大的总效益时,必须进行充分的技术经济论证。

(3)必须考虑输变电能力对径流电力补偿的约束。当因补偿调节而需要改变输变电能力或增加系统设备容量时,则应计入由此引起的费用变化。必要时,还应通过分区电力、电量平衡加以检验。

4.0.4 水库淹没处理应包括可靠的淹没实物指标,可行的移民安置方案,重要淹没对象的位置和控制性高程等。

4.0.5 水力学及泥沙计算成果应包括:

(1)水库回水曲线及库容曲线应计入泥沙淤积的影响;

(2)水库淤积及过机含沙量计算成果;

(3)对下游有航运、供水、灌溉等要求的调峰水电站,必要时应具备相应的电站下游不恒定流计算成果;

(4)水头损失计算成果。

4.0.6 工程投资主要包括枢纽总投资以及主体建筑物、机电设备、水库淹没补偿、生态与环境保护措施等和从电站到主网的输变电设施的分项分年投资。

4.0.7 机电设备资料包括机组制造水平,大件运输条件,水轮机或水泵水轮机参数、综合特性曲线,发电机或电动发电机有关参数。与设计水电站有关的输变电设备资料包括电压等级、回路数、长度、输变电能力、线路损失、运行特性以及新建输变电工程的投资和运行费等。

5 方案比较

5.0.1 水电站的正常蓄水位和装机容量以及各特征值的选择,均应在进行不同方案的费用和效益比较的基础上综合分析确定。

5.0.2 方案比较时,除应按1.0.4条规定的准则和1.0.5条规定的精度要求外,还应使各方案的效益和费用方面具有相同的可比基础。

5.0.2.1 比较方案应同等程度满足各综合利用部门的要求。当满足程度不同时,则应考虑相应的替代或补偿措施,并计算其费用。

5.0.2.2 比较方案应同等程度满足电力系统对电力、电量和调峰能力的平衡要求。当有差别时,应采取替代或补偿措施,使其达到平衡。当用火电替代时,还应考虑其厂用电率、输电损失、投资费用和使用寿命等方面的差别。

5.0.3 设计水电站的节约燃料效益,应按设计方案和替代方案两种情况下全电力系统燃料消耗量的差额确定,通常可按两方案火电电量差额乘单耗率计算。当设计水电站的主要任务是调峰时,其节约燃料效益宜根据各类火电机组不同运行工况逐时段的单耗特性具体计算。

5.0.4 对分期开发的工程,在进行方案比较时,应考虑初期规模和远景附加投资的影响。

5.0.5 当水电站装机容量及各种特征水位选定后,应列出水利水电工程的工程量、投资、淹没损失、综合利用效益、保证出力、多年平均年发电量、年节约燃料量及工期等指标。

6 负荷预测与供电范围

6.0.1 动能设计必须具有各期负荷水平的电力系统资料。包括系统中现有、在建和拟建的各类电站的地区分布、装机规模、能量指标、运行特性、发电单耗、网络规划、待建电站的投资及年运行费用等。

6.0.2 动能设计必须进行负荷预测,分析各期负荷水平的负荷增长率、负荷结构和特性;编制各期负荷水平年内各月最大负荷、平均负荷和典型日负荷曲线等,典型日负荷曲线一般应编制2～4个典型。

当电力系统有季节性用户时,应编制含季节性用电的负荷曲线。必要时应单独列出季节性用户的负荷曲线。

6.0.3 设计水电站的供电范围,应根据地区能源资源,电力系统发展规划,水电站的规模及其在电力系统中的作用分析或论证确定。

6.0.3.1 在不改变系统主网架规划的情况下,水电站供电范围可考虑为其所在的电力系统。

6.0.3.2 当设计水电站规模较小,且所在地区分网电力、电量基本可独立平衡时,供电范围可局限在该地区分网。

6.0.3.3 当设计水电站规模较大,有多余电力、电量外送,或与邻近系统在电源构成、水文特性、水库调节性能等有很大差别,可以取得联网效益时,其供电范围应根据不同方案的效益及费用,通过经济评价确定。必要时,还应提出联网各方的财务效益和费用分配的建议。

6.0.4 水电站的设计保证率,应根据水电站所在电力系统的负荷特性、系统中的水电比重、河川径流特性、水库调节性能、水电站的规模及其在电力系统中的作用,以及设计保证率以外时段出力降低程度和保证系统用电可能采取的措施等因素,参照表6.0.4选用。

表6.0.4 水电站设计保证率

电力系统中水电容量比重(%)	<25	25～50	>50
水电站设计保证率(%)	80～90	90～95	95～98

6.0.4.1 当系统内有多座水电站时,应按水电站群统一选择设计保证率。

6.0.4.2 选择设计保证率时,应使保证率以外特枯水年份水电站(群)的不足出力与电量,可用系统火电站全部事故备用容量的50 %弥补为限,否则应提高设计保证率。

6.0.5 设计枯水年的电(水)量频率应基本等于设计保证率,丰水、平水、枯水代表年的年电量均值应等于或接近于多年平均年发电量。

6.0.5.1 丰水、平水、枯水代表年应以水电站群为主进行选择,并尽量考虑使设计水电站的年电(水)量的频率接近于水电站群代表年的频率。

6.0.5.2 当选择机组和输水道尺寸时,则应以设计水电站为主选择代表年。

6.0.6 设计水电站的能量指标,应根据本电站的径流系列计算。采用与水电站群相同的设计保证率计算保证出力,用全部径流系列或代表年计算多年平均年发电量。

6.0.7 水电站的设计水平年,应根据电力系统的能源资源、水火电比重与设计水电站的具体情况论证确定。可采用第一台机组投入后的5～10年,也可经过逐年电力、电量平衡,通过经济比较,在选择装机容量的同时,一并选择。

7 电力、电量平衡

7.0.1 电力、电量平衡要求全电力系统在电力、电量和调峰能力方面都达到供需平衡。年电力平衡必须根据系统年内各月最大负荷曲线进行编制;年电量平衡应采用各月平均负荷曲线;日平衡则应采用典型日的负荷曲线。

7.0.2 进行电力、电量平衡时,应合理安排各类电站的运行方式。对在设计水电站以前投产的其他水电站,应优先利用其容量和电量。

7.0.3 系统负荷备用容量可采用系统最大负荷的2 %～5 %。大系统用较小值,小系统用较大值。

负荷备用宜由靠近负荷中心,且具有大水库和大机组的水电站担负。若需安排日调节或无压引水式水电站承担负荷备用时,则水库应具有相应备用容量可连续工作2 h的备用容积。

7.0.4 系统事故备用容量应根据系统负荷水平、电源结构综合分析确定。

系统事故备用容量采用系统最大负荷的10 %左右。但不得小于系统中最大一台机组的容量。

7.0.5 系统事故备用容量在电站间可按各类电站工作容量的比例分配,调节性能好和靠近负荷中心的水电站,可担负较大的事故备用容量。

承担系统事故备用的各类电源,均应具有相应的能量或燃料储备。其中,承担事故备用的水电站,应在水库内预留所承担事故备用容量在基荷连续运行3～10 d的备用容积(水量),若该备用容积小于水库兴利库容的5 %时,则可不专设事故备用库容。

7.0.6 系统检修备用容量的设置及其大小,应根据系统设计枯水年的电力平衡确定。各类机组的年计划检修时间平均可采用:火电机组为45 d;常规水电站和抽水蓄能电站机组为30 d,但对多沙河流上的水电机组,可适当增加;核电机组为60 d。

7.0.7 参与系统电力、电量平衡的各类电源均应满足该类电源的技术特性。

7.0.8 参与系统日电力、电量平衡的各类电源的可调容量和发电量,必须满足系统日负荷各种运行工况的电力电量平衡。

7.0.8.1 除正在检修的机组外,全系统机组额定容量减受阻容量后的可调容量,应大于或等于系统最大负荷与负荷和事故备用容量之和。

7.0.8.2 开机容量中的可调容量,应大于或等于日最大负荷与旋转备用之和。旋转备用为全部负荷备用加事故备用的一半。

7.0.8.3 开机容量的允许最小技术出力,应小于或等于最小负荷。

7.0.8.4 各类电站的发电量之和,应等于系统所需电量。

7.0.8.5 若需进行周电力、电量平衡时,亦应满足上述各项要求。

7.0.9 当设计水电站的水库调节性能较差,且电力系统内水电站有相当比重时,应通过电力、电量和调峰能力的平衡,计算设计水电站的容量效益与电量效益。

7.0.10 年电力平衡至少应根据设计枯水年逐月进行,平衡成果以图表表示。应按月列出系统最大负荷、负荷和事故备用及各类电站的装机容量、工作容量、负荷和事故备用容量、受阻容量、空闲容量和机组检修容量。其中设计水电站应单独列出。

汛期水头受阻较大的水电站,应编制丰水年的电力平衡。

对设计水电站规模大,且水电比重也较大的电力系统,还应进行特别枯水年的电力平衡。

7.0.11 年电量平衡应按丰、平、枯三个代表年分别编制,并以图表分月列出系统所需电量、各类电站的电量效益、水电站的强制弃水电量、抽水蓄能电站的抽水耗电量和发电量。其中设计水电站应

单独列出。

7.0.12 年电力、电量平衡编制所依据的系统负荷曲线,可以是静态的,也可采用动态的。当采用静态负荷曲线时,本年度新投入运行机组不参加平衡;当按动态负荷曲线进行平衡时,本年度新增机组从其正式投产月份开始参加平衡。

7.0.13 为阐明设计水电站从第一台机组投产到设计水平年之间的逐年容量效益和电量效益,应对该时期内每年或每隔二、三年编制系统电力、电量平衡;在设计水平年之后,设计水电站的容量效益和电量效益可认为不变。若设计水平年之后几年内有显著影响设计水电站运行方式或能量效益的变化因素,则应补充进行该年的电力、电量平衡。

7.0.14 在下列情况下,应进行分区电力、电量平衡:

(1)供电范围涉及两个以上电力系统;

(2)系统中有若干电站分区供电;

(3)地区之间输电能力较弱;

(4)水电站群实施电力补偿调节,且电力交换较大。

8 特征水位选择

8.0.1 正常蓄水位选择,应根据电力系统和其他部门的要求及水库淹没、坝址地形、地质、水工布置、施工条件、梯级影响、生态与环境保护等因素,拟定不同方案,通过技术经济论证及综合分析比较确定。

8.0.2 选择正常蓄水位时,必须特别重视水库淹没。应将淹没损失的大小、移民安置的难易程度,作为方案比较的重要因素。

各正常蓄水位方案的淹没损失应按相应的回水影响范围计算。应考虑泥沙淤积对回水的抬高;在有可能盐碱化的地区,尚应考虑水位抬高加重盐碱化造成的损失。

8.0.3 对多年调节水库,当比较正常蓄水位方案时,应考虑水库初期蓄水时间不同引起的效益和费用的变化。计算水库充蓄时应考虑下游已建和在建的水电站或其他部门对本电站放水的要求。

8.0.4 选择正常蓄水位时,还应考虑不同淤积年限对库容、效益和上游梯级的影响。当淤积严重时,则应考虑泥沙淤积部位对库区航运、供水、灌溉等的不利影响。

8.0.5 汛期限制水位选择,应根据洪水反泥沙特性,研究对防洪、发电及其他部门和对水库淹没、泥沙冲淤及淤积部位、水库寿命、枢纽布置以及水轮机运行条件等方面的影响,通过对不同方案的效益和费用的比较,综合分析确定。

8.0.6 死水位选择,应比较不同方案的电力、电量效益和费用,并应考虑其他部门对水位、流量的要求和泥沙冲淤、水轮机运行工况以及闸门制造技术对进水口高程的制约等条件,经综合分析比较确定。

死水位选定后,如降低进水口高程能提早发电,缩短放空水库时间,或能明显缓和特枯水年的用水、用电矛盾时,则可通过分析计算确定极限死水位。

8.0.7 当设计水电站的上、下游有已建、在建和近期拟建的水电站时,应计算本电站不同正常蓄水位、汛期限制水位、死水位与这些电站相互之间的电力、电量影响。

9 装机容量选择

9.0.1 设计水电站的装机容量,必须充分研究水库调节性能、综合利用要求、系统负荷水平及其特性、水电站的供电范围及其在系统中的作用、水火电比重、各类电站的合理运行方式等,进行各种代表年的电力、电量和调峰能力平衡,计算各装机方案的容量、电量效益与费用,通过方案比较合理确定。

9.0.2 设计水电站的装机容量可按预定设计水平年的电力、电量平衡选择,也可通过从第一台机组投产到设计水平年期间逐年的电力、电量平衡与设计水平年同时选定。

9.0.3 引水式水电站的装机容量宜与输水道尺寸、日调节池容积同时选择。

9.0.4 当设计水电站按电力、电量平衡选定装机容量后,弃水较多且历时较长时,应计算增加装机的电量效益及节约系统燃料的效益,并与所增加的费用进行比较,论证增设重复容量的经济合理性。

9.0.5 当设计水电站有较多季节性电量受负荷限制不能被充分利用,有可能配置季节性用户时,则应根据该地区经济发展、原材料资源、交通运输等条件,论证其经济合理性。

9.0.6 当系统中同时有若干座水电站进行设计且有可能基本同时投产时,首先应将设计诸电站视为一个整体,确定其总装机规模,然后按费用最小准则在这些电站间进行容量分配。

9.0.7 对下列情况,应研究预留机组的经济合理性:

(1)预计上游将有调节性能较好的水库投入,可显著增加设计水电站的动能效益;

(2)在水能资源缺乏而系统负荷增长较快的地区,设计水电站有可能承担远景更多的尖峰负荷;

(3)设计水电站径流利用程度很低,而远景由于供电范围或综合利用部门用水方式发生变化,可提高其水量利用程度。

9.0.8 选择梯级水电站装机容量时,应在经济合理的原则下协调上下梯级电站的引用流量,并研究当上游水电站检修或发生事故时尽量少影响下游电站运行的经济合理措施。

9.0.9 已建水电站扩大装机容量时,应计算扩机增容的电力、电量效益,并分析电站部分电量由负荷图下部转向峰荷而增强系统调峰能力的效益,通过方案比较合理确定扩机容量。

10 水轮机机组、机型选择

10.0.1 水轮机机组、机型选择应包括型式、额定水头、台数、转轮直径、额定转速及安装高程的选择。

10.0.2 水轮机额定水头应根据所设计水电站水头变化特性、电量加权平均水头和电力、电量平衡的要求进行选择,并宜与机型、台数、直径及额定转速同时选择。选择中还应研究水轮机机组水头预想出力降低对系统电力、电量平衡的影响。

10.0.3 水轮机机组机型及机组容量,应根据电站的出力及水头变化特性、枢纽布置、设备制造水平和运输条件以及电力系统的运行要求等因素,计算不同方案的容量、电量效益与费用,通过综合分析比较选择。为保证电力系统运行安全灵活,机组台数不宜少于两台。

10.0.4 各机组方案的容量效益,应通过设计枯水年电力平衡确定。对于低水头水电站还应用丰水年进行校核。

10.0.5 各机组方案的电量效益应计及水轮机效率的差别,对调峰水电站应按丰、平、枯三个代表年分别在日负荷图上的工作位置,根据逐时的流量与水头确定效率并计算电量。对径流式电站,可根据日流量历时曲线及相应水头确定效率并计算电量效益。

10.0.6 水轮机安装高程,应根据水轮机机组汽蚀特性及在各种工况下允许的吸出高度值和相应的下游尾水位,经综合分析比较选择。

11 输水道尺寸及日调节池容积选择

11.0.1 引水式水电站输水道尺寸和日调节池容积的选择,应根据地形、地质、冰凌情况及电站的日运行方式,并结合电站装机容量和机组、机型选择,经过综合分析比较确定。考虑到远景日运行方式、泥沙淤积及水头损失等难以确切计算,选定输水道尺寸和日调节池容积时,应适当留有余地。

11.0.2 有压输水道的断面或无压输水道的纵坡,应计算各方案的容量和电量效益与费用,通过方案比较选择。必要时,输水道的有压、无压类型也应通过方案比较选择。

堤坝式水电站输水道尺寸选择可简化。

11.0.2.1 各比较方案的容量效益应由设计水平年按设计枯水年电力平衡确定。对调峰水电站应据其在日负荷图上的工作位置,逐时计算水头损失及电站出力,并考虑水轮机水头预想出力的限制。

11.0.2.2 各方案的电量效益应考虑输水道的水头损失,按如下规定计算:

(1)对调节性能好的大型水电站,应按丰、平、枯等代表年及几个典型日的电站运行方式,逐时计算;

(2)对仅有日调节能力的水电站,应据电站日流量历时曲线或按季或按月的分段流量及相应的日运行方式计算;

(3)对径流式水电站可采用日流量历时曲线计算。

11.0.3 有几条输水道时,计算水头损失所采用的流量,可简化为全电站流量平均分配。必要时,则按输水道和机组特性用单位耗水率相等原则分配流量。

11.0.4 日调节池容积应根据设计水平年及相应于设计保证率的流量和可能的日运行方式计算。如有几座水电站共同在系统峰荷区运行,应考虑这些水电站在负荷图上工作位置的变化。日调节池容积应适当留有余地。

应重视泥沙淤积对调节池容积的影响。必要时,应采取冲沙防淤措施。

寒冷地区必须考虑冰凌对库容的影响。

11.0.5 利用无压渠道最高、最低水位间的容积进行日调节时,应与专建日调节池方案进行比较。渠道所能提供的日调节容积应根据水力学计算确定,并满足渠水位允许的变幅和变率条件。

11.0.6 选择梯级水电站日调节池容积时应考虑:

(1)当没有其他综合利用部门限制时,梯级水电站尽可能同步运行;

(2)计算下游电站日调节容积时,应考虑上级电站流量流达本电站时间、河槽或渠道的调蓄以及区间流量等因素;

(3)考虑上下游梯级电站机组检修时各电站工作位置变化的影响。

12 初期蓄水和装机程序

12.0.1 当水库蓄水时间较长时,应根据上游不同来水情况、工程施工和移民进度、各用水部门必需的用水要求等,研究初期用水分配及放水措施,选择初期蓄水方案。

12.0.2 水电站装机程序应根据水库蓄水进度、机电设备供应计划及其效益发挥过程,通过电力系统逐年电力、电量平衡和经济比较确定。

当电力系统有几座水电站可能同时投入新机组时,这些电站的装机程序可根据各电站的补充单位容量投资和补充单位电量投资具体安排。

12.0.3 当研究工程分期建设方案时,应考虑以下因素:

(1)不同水平年的负荷和综合利用要求;

(2)库区分期淹没损失、控制高程和移民安置规划;

(3)分期施工的技术可能条件;

(4)分期效益、费用;

(5)水轮机允许的水头和出力范围,应尽可能适应水电站运行的不同时期。必要时,可研究后期更换机组或改建措施。

13 抽水蓄能电站动能设计

13.0.1 抽水蓄能电站动能设计应包括以下内容:

(1)阐明设计抽水蓄能电站在电力系统中的调峰、填谷、担任备用、改善系统运行条件等效益,论证其建设必要性、经济合理性和财务可行性;

(2)选择上、下水库库址及库容,确定相应特征水位;

(3)选择装机容量和抽水电源;

(4)选择机组、机型;

(5)选择输水道尺寸。

13.0.2 当抽水蓄能电站上、下水库的库址有选择余地时,应根据电力系统需求和地形、地质、水源、生态与环境等条件和工程费用,结合装机容量,通过方案比较选定。

13.0.3 拟定抽水蓄能电站建设方案时,必须落实水源。上、下水库的径流除应能满足综合利用各部门的需水量外,还应保证水库初期充蓄和运行期补给水库蒸发、渗漏和结冰损失的水量。当径流不能满足需要量时,应有落实的补水措施,补水工程应具有相应深度的设计文件。

13.0.4 当利用已建水库作为抽水蓄能电站的水库时,若对该水库原有功能有不利影响时,应采取工程改建或补救措施,或给予经济补偿。

13.0.5 当利用天然湖泊作为抽水蓄能电站的水库时,为了论证建设条件和选择装机容量及特征值,应了解该湖泊的水情、水位变化规律及其变率和变幅,分析建设抽水蓄能电站对其可能引起的变化,以及对生态与环境和有关用水部门的影响。必要时,应提出补救措施。

13.0.6 在选择抽水蓄能电站装机容量时,应着重研究以下几个方面的内容:

(1)电力系统负荷水平、负荷特性和各种电源的运行特性;

(2)电力系统调峰能力平衡;

(3)水源及上、下水库的水量平衡;

(4)抽水电源的可靠性;

(5)抽水蓄能机组抽水运行特性对电力、电量平衡的影响;

(6)在有、无设计抽水蓄能电站两种情况下,电力系统燃料消耗量的差别;

(7)负荷特性、负荷水平有不确定性,应研究其对装机容量的影响。

13.0.7 抽水蓄能电站上、下库的库容应和装机容量同时选定。库容包括发电所需库容、紧急事故备用库容和死库容。发电所需库容应据设计枯水年抽水蓄能电站在负荷图上的工作位置计算;死库容据地形、进出水口布置和电站的水头条件分析确定。库容确定时还应考虑泄洪、泥沙淤积、结冰、负荷水平和特性的不确定性等因素的影响,并留有余地。

13.0.8 在抽水蓄能电站设置紧急事故备用容量时,应在上、下水库留有事故备用库容。该库容可按抽水蓄能电站事故备用容量在峰荷运行小时数所需的水量确定。

13.0.9 抽水蓄能机组应根据电站的运行方式、发电水头、抽水扬程、装机容量,结合机组特性、供应条件等,拟定不同台数、型式(二机、三机或四机式)、机型和参数的若干方案,通过比较选定。

选择单机容量时,应考虑其启动抽水对电力系统稳定运行的冲击影响,并留有余地。

13.0.10 抽水蓄能机组的额定水头、额定扬程选择,应根据上、下库水位变幅、水头损失及电站运行方式分析确定。

13.0.11 抽水蓄能电站的年发电量和年抽水耗电量应按以下条件分别计算,从中统计年值:

(1)按电站在逐月典型日负荷曲线上的工作位置并结合机组运行特性以及系统负荷月不均衡性计算,在方案比较阶段可适当简化;

(2)当抽水蓄能电站的运行受电力系统中水电站影响较大时,还应按丰、平、枯水年分别计算;

(3)当抽水蓄能电站上库有较多天然径流时,其发电量应包括利用天然径流的电量。

附加说明

主 编 单 位: 电力工业部水电水利规划设计总院、中南勘测设计研究院

参 加 单 位: 成都勘测设计研究院、华东勘测设计研究院、黄河水利委员会勘测规划设计院

主要起草人: 曹学敏 张进谦 张 挺 孙若蕴 李泰然 陈礼严
胡葆英 杨玉增 张毓刚 朱铁铮 欧阳华 倪定远