

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB/T 51397 – 2019

柔性直流输电成套设计标准

Design standard for VSC-HVDC system

2019 – 09 – 25 发布

2020 – 01 – 01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
国家市场监督管理总局

联合发布

中华人民共和国国家标准

柔性直流输电成套设计标准

Design standard for VSC-HVDC system

GB/T 51397 - 2019

主编部门：中 国 电 力 企 业 联 合 会

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期：2 0 2 0 年 1 月 1 日

中国计划出版社

2019 北 京

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

2019 年 第 259 号

住房和城乡建设部关于发布国家标准 《柔性直流输电成套设计标准》的公告

现批准《柔性直流输电成套设计标准》为国家标准,编号为 GB/T 51397—2019,自 2020 年 1 月 1 日起实施。

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

中华人民共和国住房和城乡建设部

2019 年 9 月 25 日

前 言

根据住房和城乡建设部《关于印发〈2016 年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》(建标〔2015〕274 号)的要求,标准编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,参考有关国际标准和国外先进标准,并在广泛征求意见的基础上,编制本标准。

本标准的主要技术内容是:总则、术语、总体要求、设计条件、设计要求、接地方式、电气主接线、主回路参数计算、过电压和绝缘配合计算、暂态电流计算、可靠性和可用率、换流站一次设备参数要求和换流站控制保护系统。

本标准由住房和城乡建设部负责管理,由中国电力企业联合会负责日常管理,由国网经济技术研究院有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程中如有意见或建议,请寄送国网经济技术研究院有限公司(地址:北京市昌平区未来科学城北区国家电网公司办公区,邮编:102209)。

本标准主编单位:中国电力企业联合会

国家电网有限公司

本标准参编单位:国网经济技术研究院有限公司

南京南瑞继保电气有限公司

许继电气股份有限公司

中南电力设计院

全球能源互联网研究院有限公司

福建省电力公司

浙江省电力公司

浙江省电力设计院

本标准主要起草人员:陈 东 郭贤珊 乐 波 梅 念

李 探	魏 争	厉 璇	李高望
赵 峥	薛英林	苑 宾	陈 钊
许 冬	杜晓磊	杨一鸣	马为民
石 岩	卢 宇	吴金龙	许韦华
杨 杰	韩 坤	胡仙来	付 颖
吴方劼	卢亚军	马玉龙	熊凌飞
蒲 莹			

本标准主要审查人员：项力恒 高海峰 卜广全 刘少宇
 蔡 巍 吴克芬 庞亚东 曾 静
 胡文华 庞 辉

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	总体要求	(5)
4	设计条件	(8)
4.1	环境条件	(8)
4.2	大件运输条件	(9)
4.3	交流系统条件	(9)
4.4	直流输电线路和接地极参数	(12)
5	设计要求	(15)
5.1	额定值	(15)
5.2	柔性直流输电系统运行方式和控制模式设计	(16)
6	接地方式	(19)
7	电气主接线	(21)
8	主回路参数计算	(24)
8.1	基本控制策略	(24)
8.2	主设备参数计算	(24)
8.3	有功无功运行区间计算	(24)
8.4	运行特性计算	(25)
9	过电压和绝缘配合计算	(26)
9.1	绝缘配合的步骤	(26)
9.2	避雷器配置基本原则	(26)
9.3	过电压类型	(26)
9.4	保护水平和绝缘水平	(28)
9.5	爬电距离的确定	(28)

9.6 暂态过电压计算	(29)
10 暂态电流计算	(30)
11 可靠性和可用率	(32)
12 换流站一次设备参数要求	(34)
12.1 VSC 阀	(34)
12.2 联接(换流)变压器	(34)
12.3 桥臂电抗器	(35)
12.4 直流电抗器	(36)
12.5 启动电阻	(37)
12.6 交流/直流侧接地装置	(37)
12.7 直流开关	(39)
12.8 避雷器	(41)
12.9 测量装置	(42)
13 换流站控制保护系统	(44)
13.1 系统设计总体要求	(44)
13.2 运行人员控制系统	(44)
13.3 交直流站控系统	(46)
13.4 直流控制系统	(47)
13.5 直流保护系统	(49)
13.6 远动通信系统	(52)
13.7 站主时钟系统	(52)
13.8 直流线路故障定位系统	(52)
13.9 故障录波系统	(53)
13.10 保护故障录波信息管理子站	(54)
13.11 对其他二次子系统的设计要求	(55)
13.12 试验要求	(55)
本标准用词说明	(57)
引用标准名录	(58)
附:条文说明	(59)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	General requirements	(5)
4	Design conditions	(8)
4.1	Environmental conditions	(8)
4.2	Oversize-cargo transportation conditions	(9)
4.3	AC system conditions	(9)
4.4	Parameters of HVDC transmission lines and earth electrodes	(12)
5	Design requirements	(15)
5.1	Rated values	(15)
5.2	Design of operating modes and control modes of VSC-HVDC system	(16)
6	Grounding modes	(19)
7	Single line diagram	(21)
8	Main circuit parameter calculation	(24)
8.1	Basic control strategy	(24)
8.2	Main equipment parameter calculation	(24)
8.3	PQ capability calculation	(24)
8.4	Operating characteristic calculation	(25)
9	Overvoltage and insulation coordination calculation	(26)
9.1	Procedure of insulation coordination	(26)
9.2	Basic principles of arrester configuration	(26)

9.3	Types of overvoltage	(26)
9.4	Protection levels and insulation levels	(28)
9.5	Determining of creepage distance	(28)
9.6	Transient overvoltage calculation	(29)
10	Transient current calculation	(30)
11	Reliability and availability	(32)
12	Parameter requirements of converter station	
	primary equipments	(34)
12.1	VSC valve	(34)
12.2	Interface (converter) transformer	(34)
12.3	Arm reactor	(35)
12.4	DC reactor	(36)
12.5	Pre-insertion resistor	(37)
12.6	AC/DC side grounding device	(37)
12.7	DC switch	(39)
12.8	Arrester	(41)
12.9	Measuring equipment	(42)
13	Control and protection system of converter	
	station	(44)
13.1	General requirements of system design	(44)
13.2	Operator control system	(44)
13.3	AC/DC station control system	(46)
13.4	DC control system	(47)
13.5	DC protection system	(49)
13.6	Telecontrol communication system	(52)
13.7	Station main clock system	(52)
13.8	DC transmission line fault location system	(52)
13.9	Fault recording system	(53)
13.10	Protection and fault recording information	

management substation	(54)
13. 11 Design requirements for other secondary subsystems	(55)
13. 12 Test requirements	(55)
Explanation of wording in this standard	(57)
List of quoted standards	(58)
Addition: Explanation of provisions	(59)

1 总 则

1.0.1 为使柔性直流输电成套设计贯彻国家的基本建设方针和技术经济政策,做到安全可靠、先进适用、经济合理、环境友好,同时为适应我国柔性直流输电工程建设发展的需要,统一柔性直流输电成套设计技术要求,提高成套设计质量,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于柔性直流输电成套设计,不包括换流站工程、直流线路、接地极及其线路设计的内容。对于某些工程的特殊要求,可根据具体的功能规范在此标准的基础上进一步研究确定。

1.0.3 柔性直流输电成套设计除应符合本标准外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 电压源换流器 voltage-sourced converter (VSC)

一种三相桥式接线的全控型换流器,由集中的直流电容器或换流器各桥臂内的多个分散式直流电容器提供平滑的直流电压。

2.0.2 模块化多电平换流器 modular multi-level converter (MMC)

一种多电平电压源换流器,每个桥臂由若干子模块串联组成。

2.0.3 柔性直流输电 VSC-HVDC transmission

基于电压源换流器的直流输电技术。

2.0.4 两端柔性直流输电系统 two-terminal VSC-HVDC system

由两个柔性直流换流站和连接它们的直流线路组成的柔性直流输电系统。

2.0.5 多端柔性直流输电系统 multi-terminal VSC-HVDC system

由多于两个柔性直流换流站和连接它们的直流输电线路组成的柔性直流输电系统。

2.0.6 全接线运行方式 full connection operation mode

柔性直流输电系统中所有线路及设备都投入运行的运行方式。

2.0.7 非全接线运行方式 partial connection operation mode

在全接线运行方式基础上考虑部分线路或设备退出运行后的运行方式。

2.0.8 有功无功运行区间 PQ capability

指定交直流电压范围下,柔性直流换流站与交流系统交换有功功率和无功功率的能力区间。

2.0.9 接地方式 grounding mode

为柔性直流换流站主回路提供零电位参考点的接地点位置和连接方式。

2.0.10 换流站额定功率 rated power of converter station

在最高环境温度下,所有冷却设备可用但备用冷却不投入运行时,交直流电压在稳态运行范围内,换流站交流母线与本站交换的最大设计功率。

2.0.11 联网换流站 converter station connected to AC grid
接入交流电网的换流站。

2.0.12 孤岛换流站 islanded converter station

交流侧接入孤岛新能源电场或无源负荷的换流站。

2.0.13 调制比 modulation index

换流器输出的交流相电压基波峰值与换流器直流端间电压的一半的比值。

2.0.14 电压源换流器阀(VSC 阀) VSC valve

在电压源换流器中实现交直流变换的完整可控电力电子装置。

2.0.15 联接(换流)变压器 interface (converter) transformer

连接在电压源换流器与交流系统之间的变压器,主要起匹配交流系统电压与电压源换流器直流侧电压、提供部分换相电抗和阻断与交流系统零序分量传递的作用。

2.0.16 桥臂电抗器 arm reactor

位于桥臂上和 VSC 阀串接的电抗器。

2.0.17 直流电抗器 DC reactor

位于直流母线或直流线路上的电抗器。

2.0.18 直流断路器 DC circuit breaker

能够关合、承载和开断柔性直流输电系统中的稳态直流电流,并能在规定的时间内关合、承载和开断柔性直流输电系统中的故障直流电流的设备。

2.0.19 直流电容器 DC capacitor

电压源换流器中主要承受直流电压的电容器。

2.0.20 启动电阻 pre-insertion resistor

柔性直流换流站不控充电过程中为减少电压源换流器充电电流而投入的电阻。

3 总体要求

3.0.1 柔性直流输电成套设计应将柔性直流输电系统作为一个整体进行系统设计,以实现柔性直流输电系统整体性能的优化。系统设计应包括下列内容:

- 1 运行方式和控制模式设计;
- 2 接地方式研究;
- 3 电气主接线设计;
- 4 主回路参数计算;
- 5 过电压和绝缘配合计算;
- 6 暂态电流计算;
- 7 直流系统性能设计;
- 8 联接(换流)变压器直流偏磁电流的计算;
- 9 联接(换流)变压器有载调压开关控制功能和参数研究;
- 10 直流控制保护系统设计。

3.0.2 运行方式和控制模式设计应包括下列内容:

- 1 运行方式及其转换过程;
- 2 控制模式和控制策略。

3.0.3 接地方式研究应包括下列内容:

- 1 接地点的位置及形式;
- 2 接地方式的选择对无功消耗、零序电流传递、联接(换流)变压器、损耗、站用电的影响;
- 3 主接地点和备用接地点的切换(如有)。

3.0.4 电气主接线设计应包括下列内容:

- 1 接线形式选择;
- 2 主设备配置及接线。

- 3.0.5** 主回路参数计算应包括下列内容：
- 1 基本控制策略研究；
 - 2 主设备参数计算；
 - 3 有功无功运行区间计算；
 - 4 运行特性计算。
- 3.0.6** 过电压和绝缘配合计算应包括下列内容：
- 1 避雷器保护及配置方案；
 - 2 过电压类型及其防护；
 - 3 保护水平和绝缘水平；
 - 4 雷电防护的要求；
 - 5 决定爬电距离的电压；
 - 6 暂态过电压。
- 3.0.7** 暂态电流计算应包括下列内容：
- 1 换流站设备承受的暂态电流峰值；
 - 2 换流站设备承受的电流平方时间积(如需)。
- 3.0.8** 直流系统性能设计应包括下列内容：
- 1 接入交流系统潮流稳定及附加控制研究；
 - 2 孤岛运行方式研究(如需)；
 - 3 交直流并联系统性能研究(如需)；
 - 4 多回直流相互影响研究(如需)；
 - 5 用于确定换流器的控制功能和控制参数的动态性能研究；
 - 6 换流站损耗计算；
 - 7 可靠性和可用率研究。
- 3.0.9** 直流控制保护系统设计应包括下列内容：
- 1 系统分层结构设计；
 - 2 控制系统及功能设计；
 - 3 保护系统及功能设计；
 - 4 对其他二次子系统的设计要求。
- 3.0.10** 设备或子系统技术规范应包括下列内容：

- 1 VSC 阀；
- 2 联接(换流)变压器；
- 3 直流断路器(如有)；
- 4 桥臂电抗器；
- 5 直流电抗器(如有)；
- 6 启动电阻；
- 7 开关设备；
- 8 接地装置(接地电阻、接地电抗器等)；
- 9 测量设备；
- 10 避雷器；
- 11 套管；
- 12 绝缘子；
- 13 交流滤波器(如有)；
- 14 运行人员控制系统；
- 15 交直流站控系统；
- 16 直流控制系统；
- 17 直流保护系统；
- 18 故障录波系统；
- 19 保护故障录波信息管理子站；
- 20 电能量计费系统终端设备；
- 21 直流线路故障定位系统；
- 22 站主时钟系统等。

4 设计条件

4.1 环境条件

4.1.1 应取得换流站的环境资料或数据,包括气象数据、污秽水平、地震烈度或动峰值加速度、海拔高度、站址地下水深度及土壤电阻率。

4.1.2 换流站的气象数据应包括下列内容:

- 1 气温;
- 2 多年平均气压;
- 3 湿度;
- 4 风向、风速;
- 5 降水量;
- 6 其他气象数据。

4.1.3 气温数据应包括下列内容:

- 1 极端最高气温;
- 2 极端最低气温;
- 3 年均气温;
- 4 最热月的月平均气温;
- 5 最热日的日平均气温;
- 6 最冷月的月平均气温;
- 7 最冷日的日平均气温。

4.1.4 湿度数据应包括下列内容:

- 1 平均相对湿度;
- 2 最小相对湿度。

4.1.5 风向、风速数据应包括下列内容:

- 1 多年平均风速;

2 50 年或 100 年一遇离地面 10m 高的 10min 平均最大风速；

3 经常性风向。

4.1.6 降水量数据应包括下列内容：

1 年降雨量；

2 最大月降雨量；

3 24h 最大降雨量。

4.1.7 其他气象数据应包括下列内容：

1 累年最大积雪深度；

2 太阳辐射强度；

3 平均雷暴天数；

4 最大雷暴天数；

5 设计覆冰。

4.1.8 污秽水平应符合下列规定：

1 应取得换流站的自然积污水平。承受直流电压的设备，污秽水平应用直流电压作用下设备外绝缘自然积污水平表示。无法直接获得直流电压作用下设备外绝缘自然积污水平时，可通过测量交流电压作用下设备外绝缘自然积污水平推算直流电压下的积污水平，但应选择适当的直交流积污比系数。

2 应针对设备耐受的电压，综合考虑伞形、直径、绝缘材质、布置方式等因素确定具体的爬电比距。

4.2 大件运输条件

4.2.1 大件运输条件应包括运输方式、距离以及对设备最大尺寸和重量的限制等。

4.2.2 联接(换流)变压器、电抗器等设备应满足大件运输条件。

4.3 交流系统条件

4.3.1 应取得相关交流系统的概况。

4.3.2 交流系统描述应明确工程投产年及远景年的系统情况,并应包括下列内容:

- 1 本柔性直流输电工程投产计划;
- 2 换流站所在区域电网与主网的联系;
- 3 换流站工程投产年及远景年接入系统方案:包括出线规模、线路参数及长度、与换流站相关的电站的装机进度计划、机组功率和台数等。

4.3.3 应取得下列交流系统数据,作为主回路参数计算以及校验柔性直流输电系统各种性能的输入条件:

- 1 换流站交流母线电压:包括额定持续运行电压、稳态运行电压范围、极端运行电压范围;
- 2 换流站接入交流系统的频率:包括额定频率、稳态频率变化范围、事故时频率变化范围、故障清除后频率变化范围;
- 3 换流站交流母线的背景谐波电压和工频负序电压;
- 4 换流站交流母线的短路水平;
- 5 故障清除时间;
- 6 交流线路故障单相重合闸时序。

4.3.4 换流站交流母线的背景谐波电压和工频负序电压应满足下列要求:

- 1 换流站交流母线的背景谐波电压可通过实际测量后经系统谐波潮流计算得到;其中,各次谐波电压可认为是正序、负序或正负序组合,但算术和应相等;背景谐波电压相对于正序工频电压的相角应选取适当的值,使在换流站交流母线上的谐波电压幅值最大;

- 2 换流站交流母线的负序工频电压可取正序工频电压的1%。

4.3.5 换流站交流母线的短路水平应满足下列要求:

- 1 换流站交流母线的短路水平应包括交流母线最大三相、最大单相、最小三相短路电流,对应的短路容量(含计算短路容量的

基准电压水平)以及系统电抗和电阻的比值;对于分阶段建设的工程,换流站交流母线短路水平应根据不同阶段分别明确;

2 短路电流最大值计算方式宜为全接线、全开机方式;

3 短路电流最小值计算方式宜为:小方式下,考虑对换流站短路电流贡献最大的 1 回出线检修,也可同时考虑系统中与换流站交流母线相邻节点 1 回出线检修。

4.3.6 故障清除时间应包括交流系统主保护故障清除时间以及后备保护故障清除时间。

4.3.7 交流线路故障单相重合闸时序可包括故障开始时刻、切除故障相时刻、故障相重合时刻以及重合不成功跳三相时刻。

4.3.8 用于交直流系统仿真研究的等值系统和模型应满足下列要求:

1 交直流系统仿真研究的等值系统所考虑的运行方式应综合本直流工程投产年及远景年的各种典型运行方式选取。

2 应对等值系统与原始网络的保留部分进行校核,以保证等值系统与原始网络在关心的换流站附近范围内具有相同或相近的特性,并应满足下列要求:

1)有功及无功潮流结果与原网应一致;

2)等值系统内保留节点的电压水平与原网应一致;

3)保留范围内各母线短路电流与原网误差不应超过 5%,
换流母线短路电流与原网误差不应超过 2%;

4)换流站近区交流系统故障时,换流母线动态电压恢复特性与原网宜一致。

3 等值系统中可使用电阻、电抗和电容元件组成静态等值电路表示被等值的系统,等值电路的谐波阻抗应以等值前全系统 100%的发电机次暂态电抗和 100%的变压器漏抗为基础计算得到。等值系统的正序阻抗应能正确表示所选定运行方式下系统的工频阻抗;等值系统的谐波阻抗应正确表示从指定的母线观察到的系统谐波阻抗,包括幅值和相位,其频率范围宜为

50Hz~500Hz。

4 交直流系统仿真的等值系统可用于下列研究：

- 1)对柔性直流控制和保护功能进行评价；
- 2)对柔性直流输电系统在不同控制模式下的交直流系统性能进行评价；
- 3)验证柔性直流输电系统的响应是否符合规定的响应；
- 4)对直流侧发生故障(包括站内故障、直流线路故障等)时的柔性直流输电系统性能进行评价；
- 5)对交流系统发生严重故障并引起交流母线电压下降及发生畸变时的柔性直流输电系统性能进行评价；
- 6)由交流系统不对称故障引起的直流侧暂态过电压研究；
- 7)交流侧和直流侧操作过电压和铁磁谐振等现象的研究；
- 8)扰动时柔性直流输电系统和当地发电机组之间的相互作用研究。

5 交直流系统仿真的等值系统不应用于下列用途：

- 1)工频过电压研究；
- 2)交流系统静态电压调节原则的验证。

4.3.9 用于工频过电压研究的等值系统应满足下列要求：

工频过电压研究可采用等值系统进行，等值系统可采用下列方法得到：采用网络等值程序得到等值系统从各保留母线看进去的戴维南等值阻抗，并通过比较采用等值系统和全系统的稳定模型计算得到的换流站母线电压变化验证等值的有效性；换流站交流母线电压可通过调整电压源电压得到，但应保持在本标准第4.3.3条第1款规定的极端运行电压范围内，所保留的其余真实母线电压也必须保持在极端运行电压范围内。

4.4 直流输电线路和接地极参数

4.4.1 应取得直流输电线路的起止点、电压等级、回路数、额定电流、线路长度等，并应取得架空线路参数、电缆线路参数、杆塔尺寸

参数、沿直流输电线路路径范围的大地电阻率数据。

4.4.2 架空线路参数应包括但不限于下列内容：

1 架空线路极导线结构参数：

- 1) 导线型号；
- 2) 结构：含极导线铝、钢部分各自的根数；
- 3) 截面积(mm^2)：含极导线铝、钢部分各自的截面积和总截面积；
- 4) 外径(mm)；
- 5) 20℃下的单位直流电阻(Ω/km)；
- 6) 弧垂(m)；
- 7) 相对磁导率；
- 8) 每极导线分裂根数及子导线分裂间距(m)；
- 9) 单位质量(kg/km)；
- 10) 计算拉断力(N)。

2 地线(或 OPGW)结构参数：

- 1) 地线型号；
- 2) 截面积(mm^2)；
- 3) 外径(mm)；
- 4) 20℃下的单位直流电阻(Ω/km)；
- 5) 弧垂(m)；
- 6) 相对磁导率；
- 7) 根数；
- 8) 单位质量(kg/km)；
- 9) 计算拉断力(N)。

4.4.3 电缆线路参数应包括但不限于下列内容：

- 1 电缆型号；
- 2 结构；
- 3 电缆导体总截面积(mm^2)；
- 4 正常运行时导体最高允许温度(℃)；

- 5 电容值($\mu\text{F}/\text{km}$);
 - 6 导体层、绝缘层、屏蔽层、护套等各层(如有)的外径和厚度(mm);
 - 7 各层的相对磁导率;
 - 8 绝缘层介电系数;
 - 9 导体层电阻率($\Omega \cdot \text{m}$);
 - 10 单位质量(kg/km);
 - 11 计算拉断力(N)。
- 4.4.4 对于平原、丘陵及山区等地形,应分别取得杆塔尺寸和铁塔接地电阻值,以及避雷线的保护角、一定的平均温度下的导线平均高度、地线平均高度。
- 4.4.5 应取得接地极及其线路(如有)的参数。
- 4.4.6 接地极(如有)参数应包括下列内容:
- 1 推荐的接地极极址距换流站的距离和方位;
 - 2 接地极极址土壤电阻率;
 - 3 接地极电阻。
- 4.4.7 接地极(如有)线路参数应包括但不限于下列内容:
- 1 导线数据:应满足本标准第 4.4.1 条~第 4.4.3 条的规定;
 - 2 杆塔数据:应满足本标准第 4.4.4 条的规定;
 - 3 沿接地极线路路径范围的大地电阻率数据。

5 设计要求

5.1 额定值

5.1.1 柔性直流输电系统设计应按规定的额定功率进行,同时还满足过负荷和降压运行的要求。

5.1.2 对于连续运行应满足下列要求:

1 柔性直流输电系统换流站的额定值在下列条件下应得到保证:

- 1)各端换流站交流母线电压处于稳态运行电压范围之内;
- 2)各端换流站接入交流系统频率处于稳态频率变化范围之内;
- 3)换流站所有的环境温度条件下;
- 4)所有备用设备退出运行。

2 在所有运行方式下,柔性直流输电系统由设备公差和控制误差导致的直流电压偏差不宜超过 $\pm 2\% \sim \pm 3\%$ 。

3 对于两端柔性直流输电系统,系统的额定功率和额定直流电压宜定义为送端换流站额定功率和额定直流电压,额定功率的结算点宜为送端换流站交流母线。

4 对于多端柔性直流输电系统,确定直流侧标称电压后,应通过扫描各种运行工况确定各端换流站的额定直流电压以及直流稳态运行电压范围。

5 对于换流站交流母线电压和接入交流系统频率的变化,柔性直流输电系统的额定值应满足下列要求:

- 1)在换流站交流母线极端运行电压范围和接入交流系统故障清除后频率变化范围内,柔性直流输电系统应能安全地启动并能连续运行;
- 2)在换流站交流母线稳态运行电压范围和接入交流系统故障清除后频率变化范围内,柔性直流输电系统输送能力

不宜下降；

- 3) 对换流站交流母线电压和接入交流系统频率均超出稳态范围的情况,柔性直流输电系统输送能力可有所下降；
- 4) 当换流站交流母线电压低于最低稳态运行电压,但不低于最低极端运行电压时,直流双极或单极运行方式下的输送功率标幺值不宜小于交流母线实际运行电压与对应的最低稳态运行电压的比值。

5.1.3 对于过负荷应满足下列要求：

1 在环境温度低或投入备用冷却设备条件下,柔性直流输电系统可具有一定的过负荷能力；

2 按连续运行额定值设计的柔性直流输电系统,在最高环境温度和备用冷却设备投入的条件下,其过负荷能力宜根据系统要求和 VSC 阀的过负荷能力综合确定,且不明显增加造价。

5.1.4 柔性直流输电系统可通过减少投入运行的子模块个数、降低子模块工作电压或配置全桥子模块以实现降压运行。

5.2 柔性直流输电系统运行方式和控制模式设计

5.2.1 柔性直流输电系统的运行方式设计应满足下列要求：

1 对于采用双极大地接线的两端柔性直流输电系统,可选择的运行方式包括双极大地运行方式(包括通过站内地网临时接地运行方式)、单极大地运行方式、单极金属回线运行方式、动态无功补偿(STATCOM)运行方式、试验运行方式等；

2 对于采用双极金属中线接线的两端柔性直流输电系统,可选择的运行方式包括双极金属中线运行方式、双极站内地网临时接地运行方式、单极金属回线运行方式、动态无功补偿(STATCOM)运行方式、试验运行方式等；

3 对于多端柔性直流输电系统,可选择的运行方式包括：

- 1) 全接线运行方式；
- 2) 非全接线运行方式。

5.2.2 柔性直流输电系统的控制系统设计应满足下列要求：

1 应配置有功类控制器、无功类控制器等，以及联接（换流）变压器分接开关控制等功能，以满足柔性直流输电系统的各种运行控制要求，并应使运行性能达到最优；

2 应设计特殊的控制功能，包括负序电流抑制、环流抑制、功率盈余控制（如需）等功能，并应进行优化，以满足规定的响应特性；

3 应调整各换流站的控制特性，在直流电流和直流电压响应之间达到最佳协调，以满足规定的响应要求；

4 应针对主备通信系统上的最大通信延时设计柔性直流输电系统的控制设备，以满足规定的性能要求；

5 柔性直流控制系统在规定的运行方式下，皆应满足规定的性能要求。

5.2.3 柔性直流输电系统的控制模式设计应满足下列要求：

1 应根据所接入的交流系统条件和工程实际，正确制定柔性直流输电系统的控制模式；

2 每个换流器的控制模式分为有功类控制模式和无功类控制模式；有功类控制模式的目标包括有功功率、直流电流、直流电压、交流系统频率等，无功类控制模式的目标包括无功功率、交流电压等；

3 对于采用双极接线的柔性直流输电系统，有功功率控制宜包括双极功率控制和单极功率控制。

5.2.4 稳态运行时，两端及多端柔性直流输电系统的有功类控制模式的目标宜按下列原则选择：

1 宜令一个接入交流系统较强的联网换流站选择定直流电压控制；

2 其他联网换流站宜选择定有功功率控制或定频率控制；

3 孤岛换流站宜选择定频率控制。

5.2.5 稳态运行时，两端及多端柔性直流输电系统的无功类控制模式的目标宜按下列原则选择：

1 联网换流站宜选择为定无功功率控制或定交流电压控制；

2 孤岛换流站宜选择为定交流电压控制。

5.2.6 柔性直流输电系统的启动控制策略设计应满足下列要求：

1 换流站启动时应先对直流电容器进行充电；

2 可通过在相应的充电回路中串接启动电阻，从交流侧或直流侧对换流站进行充电；

3 联网换流站宜选择交流侧充电方式，孤岛换流站宜选择直流侧充电方式；

4 启动控制应通过控制方式和辅助措施使柔性直流输电系统的直流电压在预期时间内上升到额定电压；

5 对于基于 MMC 的换流站，其不控充电后期可通过提前解锁、优化子模块电容并联电阻或采用辅助控制策略等方法防止子模块电容电压不平衡；

6 在柔性直流输电系统的启动过程中，应采取适当的过电压和过电流抑制策略。

5.2.7 柔性直流输电系统的附加控制设计应满足下列要求：

1 应充分利用柔性直流输电系统快速可控的特点进行直流功率的紧急控制和各种调制，帮助交流系统提高运行的暂态和动态稳定性；

2 附加控制可包括功率回降和提升、频率控制、交流电压紧急控制，阻尼振荡等调制；

3 开展功率回降和提升附加控制设计时，应通过系统研究得到功率的回降和提升水平；

4 开展频率附加控制设计时，应根据需要设计频率控制功能，在紧急条件下实现连续的交流系统频率控制；

5 开展交流电压紧急控制设计时，应根据需要设计交流电压控制功能，在紧急条件下实现对交流系统的电压支撑；

6 开展阻尼振荡附加控制设计时，应进行系统研究，分析柔性直流输电系统与交流系统之间发生振荡的可能性，并提出有效阻尼措施。

6 接地方式

6.0.1 对称单极接线的换流站接地方式的选择宜遵循下列原则：

1 对于高压大容量柔性直流输电系统，不宜采用直流极线经大电阻接地的方式；

2 当联接变压器网侧为直接接地系统，宜优先采用联接变压器阀侧绕组中性点经大电阻接地的方式；

3 当联接变压器网侧为直接接地系统且采用联接变压器阀侧绕组中性点经大电阻接地的方式时，联接变压器宜配置三角形接线的第三绕组；

4 当采用联接变压器阀侧绕组中性点经大电阻接地的方式有困难时，可采用联接变压器阀侧接地电抗器形成中性点经大电阻接地的方式或直流极线经电容接地的方式。

6.0.2 双极接线的换流站接地方式的选择宜遵循下列原则：

1 当采用双极大地接线时，直流中性线宜采用接地极接地；

2 当采用双极金属中线接线时，直流中性线可根据故障电流峰值抑制以及衰减时间的要求采用接地电阻或接地电抗器接地。

6.0.3 对称单极接线的柔性直流输电系统接地点的配置宜遵循下列原则：

1 具备单端动态无功补偿(STATCOM)运行方式的换流站宜在本站配置接地点；

2 多端柔性直流输电系统宜至少配置两个接地点；

3 多端柔性直流输电系统宜根据换流站正负极的偏差、环流的大小决定投入的接地点的个数。

6.0.4 双极金属中线接线的柔性直流输电系统接地点的配置宜遵循下列原则：

1 具备单端动态无功补偿(STATCOM)运行方式的换流站宜在本站配置接地点；

2 多端柔性直流输电系统宜配置一个主接地点以及一个或多个备用接地点，且主接地点和备用接地点不宜同时投入。

7 电气主接线

7.0.1 柔性直流输电系统可选择对称单极接线、双极大地接线和双极金属中线接线。

7.0.2 电气主接线应满足下列功能要求：

1 若采用多个换流器串联或并联的接线，应能实现为检修而对单个换流器进行隔离并接地；

2 为了检修而对换流器旁路开关(如有)隔离及接地，不宜中断或降低直流输送功率；

3 可根据系统要求实现其他特殊接线方式。

7.0.3 当采用双极接线，电气主接线还应满足下列功能要求：

1 应能实现为检修而对换流站内一极或一个换流器进行隔离并接地；

2 应能实现为检修而对一极的直流线路进行隔离并接地；

3 在双极平衡运行方式下，应能实现为检修而对接地极线路或金属中线进行隔离并接地；

4 在单极金属回线运行方式下，应能实现为检修而对柔性直流输电系统的一端或两端接地极线路(如有)进行隔离并接地；

5 切除一极或一个换流器进行检修，不应影响另一极、其他换流器的稳态输送功率；

6 当存在单极金属回线和单极大地运行方式，此两种运行方式切换中不宜中断或降低直流输送功率。从切换开始到完成的时间应满足运行安全要求。

7.0.4 电气主接线应包括换流器接线、联接(换流)变压器接线、交流场接线以及直流场接线。

7.0.5 换流器接线应符合下列规定：

1 在满足系统要求的前提下,换流器接线应根据 VSC 阀的制造能力,结合直流系统电压等级和输送容量情况,通过技术经济比较后确定;

2 若采用多个换流器串联接线,每个换流器宜根据系统要求设置旁路回路;

3 若采用多个换流器并联接线,每个换流器宜根据系统要求设置快速开关;

4 换流器的每个桥臂宜设置桥臂电抗器,桥臂电抗器可位于 VSC 阀的交流侧或直流侧。

7.0.6 联接(换流)变压器应根据接地方式、站用电源的选择、零序电流隔离、暂态电流等要求,并经技术经济比较后确定联接组别。

7.0.7 交流场接线应符合下列规定:

1 交流场接线应符合国家现行标准《35kV~110kV 变电站设计规范》GB 50059、《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T 5218和《1000kV 变电站设计规范》GB 50697 的规定;

2 若联接(换流)变压器第三绕组需提供站用电,联接(换流)变压器阀侧应配置断路器或隔离开关;

3 若换流器采用交流侧启动方式,宜在联接(换流)变压器的网侧或阀侧设置启动电阻。启动电阻应设置并联旁路装置,且并联旁路装置可根据旁路要求选用断路器或隔离开关。

7.0.8 直流场接线应符合下列规定:

1 直流场接线应按极配置,正极与负极之间应相互独立;

2 直流断路器的配置应根据系统要求和 VSC 阀设备形式确定;

3 若需将孤岛换流站投入运行中的柔性直流输电系统,宜在孤岛换流站的直流侧配置启动电阻;启动电阻应设置并联旁路装置,且并联旁路装置可根据旁路要求选用断路器或隔离开关;

4 对于双极大地接线,宜根据运行方式转换的要求在直流中

性线侧配置中性母线开关、金属回线转换开关和大地回线转换开关(适用于两端柔性直流输电系统)、接地极线路开关(适用于多端柔性直流输电系统)以及中性母线接地开关；

5 对于双极金属中线接线,宜根据运行方式转换的要求在直流中性线侧配置中性母线开关、大地回线转换开关(适用于两端柔性直流输电系统)、金属中线开关(适用于多端柔性直流输电系统)和中性母线接地开关。

8 主回路参数计算

8.1 基本控制策略

- 8.1.1 应确定柔性直流换流站的有功类和无功类控制目标。
- 8.1.2 应确定调制比的稳态范围、联接(换流)变压器的调档策略。
- 8.1.3 对于多端柔性直流输电系统,宜指定定直流电压换流站退出或失去定直流电压控制能力后各换流站控制直流电压的优先级。

8.2 主设备参数计算

- 8.2.1 主设备参数计算应包括下列内容:
 - 1 VSC 阀参数:包括开关器件的电压/电流等级、子模块(如有)的平均工作电压、桥臂子模块(如有)串联数量、直流电容器的电容值等;
 - 2 联接(换流)变压器参数:包括额定容量、额定变比、短路阻抗、分接头档位范围、步长等;
 - 3 桥臂电抗器的电感值;
 - 4 启动电阻的电阻值和能量;
 - 5 直流电抗器的电感值(如有);
 - 6 接地电阻的电阻值和能量(如有);
 - 7 接地电抗器的电感值(如有);
 - 8 直流断路器参数(如有):包括持续运行电流、过负荷电流、额定开断电流、暂态电流及持续时间、最大泄漏电流、开断时间、最小断态阻抗等。

8.3 有功无功运行区间计算

- 8.3.1 有功无功运行区间计算的限制条件应包括下列内容:

- 1 联接(换流)变压器容量；
- 2 调制比的稳态范围；
- 3 允许直流功率；
- 4 桥臂电流允许有效值；
- 5 换流站交流母线稳态运行电压范围；
- 6 换流站直流母线稳态运行电压范围。

8.4 运行特性计算

8.4.1 运行特性计算应考虑换流站交流母线稳态运行电压范围、直流母线稳态运行电压范围、直流线路电阻(与温度有关)的最大值和最小值,以及额定功率、过负荷(如有)、降压运行(如有)等条件下的典型运行方式。

8.4.2 运行特性计算应在第 8.4.1 条所规定的条件下计算主回路中的各项运行参数,运行参数应包括:

- 1 直流端口电压及直流母线对地电压；
- 2 直流母线电流及直流线路电流；
- 3 直流端口输出的功率；
- 4 流入换流站交流母线的有功和无功功率；
- 5 各换流器的调制比；
- 6 考虑联接(换流)变压器的联接组别后,换流器输出的交流电压滞后等效交流母线电压的相位；
- 7 联接(换流)变压器分接头的档位；
- 8 联接(换流)变压器阀侧交流电压及交流电流；
- 9 桥臂电流的直流分量和交流分量；
- 10 换流器上、下桥臂输出的电压；
- 11 换流器出口的交流电流；
- 12 接地电抗器消耗的无功功率(如有)；
- 13 联接(换流)变压器网侧交流电流。

9 过电压和绝缘配合计算

9.1 绝缘配合的步骤

9.1.1 柔性直流换流站绝缘配合宜按以下步骤进行：

- 1 根据主回路设备及布置配置避雷器；
- 2 计算分析换流站交流系统和直流系统各种过电压，确定不同的代表性过电压，以及避雷器的保护水平、配合电流和能量；
- 3 根据过电压仿真计算结果反复调整避雷器参数与设备绝缘水平，优化绝缘配合设计。

9.2 避雷器配置基本原则

9.2.1 联接(换流)变压器网侧设备的绝缘配合宜按照现行国家标准《绝缘配合 第1部分：定义、原则和规则》GB 311.1的规定执行。

9.2.2 联接(换流)变压器阀侧设备的绝缘配合可按照现行国家标准《绝缘配合 第3部分：高压直流换流站绝缘配合程序》GB/T 311.3的规定执行。

9.2.3 联接(换流)变压器网侧的过电压应由装在该侧的避雷器加以限制，联接(换流)变压器阀侧及直流侧的过电压应由装在联接(换流)变压器阀侧及直流侧的避雷器单独或组合加以限制。

9.2.4 设备和母线应由与其紧密连接的避雷器直接保护。

9.2.5 避雷器配置方案应结合运行可靠性、设备耐受能力以及绝缘配置成本等方面，进行技术经济比较后确定。

9.3 过电压类型

9.3.1 换流站设备应能够承受交流侧和直流侧的暂时过电压、缓

波前(操作)过电压、快波前(雷电)过电压以及特快波前(陡波)过电压。应通过仿真计算进行过电压研究确定系统中可能出现的代表性过电压。

9.3.2 开展交流侧的暂时过电压和操作过电压研究时应考虑但不限于下列因素：

1 联接(换流)变压器、交流线路的单一操作或任意组合操作所引起的过电压；

2 由于换流站交流母线或临近换流站交流母线发生故障及故障清除所引起的过电压；

3 在运行中因交流断路器的误动作迫使换流站从交流系统解列所引起的过电压；

4 换流站输送功率的突然降低或甩负荷所引起的过电压。

9.3.3 开展联接(换流)变压器阀侧及直流侧的暂时过电压和操作过电压研究时应考虑但不限于下列因素：

1 通过联接(换流)变压器由其网侧感应到其阀侧的过电压；

2 联接(换流)变压器阀侧引线单相接地、两相短路、两相接地短路或三相短路所引起的过电压；

3 换流器桥臂电抗器阀侧单相接地、两相短路、两相接地短路或三相短路所引起的过电压；

4 直流极母线接地故障及故障清除所引起的过电压；

5 直流极母线对中性母线(仅适用于双极系统)直接短路所引起的过电压；

6 正负极母线间直接短路所引起的过电压；

7 接线方式转换操作所引起的过电压；

8 直流开关操作过电压(如有)。

9.3.4 开展雷电和陡波过电压研究时应考虑下列因素：

1 在直流线路、接地极线路(如有)或连接换流站交流母线的任何交流线路上发生绕击和反击所引起的雷电侵入波过电压；

2 当屏蔽失效时,换流站被直接雷击所引起的雷电过电压；

3 阀厅发生闪络或故障,或联接(换流)变压器阀侧绕组对地闪络所引起的陡波过电压。

9.4 保护水平和绝缘水平

9.4.1 避雷器的参数选取应遵循下列原则:

1 交流避雷器的持续运行电压应考虑系统最大基频交流电压叠加系统可能出现的最大谐波电压值;

2 直流避雷器的持续运行电压应考虑严酷工况下的最大直流运行电压、基频交流电压及谐波电压;

3 交流避雷器额定电压和直流避雷器参考电压的选择应综合考虑荷电率、暂时过电压、操作冲击保护水平和雷电冲击保护水平等因素;

4 交流和直流避雷器的操作冲击保护水平和雷电冲击保护水平应综合考虑本标准第 9.3 节所列的各种过电压类型和典型避雷器伏安特性曲线;

5 每支避雷器应能承受最严重故障或干扰条件下的电流和能量应力。

9.4.2 换流站设备采用的最小绝缘裕度宜按表 9.4.2 选取。

表 9.4.2 换流站设备采用的最小绝缘裕度(%)

项 目	油绝缘(线侧)	油绝缘(阀侧)	空气绝缘
陡波	25	25	25
雷击	25	20	20
操作	20	15	15

9.4.3 油浸式绝缘设备的基本操作冲击耐受水平与基本雷电冲击耐受水平的比值不应小于 0.83。

9.4.4 应给出空气间隙需耐受的电压值。

9.5 爬电距离的确定

9.5.1 对于承受交流电压波形的户外设备,爬电比距可统一按照

现行国家标准《污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定》GB/T 26218 的规定执行。

9.5.2 对于承受直流电压波形的户外设备,爬电距离计算所用的基准电压应采用设备承受的最高持续直流电压值。对于承受直流、基频和谐波叠加电压波形的户外设备,爬电距离计算所用的基准电压应采用叠加电压的峰值,爬电比距宜按照直流爬电比距选取。

9.5.3 阀厅内设备的爬电比距不宜小于 14mm/kV 。

9.5.4 户外瓷质支柱绝缘子和垂直套管的爬电比距宜根据积污以及绝缘子直径等条件,经外绝缘设计得出。

9.5.5 合成或裸瓷加涂复合涂料的户外套管的爬电比距不宜小于用在同一设备上的瓷质套管爬电比距的 75%。

9.5.6 设备绝缘伞套爬电距离与干弧距离的比值不宜大于 4。

9.6 暂态过电压计算

9.6.1 绝缘配合设计完成后,应进行换流站暂态过电压计算,且应符合下列规定:

1 应搭建暂态计算模型,包括换流站设备、交流系统、直流线路、接地极(如有)和直流控制保护系统等;

2 交流系统建模可根据最大、最小短路水平,采用无穷大电源加等效短路阻抗;必要时可采用详细等值交流系统;

3 联接(换流)变压器建模宜采用理想模型,并考虑其饱和特性的影响;

4 所有避雷器宜采用最大特性曲线计算最大过电压;对于目标避雷器,宜采用最小特性曲线计算最大能量应力和对应的电流。

9.6.2 暂态过电压计算工况宜考虑本标准第 9.3 节所规定的各种过电压类型。

10 暂态电流计算

10.0.1 暂态电流计算应计算换流站设备承受的暂态电流峰值和电流平方时间积(如需)。

10.0.2 暂态电流计算应提供下列设备承受的电流应力：

- 1 联接(换流)变压器网侧设备的电流应力；
- 2 联接(换流)变压器阀侧设备的电流应力；
- 3 桥臂电抗器电流应力；
- 4 VSC 阀电流应力；
- 5 直流极母线设备的电流应力；
- 6 直流中性母线设备(如有)的电流应力；
- 7 直流断路器(如有)的耐受电流及开断电流；
- 8 直流电抗器(如有)的电流应力。

10.0.3 暂态电流计算应考虑交直流系统的各种运行方式和故障,并应在此基础上考虑保护拒动或(和)断路器失灵。

10.0.4 暂态电流计算中应考虑但不限于下列故障：

- 1 交流相间短路：
 - 1)联接(换流)变压器网侧两相短路；
 - 2)联接(换流)变压器网侧两相接地短路；
 - 3)联接(换流)变压器网侧三相短路；
 - 4)联接(换流)变压器阀侧两相短路；
 - 5)联接(换流)变压器阀侧两相接地短路；
 - 6)联接(换流)变压器阀侧三相短路；
 - 7)桥臂电抗器阀侧两相短路；
 - 8)桥臂电抗器阀侧两相接地短路；
 - 9)桥臂电抗器阀侧三相短路。

2 直流侧极间短路：

- 1)正负极间短路；
- 2)极线对中性线短路。

3 单相/极接地短路：

- 1)联接(换流)变压器网侧单相接地；
- 2)联接(换流)变压器阀侧单相接地；
- 3)桥臂电抗器阀侧单相接地；
- 4)极线接地。

10.0.5 暂态电流计算可采用解析计算方法或仿真计算方法。

10.0.6 根据设备耐受暂态电流峰值的能力、系统对换流站的故障穿越要求以及直流断路器(如有)的开断能力,可配置限流电阻或(和)电抗器。

10.0.7 根据设备耐受电流平方时间积的能力可在电流衰减回路中配置阻尼电阻,且阻尼电阻不应带来换流站损耗的明显增加。

11 可靠性和可用率

11.0.1 柔性直流输电系统的设计目标应达到高水平的可用率和可靠性,在换流站设计中应避免由于设备故障、误动作或运行人员误操作而引起的强迫停运。

11.0.2 对于采用双极接线的柔性直流输电系统,应满足下列要求:

1 应允许一个极(或单换流器)维修而另一极(或单换流器)运行;

2 双极平衡运行条件下,单极故障不应导致健全极传输功率的降低;

3 直接与系统输送功率相关的控制保护设计应保证元件的常规故障不会导致健全极传输功率的降低;

4 多端柔性直流输电系统某一端退出不宜影响系统其他部分的正常运行。

11.0.3 换流站辅助系统的一、二次系统设计应保证单个元件故障下系统仍具有传输额定功率的能力。冷却系统中冷却泵、冷却风扇和热交换器应留有足够的备用容量,允许冷却系统中任何单一设备故障时系统仍具有传输额定功率的能力。必要时宜将冷却泵、冷却风扇和热交换器双重化。

11.0.4 柔性直流输电系统二次回路设计应遵循下列原则:

1 应用最简单的设计实现所需要的功能;

2 宜采用元件故障后仍能正常工作的设计和自检设计;

3 宜采用在元件故障时转换到简单的运行模式的设计;

4 可通过双重化或三重化,采用备用元件、设备、控制电缆和回路等措施,同时在任何需要的地方利用自动转换装置满足可靠

性和可用率要求；

5 应避免外部电缆和接线感应的电压和电流引起敏感元件和电路损坏或受到干扰；

6 所有元件应经受时间考验或经受了合适的加速老化试验；

7 宜采用模块结构，便于快速更换有元件或组件故障的模块；

8 应采用报警、故障指示、监视和试验设备；

9 对于设备的设计，宜使得设备的保养、维修和运行不需要特别的运行和维修环境、试验设备、特殊工具或复杂操作顺序。

11.0.5 双极柔性直流输电系统可靠性指标可参考下列要求：

1 强迫能量不可用率不宜大于 1.0%；

2 计划能量不可用率不宜大于 2.0%；

3 单极强迫停运次数不宜大于 5 次/(极·年)；

4 双极强迫停运次数不宜大于 0.2 次/(极·年)。

11.0.6 对称单极柔性直流输电系统可靠性指标可参考下列要求：

1 强迫能量不可用率不宜大于 1.0%；

2 计划能量不可用率不宜大于 2.0%；

3 强迫停运次数不宜大于 5 次/(极·年)。

12 换流站一次设备参数要求

12.1 VSC 阀

12.1.1 应提出与 VSC 阀相关的系统运行参数和 VSC 阀的性能参数,包括但不限于下述内容:

1 电流参数:注入换流站交流母线的谐波电流、额定直流电流、桥臂环流、额定桥臂电流(含桥臂环流)、桥臂最大持续运行电流;

2 电压参数:额定直流电压、最大持续运行直流电压、最小持续运行直流电压、最大暂时过电压、联接(换流)变压器阀侧额定电压、中性线最大持续直流电压(如有);

3 调制比:额定调制比、稳态运行最大调制比、稳态运行最小调制比、暂态最大调制比;

4 暂态电流:IGBT 元件暂态电流及持续时间、二极管暂态电流及持续时间、旁路晶闸管(如有)暂态电流及持续时间;

5 绝缘要求:VSC 阀的操作冲击耐受水平和雷电冲击耐受水平、子模块(如有)击穿电压;

6 桥臂子模块(如有)最小串联数量;

7 子模块(如有)冗余度;

8 直流电容器参数:额定电容值、电容值允许误差、电容电压纹波设计值;

9 快速旁路开关合闸时间;

10 爬距计算电压;

11 最小爬电比距。

12.2 联接(换流)变压器

12.2.1 应提出与联接(换流)变压器有关的系统运行参数和联接

(换流)变压器的性能参数,包括但不限于下述内容:

- 1 形式;
- 2 相数;
- 3 额定容量;
- 4 短路阻抗;
- 5 分接头级差和档位范围;
- 6 额定电压:网侧额定电压、阀侧额定电压;
- 7 额定电流:网侧额定电流、阀侧额定电流;
- 8 空载电流;
- 9 暂态电流及持续时间;
- 10 额定频率;
- 11 绝缘要求:短时工频耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电全波/截波冲击耐受水平;适用于换流变压器的阀侧直流耐受水平和交流外施水平;
- 12 冷却方式;
- 13 损耗:空载损耗、负载损耗、总损耗;
- 14 温升:绕组平均温升、绕组热点温升、油平均温升、顶层油温升、铁心和结构件温升;
- 15 噪声水平;
- 16 套管:形式、额定电压、额定电流、内/外绝缘短时工频耐受水平、雷电全波/截波冲击耐受水平(峰值)、爬距计算电压、最小爬电比距、伞形系数。适用于换流变压器的阀侧套管直流耐受水平和交流外施水平。

12.3 桥臂电抗器

12.3.1 应提出与桥臂电抗器有关的系统运行参数和桥臂电抗器的性能参数,包括但不限于下述内容:

- 1 电感参数:额定电感值、电感值允许误差;
- 2 电压参数:额定对地电压、最大持续运行对地电压、额定端

子间电压、最大持续运行端子间电压；

3 电流参数：额定交流电流(含谐波频谱)、额定直流电流、最大持续运行电流、过负荷电流、暂态电流及持续时间；

4 额定频率；

5 绝缘要求：直流耐受水平、工频耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平；

6 端子间和端对地爬距计算电压；

7 最小爬电比距；

8 绝缘材料耐热等级；

9 端子载荷水平；

10 损耗要求：包括直流损耗和交流损耗等；

11 温升要求：包括绕组平均温升、绕组热点温升；

12 噪声水平。

12.4 直流电抗器

12.4.1 应提出与直流电抗器有关的系统运行参数和直流电抗器的性能参数，包括但不限于下述内容：

1 电感参数：额定电感值、电感值允许误差；

2 电压参数：额定对地电压、最大持续运行对地电压、额定端子间电压、最大持续运行端子间电压；

3 电流参数：谐波电流(含谐波频谱)、额定直流电流、最大持续运行电流、过负荷电流、暂态电流及持续时间；

4 绝缘要求：直流耐受水平、工频耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平；

5 端子间和端对地爬距计算电压；

6 最小爬电比距；

7 绝缘材料耐热等级；

8 端子载荷水平；

9 损耗要求：包括直流损耗和谐波损耗等；

- 10 温升要求:包括绕组平均温升、绕组热点温升;
- 11 噪声水平。

12.5 启动电阻

12.5.1 应提出与启动电阻有关的系统运行参数和启动电阻的性能参数,包括但不限于下述内容:

- 1 电阻参数:额定电阻值(25℃)、电阻值允许误差、允许的最大电感值;
- 2 充电电流峰值;
- 3 冲击后稳态电流(持续 60s);
- 4 冲击能量及时间;
- 5 重复充电时间间隔;
- 6 端子间和端对地最高运行电压;
- 7 绝缘要求:直流耐受水平、工频耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平;
- 8 端子间和端对地爬距计算电压;
- 9 最小爬电比距;
- 10 端子载荷水平;
- 11 冷却方式;
- 12 温升要求:不同材料下的温升限值。

12.6 交流/直流侧接地装置

12.6.1 应根据具体工程要求,确定是否需要采用接地装置。接地相关设备可选用电阻器、电抗器或电容器等,应根据不同接地方式提出相关设备的性能参数。

12.6.2 接地电抗器的性能参数应包括但不限于下述内容:

- 1 电感参数:额定电感值、电感值允许误差;
- 2 电流参数:额定电流、暂态电流及持续时间;
- 3 电压参数:额定电压、最大持续运行电压;

- 4 额定频率；
- 5 绝缘要求：直流耐受水平、工频耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平；
- 6 端子间和端对地爬距计算电压；
- 7 最小爬电比距；
- 8 端子载荷水平；
- 9 温升要求；
- 10 噪声水平。

12.6.3 接地电阻的性能参数应包括但不限于下述内容：

- 1 电阻参数：额定电阻值(25℃)、电阻值允许误差、允许的最大电感值；
- 2 电流参数：额定电流、暂态电流及持续时间；
- 3 冲击能量及时间；
- 4 重复能量冲击时间间隔；
- 5 端子间和端对地最大持续运行电压；
- 6 绝缘要求：直流耐受水平、工频耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平；
- 7 端子间和端对地爬距计算电压；
- 8 最小爬电比距；
- 9 端子载荷水平；
- 10 冷却方式；
- 11 损耗；
- 12 温升要求：包括不同材料下的温升限值。

12.6.4 接地电容器的性能参数应包括但不限于下述内容：

- 1 电容参数：额定电容值、电容值允许误差；
- 2 电流参数：额定电流、暂态电流及持续时间；
- 3 电压参数：额定电压、最大持续运行电压、短路放电试验电压；
- 4 额定频率；
- 5 绝缘要求：直流耐受水平、工频耐受水平、操作冲击耐受水

平、雷电冲击耐受水平；

- 6 端子间和端对地爬距计算电压；
- 7 最小爬电比距；
- 8 端子载荷水平；
- 9 介质损耗角正切值($\tan\delta$)；
- 10 温度类别；
- 11 电容器单元局部放电性能；
- 12 电容器单元套管结构；
- 13 高压端对地的 RIV；
- 14 温升要求:包括不同材料下的温升限值。

12.7 直流开关

12.7.1 若配置直流断路器,应提出与直流断路器有关的系统运行参数和直流断路器的性能参数,包括但不限于下述内容:

- 1 电压参数:额定直流电压、暂态开断电压峰值；
- 2 电流参数:额定直流电流、最大持续运行电流、过负荷电流、额定开断电流、各支路暂态电流及持续时间、最大泄漏电流；
- 3 最大吸收能量及时间；
- 4 最小断态阻抗；
- 5 开断/关合时间；
- 6 额定操作顺序；
- 7 开断次数要求；
- 8 绝缘要求:直流耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平；
- 9 爬距计算电压；
- 10 最小爬电比距；
- 11 电容参数:额定电容值、电容值允许误差；
- 12 电阻参数:额定电阻值、电阻值允许误差；
- 13 快速旁路开关(如有)合闸动作时间；

14 快速机械开关断口数量及冗余度；

15 电力电子器件或子模块串并联数量及冗余度。

12.7.2 若配置直流快速开关,应提出与直流快速开关有关的系统运行参数和直流快速开关的性能参数,包括但不限于下述内容:

1 电流参数:额定直流电流,最大持续运行电流、过负荷电流、额定短时耐受电流及持续时间、额定峰值耐受电流、额定开断电流、额定短路关合电流;

2 电压参数:额定直流电压、最高直流电压、瞬态恢复电压及上升率;

3 绝缘要求:直流耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平;

4 开断时间;

5 分闸/合闸时间;

6 额定操作顺序;

7 爬距计算电压;

8 最小爬电比距。

12.7.3 应提出与隔离开关/接地开关有关的系统运行参数和隔离开关/接地开关的性能参数,包括但不限于下述内容:

1 电流参数:额定电流(适用于隔离开关),最大持续运行电流(适用于隔离开关)、过负荷电流(适用于隔离开关)、额定短时耐受电流及持续时间、额定峰值耐受电流、开断电流(如有)、关合电流(如有);

2 电压参数:额定电压、最高电压;

3 绝缘要求(如有):直流耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平;

4 分闸/合闸时间;

5 爬距计算电压;

6 最小爬电比距。

12.7.4 应提出与换流器旁路开关有关的系统运行参数和换流器

旁路开关的性能参数,包括但不限于下述内容:

- 1 电流参数:额定短时直流电流、额定短时耐受电流及持续时间、额定峰值耐受电流、额定关合电流、额定直流转移电流;
- 2 电压参数:额定直流电压、最高直流电压、瞬态恢复电压及上升率;
- 3 绝缘要求:直流耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平;
- 4 开断时间;
- 5 分闸/合闸时间;
- 6 额定操作顺序;
- 7 爬距计算电压;
- 8 最小爬电比距。

12.7.5 若配置直流转换开关,应提出与直流转换开关有关的系统运行参数和直流转换开关的性能参数,包括但不限于下述内容:

- 1 电压参数:额定直流电压、暂态开断电压峰值;
- 2 电流参数:额定直流电流、各支路暂态电流及持续时间、额定转换电流、额定开断电流(如有);
- 3 最大吸收能量及时间;
- 4 最小断态阻抗;
- 5 分闸/合闸时间;
- 6 额定操作顺序;
- 7 绝缘要求:直流耐受水平、操作和雷电冲击耐受水平;
- 8 爬距计算电压;
- 9 最小爬电比距;
- 10 电容参数:额定电容值、电容值允许误差;
- 11 电阻参数:额定电阻值、电阻值允许误差。

12.8 避雷器

12.8.1 应提出与避雷器有关的系统运行参数和避雷器的性能参

数,包括但不限于下述内容:

- 1 额定电压;
- 2 最大持续运行电压;
- 3 标称放电电流;
- 4 残压:不同配合电流下雷电冲击、操作冲击以及陡波冲击下的残压;
- 5 $4/10\mu\text{s}$ 短时大电流耐受能力;
- 6 压力释放能力;
- 7 避雷器外套绝缘要求:直流耐受水平、工频耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平;
- 8 避雷器外套爬距的计算电压和最小爬电比距;
- 9 10ms 方波冲击额定能量吸收能力;
- 10 并联柱数及最大电流分配系数;
- 11 能量吸收能力。

12.9 测量装置

12.9.1 应提出与直流电压测量装置有关的系统运行参数和直流电压测量装置的性能参数,包括但不限于下述内容:

- 1 电压参数:额定直流电压、最大持续运行电压;
- 2 测量范围;
- 3 隔离的 A/D 系统输出;
- 4 标称电阻参考值;
- 5 稳定性要求;
- 6 频率响应;
- 7 阶跃响应时间:应满足柔性直流输电系统控制保护的要求;
- 8 阶跃响应上升时间;
- 9 标称直流电压下通过测点与分压抽头之间高压臂电阻的额定热电流;

- 10 电阻的温度特性；
 - 11 采样频率；
 - 12 测量系统精度；
 - 13 分压器本体的边界频率；
 - 14 绝缘要求：直流耐受水平、工频耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平；
 - 15 爬距计算电压；
 - 16 最小爬电比距。
- 12.9.2** 应提出与直流电流测量装置有关的系统运行参数和直流电流测量装置的性能参数,包括但不限于下述内容：
- 1 电流参数：额定一次电流、最大持续过电流、短时热电流、动稳定电流；
 - 2 最大持续运行电压；
 - 3 测量范围；
 - 4 最大允许光纤传输信号衰减；
 - 5 频率响应；
 - 6 阶跃响应时间：应满足柔性直流输电系统控制保护的要求；
 - 7 阶跃响应上升时间；
 - 8 采样频率；
 - 9 测量系统精度；
 - 10 绝缘要求：直流耐受水平、工频耐受水平、操作冲击耐受水平、雷电冲击耐受水平；
 - 11 爬距计算电压；
 - 12 最小爬电比距。

13 换流站控制保护系统

13.1 系统设计总体要求

13.1.1 柔性直流换流站控制保护系统应包括运行人员控制系统、交直流站控系统、直流控制系统、直流保护系统、远动通信系统、站主时钟系统、直流线路故障定位系统、故障录波系统、保护故障录波信息管理子站、电能量计量系统及上述系统与通信系统的接口等装置。

13.1.2 柔性直流输电系统的控制保护体系结构、功能配置和总体性能应与工程的主回路结构和运行方式相适应,保证柔性直流输电系统的安全稳定运行,并满足系统可用率的要求。

13.1.3 控制保护系统软、硬件配置应满足下列要求:

1 控制系统应采用完全双重化设计,应确保柔性直流输电系统不会因为任一控制系统的单重故障而发生停运,也不会因为单重故障而失去对换流站的监视;

2 保护系统宜采用三重化设计;

3 控制保护系统宜采用模块化、分层分布式、开放式的结构。

13.1.4 控制保护系统通信应满足下列要求:

1 通信系统应合理设计,确保不发生通信堵塞;

2 通信系统宜采用冗余配置。

13.1.5 控制保护系统设计应在本标准基础上,根据具体工程的技术规范要求,进行相应的特殊设计。

13.2 运行人员控制系统

13.2.1 运行人员控制系统应满足下列总体要求:

1 应具有运行操作控制、系统监视、历史和实时数据管理、基

本操作培训、设计文件和控制保护软件管理等功能；

2 应采用标准化、网络化、维护方便的结构；

3 应具有优化的人机界面，其内容应包含运行人员对系统运行状态、设备操作功能、换流站监视的要求；应具有严格的操作权限自动识别和控制功能；对于运行操作应有确认和防误功能；

4 应采用冗余配置。

13.2.2 运行人员控制系统的配置及性能应满足下列要求：

1 运行人员控制系统应由系统服务器、运行人员工作站、工程师工作站、站长工作站、培训工作站、站级 LAN 网、硬件防火墙、网络隔离装置等组成，所选用的计算机产品均应满足可靠性、可维护性、开放性和可扩展性要求；

2 服务器应支持主要的操作系统平台 UNIX 或 LINUX，支撑软件应符合现行国家标准《地区电网调度自动化系统》GB/T 13730—2002 中第 3.4.3 节的规定。

13.2.3 运行人员控制系统的功能设计应满足下列要求：

1 控制功能设计应满足下列要求：

- 1) 对于控制位置的选择，应确定运行人员控制位置的分布和优先级关系，并具有各控制位置之间灵活、可靠的转移功能；
- 2) 对于系统状态的选择，应对换流站的连接状态进行定义，并确定其状态的操作方式；
- 3) 对于柔性直流输电系统运行接线方式的选择，应确定系统所有接线方式的操作方式，并应能够实现成套设计要求的运行方式转换功能；
- 4) 对于柔性直流输电系统运行方式的选择，应确定系统所有运行方式的操作方式，包括相关运行参数的设定；
- 5) 对于试验方式的选择，应提出柔性直流输电系统投运前和更新改造后的调试、检修功能要求，并确定操作方式；
- 6) 对于启/停方式选择，应合理选择柔性直流输电系统的启动、停运方式，保证系统启停过程的平稳。

2 对于监视功能设计,监视内容应包括但不限于柔性直流输电系统实时运行方式和运行值、站内各设备的状态和运行参数、运行控制指令、事件顺序和中央报警、在线谐波监视等。显示方式、数据保存方式应满足运行要求,同时应满足远方调度中心的要求。

3 对于人机接口设计,应具备友好的工作站人机界面,界面设计应满足运行要求,人机界面软件应便于修改和扩展。应具备报警、趋势浏览、报表和打印等功能。

4 应满足顺序事件记录、运行人员培训、软件或参数的修改以及站内管理等其他功能要求。

13.3 交直流站控系统

13.3.1 交直流站控系统应满足下列总体要求:

1 应能够执行运行人员控制系统、直流控制系统、直流保护系统的控制和保护指令;

2 应实现交直流场的顺序控制、联锁和同期控制;

3 应对交直流回路开关及辅助设备的状态及测量参数进行监视和传输。

13.3.2 交直流站控系统的配置及性能应满足下列要求:

1 基本配置应包括但不限于:

1)控制主机及控制软件(含自检软件);

2)与直流控制保护系统其他设备的接口、通信介质、通信规约;

3)每个交流间隔的测控接口设备;

4)直流场测控接口设备;

5)辅助系统测控接口设备。

2 数据采集和传输的配置应满足下列要求:

1)应根据控制保护设备总体配置原则和测量设备的配置情况,确定各种信息的采集传输方式、精度、速率以及冗余的要求,以确保信息传输的可靠、准确和高速;

- 2)数据采集和传输设备应包括就地 I/O 采集单元和就地传输总线,就地 I/O 单元应采用分布式、冗余配置;
 - 3)数据采集和传输系统应具有良好的抗干扰措施。
 - 3 应具有下列自检功能:
 - 1)硬件故障、软件故障、通信故障的自检、显示功能,以及避免系统停运的处理措施;
 - 2)区分和显示站控主机的值班、备用、检修/测试状态,以及各状态之间的转换和冗余系统的切换等功能。
- 13.3.3 交直流站控系统的功能设计应满足下列要求:**
- 1 应为交直流场断路器、隔离开关、接地开关的断开、闭合操作设计合理的顺序控制功能,并确定软硬件的联锁方式。
 - 2 监视功能应包括下列要求:
 - 1)采集交直流场的断路器、隔离开关、接地开关的状态信号;
 - 2)采集交直流场、阀厅及所有辅助系统的主要设备的状态和报警信息。
 - 3 应设计换流站交流系统的同期功能,确定同期点和同期范围。
 - 4 应采集交直流回路测量设备输出的模拟量,并传输至其他相关系统。
 - 5 应具备在线谐波监视的分析、显示和输出功能。

13.4 直流控制系统

13.4.1 直流控制系统应满足下列总体要求:

- 1 应依据控制对象和功能进行分层结构设计,分为系统级、站级、极级(如有)、换流器级(如有)等;
- 2 应根据换流站主接线及主回路参数设计、主设备性能要求,以及系统动态性能研究结论,确定单极、双极控制策略及其主要控制参数范围;

3 应能够执行换流站内运行人员控制系统或直流保护系统的控制和保护指令；

4 对于多端柔性直流输电系统，可设置集中控制中心，以实施各换流站之间的协调配合控制；集中控制中心可设置在某一换流站内，也可设置在远方调度中心。

13.4.2 直流控制系统的配置及性能应满足下列要求：

1 基本配置应包括但不限于：

- 1) 控制主机及控制软件；
- 2) 与直流控制保护系统其他设备的接口、通信介质及规约；
- 3) 直流场极测控的接口设备；
- 4) 与 VSC 阀控制系统的接口设备；
- 5) 与 VSC 阀冷却系统监控的接口设备；
- 6) 与直流断路器本体控制保护和监视系统的接口设备(如有)；
- 7) 与联接(换流)变压器、油浸式电抗器(如有)本体非电量保护的接口设备。

2 性能要求应包括但不限于：

- 1) 动态响应特性应根据具体系统条件可调；
- 2) 直流电压、直流功率控制精度应保持在额定值的 $\pm 1\%$ 以内；
- 3) 应合理设计控制系统参数，避免发生柔性直流输电系统的谐振；
- 4) 应合理设计软件中断结构；
- 5) 应区分和显示控制主机的值班、备用、检修(试验)状态；
- 6) 应合理设计控制冗余系统切换时，其他相关冗余设备(系统)的响应。

3 应具有下列自检功能：

- 1) 硬件故障、软件故障、通信故障的自检、显示功能，以及避免系统停运的处理措施；
- 2) 区分和显示直流控制主机的值班、备用、检修/测试状态，

以及各状态之间的转换和冗余系统的切换等功能。

13.4.3 直流控制系统的功能设计应满足下列要求：

1 应具备顺序控制及联锁、有功功率/直流电压/交流频率控制、交流电压/无功功率控制、控制模式选择与切换、启动控制、协调控制(如有)、过负荷限制(如有)、联接(换流)变压器分接开关控制、附加控制等功能。

2 顺序控制及联锁功能应满足下列要求：

- 1)所有控制操作应设计有安全可靠的联锁功能；
- 2)联锁功能应能在各个操作层次实现；
- 3)应配置就地可以投/退联锁功能的手段。

3 换流器外环控制环节应接收运行人员控制系统传来的控制方式和控制指令值；换流器内环控制环节应接收来自外环控制的电流参考值,并进行快速跟踪,实现换流器输出电压幅值和相位的直接控制。

4 直流控制系统应具备向阀控系统发出控制指令的功能,包括解闭锁指令、参考波指令等。

5 柔性直流输电系统的启动和停运应避免因过电压、过电流扰动引起保护动作。

6 控制模式切换过程应平滑,不应引起系统保护动作和闭锁。

7 应能自动控制联接(换流)变压器分接头位置,使调制比和桥臂电流有效值在规定的范围内。

8 应能对换流站内所有设备的运行状态与操作进行全面监视,监视信号上传到运行人员控制系统和远动通信系统。

9 应能独立完成自身监视和相互监视,自动实现故障监视后的处理。

13.5 直流保护系统

13.5.1 直流保护系统应满足下列总体要求：

1 应根据换流站主接线及主回路参数设计、主设备的应力要求、测量设备配置,以及交流系统和柔性直流输电系统的运行性能,进行直流保护系统的设计;

2 保护区域应覆盖完全,并能保护区域内的各种故障;

3 应满足可靠性、选择性、灵敏性、速动性要求;

4 任一单一元件故障都不应引起保护误动或拒动;

5 在任何运行工况下都不应使某一设备或区域失去保护。

13.5.2 直流保护系统的配置及性能应满足下列要求:

1 应满足下列基本配置原则:

1)应保证在所有运行条件和运行方式下,直流控制与直流保护之间的正确配合;

2)直流控制与直流保护之间应采用相互独立的数据采集和处理单元模块;

3)多重化保护的每重保护电路在物理上和电气上都应分开;

4)应合理设计保护冗余配置的范围、接口方式,以及冗余设备之间的关系;

5)应保证相关测量设备的精度和动态测量范围与保护整定值或控制系统功能相匹配;

6)应自动适应多种运行方式,不应手动进行保护定值和功能切换。

2 基本配置应包括但不限于:

1)保护装置及保护软件;

2)与直流控制保护系统其他设备的接口、通信介质及规约;

3)测量元件及回路;

4)跳闸回路。

3 直流保护系统的性能要求应包括但不限于:

1)应具有合理的硬件结构,具有运算单元区和逻辑判断单元区的合理设计方案;

- 2) 保护软件应具有正确的故障判据设计,采用模块化编制,具有软件闭锁功能;
- 3) 保护动作应包括闭锁、跳开或重合开关、启动断路器失灵保护等;
- 4) 每个保护应仅有投入、退出两种状态。

4 应具有硬件故障、软件故障、通信故障的自检、显示功能,以及避免系统停运的处理措施。

13.5.3 对于直流保护系统的功能设计,应在系统研究、一次成套设计及设备性能研究,以及系统暂态和动态性能研究的基础上,确定各项保护的范围和目的、主备保护原理和动作策略、保护之间及保护和控制之间的配合要求,以及定值设置原则和定值范围。直流保护系统的功能应包括但不限于:

1 联接(换流)变压器保护:动作于从联接(换流)变压器网侧引线到联接(换流)变压器阀侧套管、联接(换流)变压器第三绕组引出线(如有)之间的区域的接地或相间短路故障,以及联接(换流)变压器内部故障、过励磁和流入直流电流导致的铁芯饱和等;

2 交流连接线区保护:动作于从联接(换流)变压器阀侧套管到换流器网侧间设备的接地或相间短路故障、启动回路(如有)过载等;

3 换流器区保护:动作于从换流器网侧到换流器直流侧之间设备的接地或相间短路故障、桥臂短路、换流器短路、换流器出口接地故障、换流器过流、桥臂电抗器过流等;

4 直流极区保护:动作于从换流器直流侧到直流线路阀侧之间设备的接地故障、直流场开路、换流器非正常闭锁、直流控制系统故障或交流系统异常对直流系统产生的谐波扰动、中性母线接地或开路故障、中性母线开关故障等;

5 双极区保护(如有):动作于双极公用连接区、接地极线路或金属中线的接地或开路故障,以及金属回线转换开关(如有)、大地回线转换开关(如有)、接地极线路开关(如有)、金属中线开关(如有)、中性母线接地开关故障等;

6 直流线路保护:动作于直流线路金属性或高阻接地故障、开路故障、与其他直流线路或交流线路碰接的故障、金属回线的开路或接地故障等。

13.6 远动通信系统

13.6.1 远动通信系统设备应包括远动局域网、远动工作站、路由器等,并应完成换流站相关系统与远方调度/监视中心的连接。

13.6.2 远动通信系统的功能及性能应满足下列要求:

1 应依据调度中心或其他监视地点对换流站的监控要求确定通过远动工作站远传和接收的监控信息的内容、传输方式、传输速度及规约要求;

2 远动工作站应具有模拟量越限优先传送、开关量变位优先传送和全数据传输功能;

3 远动工作站在故障、切换的过程中不应引起误操作;软件故障后能自动重启动;在失电后,电源重新恢复时,系统应有自启动能力;

4 远动通信系统应满足遥信量正确动作率 100%,遥控执行成功率 $>99.9\%$,远动通道切换时间 $\leq 10\text{s}$ 。

13.7 站主时钟系统

13.7.1 柔性直流换流站应设置 1 套双重化配置的站主时钟系统,作为全站统一的时间基准。

13.7.2 站主时钟系统应能同时接收北斗卫星导航系统和全球卫星定位系统的对时源。

13.7.3 站主时钟系统对时范围应包括站内所有需要对时的控制、保护、监视和智能设备。

13.8 直流线路故障定位系统

13.8.1 直流线路故障定位系统应能通过直流保护的配合和故障

信息分析正确地识别所监视线路的故障位置,并能有效防止系统的误动和漏检。

13.8.2 直流线路故障定位系统的配置及性能应满足下列要求:

- 1 柔性直流输电系统的每端换流站均应配置直流线路故障定位系统;**
- 2 直流线路故障定位系统宜采用双重化冗余配置,两套故障定位装置宜采用不同原理和算法;**
- 3 在每极直流线路上安装的故障电气量探测设备应具有足够高的精度;**
- 4 软件应能对各子系统的状态进行监视,并具有自检功能。**

13.9 故障录波系统

13.9.1 故障录波系统应满足下列总体要求:

- 1 柔性直流换流站应配置暂态故障录波装置,记录换流站一、二次设备故障或系统操作引起的暂态过程,以及直流控制保护系统在该过程中的动作行为,便于故障分析和事故处理;**
- 2 换流站交直流暂态故障录波装置宜单独组网,将数据上传至保护故障录波信息子站。**

13.9.2 故障录波系统的配置及性能应满足下列要求:

- 1 故障录波装置应配备必要的分析软件,对各故障录波数据进行分析。**
- 2 故障录波系统应提出下列指标要求:**
 - 1)时间精度;**
 - 2)记录时间和采样频率。**
- 3 内部自启动判据可采用:**
 - 1)交流各相和零序电压突变;**
 - 2)交流电压越限;**
 - 3)直流电压突变;**
 - 4)直流电压越限;**

- 5) 电流突变;
- 6) 保护跳闸信号;
- 7) VSC 阀闭锁信号;
- 8) 手动启动信号;
- 9) 其他指定信号。

4 暂态故障录波装置应有足够的抗干扰能力。

5 故障录波装置应考虑足够的冗余度和方便扩展的接口。

13.9.3 故障录波系统的功能设计应满足下列要求:

1 暂态故障录波装置应收集和记录全部规定的故障模拟量数据,以及直接改变系统状态的开关状态、保护跳闸命令、安全自动装置的操作命令等;

2 故障录波装置应包括但不限于下列功能:

- 1) 数据缓存;
- 2) 启动及联合启动;
- 3) 波形记录;
- 4) 故障数据存储;
- 5) 故障分析;
- 6) 信息传输。

13.10 保护故障录波信息管理子站

13.10.1 保护故障录波信息管理子站(简称“保信子站”)应与监控系统相互独立。

13.10.2 保信子站的配置及性能应满足下列要求:

1 柔性直流换流站应配置交直流系统共用的保信子站;

2 保信子站应采集交直流系统保护、元件保护、交直流系统故障录波装置的信息;

3 保信子站与保护装置之间的通信应采用标准的网络接口和通信协议,传输速率应满足信号传输机通信接口要求;

4 遥测/遥信信息响应时间、实时数据更新周期、对时精度应

满足工程需要。

13.10.3 保信子站的功能设计应满足下列要求：

- 1 应能完成信息的远动通信；
- 2 应能进行保护功能的投退；
- 3 应能进行保护的复归、保护定值的修改和管理；
- 4 可在保信子站或者运行人员控制系统进行启动故障录波系统的操作；
- 5 应具备数据库及其维护功能；
- 6 应具备故障录波分析软件功能。

13.11 对其他二次子系统的设计要求

13.11.1 换流站控制保护系统与交流保护、电能量计量系统等其他二次子系统的接口应符合相关规范要求。

13.11.2 交流保护应满足下列要求：

- 1 交流保护应留有与站主时钟系统及保信子站的对时接口，保证时间精度；
- 2 站内交流保护应包括联接(换流)变压器进线间隔断路器保护、进线短引线保护和站用电源保护等；
- 3 所有交流保护应单独组建保护子网，通过保护子网与保信子站进行通信，并通过保信子站与远方调度中心通信。

13.11.3 电能量计量系统应满足以下要求：

- 1 电能量计量系统应留有与站主时钟系统及远方调度中心计费主站的对时接口，保证时间精度；
- 2 电能量采集终端装置应具有与换流站监控系统的通信接口，换流站监控系统应对电能量计量系统进行监视，并可对计量数据进行查询。

13.12 试验要求

13.12.1 换流站控制保护系统试验应包括工厂试验、二次系统联

调试验和现场调试。

13.12.2 工厂试验应满足下列要求：

1 工厂试验应包括型式试验、例行试验、功能试验和出厂试验；

2 型式试验应包括但不限于环境试验、电源扰动及断电试验、机械试验、耐湿热试验、电磁兼容试验；

3 例行试验应包括但不限于电源偏差试验、绝缘性能试验、暂态抗干扰试验、温升试验、连续通电试验；

4 功能试验应包括但不限于系统功能及性能试验、顺序控制及电气连锁试验、冗余设备切换试验、系统 CPU 和网络负荷率试验；

5 出厂试验应包括但不限于功能试验的抽测、系统试验(包括系统启动试验、顺序控制及模式转换试验、动态性能试验、与保护的接口试验等)、系统稳定性试验(系统连续正常运行 100h 视为合格)。

13.12.3 二次系统联调试验应满足下列要求：

1 为检验二次子系统之间的软硬件接口功能、性能配合的正确性,在现场调试之前,应进行二次系统联调试验；

2 二次系统联调试验设备应包括但不限于直流控制保护设备、阀控设备、站主时钟设备；

3 二次系统联调试验应包括但不限于换流站控制保护系统的功能和性能指标的考核试验、换流站控制保护系统与其他二次设备的接口试验、冗余控制保护系统的切换试验。

13.12.4 现场调试应满足下列要求：

1 应检查换流站控制保护系统的各项功能是否实现、性能指标是否达到,并对各子系统间的接口、通信、自诊断等进行检验；

2 现场调试宜分为分系统调试、站系统调试、系统调试和试运行四个阶段。

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

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

引用标准名录

《35kV~110kV 变电站设计规范》GB 50059

《1000kV 变电站设计规范》GB 50697

《绝缘配合 第1部分:定义、原则和规则》GB 311.1

《绝缘配合 第3部分:高压直流换流站绝缘配合程序》GB/T 311.3

《地区电网调度自动化系统》GB/T 13730

《污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定》GB/T 26218

《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T 5218

中华人民共和国国家标准

柔性直流输电成套设计标准

GB/T 51397 - 2019

条文说明

编制说明

《柔性直流输电成套设计标准》GB/T 51397—2019,经住房和城乡建设部 2019 年 9 月 25 日以第 259 号公告批准发布。

本标准编制的主要原则是:贯彻国家法律、法规和电力建设政策;坚持科学发展,落实“安全可靠、先进适用、经济合理、环境友好”的原则;广泛深入调研,吸取电力建设工程实践经验,以舟山柔性直流工程、厦门柔性直流工程、渝鄂柔性直流工程的成套设计研究成果为基础,广泛征求相关单位意见。

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

目 次

2	术 语	(65)
3	总体要求	(67)
4	设计条件	(68)
4.1	环境条件	(68)
4.3	交流系统条件	(68)
5	设计要求	(69)
5.1	额定值	(69)
5.2	柔性直流输电系统运行方式和控制模式设计	(69)
6	接地方式	(70)
7	电气主接线	(71)
8	主回路参数计算	(73)
8.1	基本控制策略	(73)
9	过电压和绝缘配合计算	(74)
9.2	避雷器配置基本原则	(74)
9.4	保护水平和绝缘水平	(76)
9.5	爬电距离的确定	(76)
10	暂态电流计算	(77)
11	可靠性和可用率	(78)
12	换流站一次设备参数要求	(79)
12.7	直流开关	(79)
13	换流站控制保护系统	(80)
13.1	系统设计总体要求	(80)
13.2	运行人员控制系统	(80)
13.3	交直流站控系统	(81)

13.4	直流控制系统	(81)
13.5	直流保护系统	(82)
13.9	故障录波系统	(82)
13.10	保护故障录波信息管理子站	(83)

2 术 语

2.0.2 模块化多电平换流器的结构如图 1 所示。

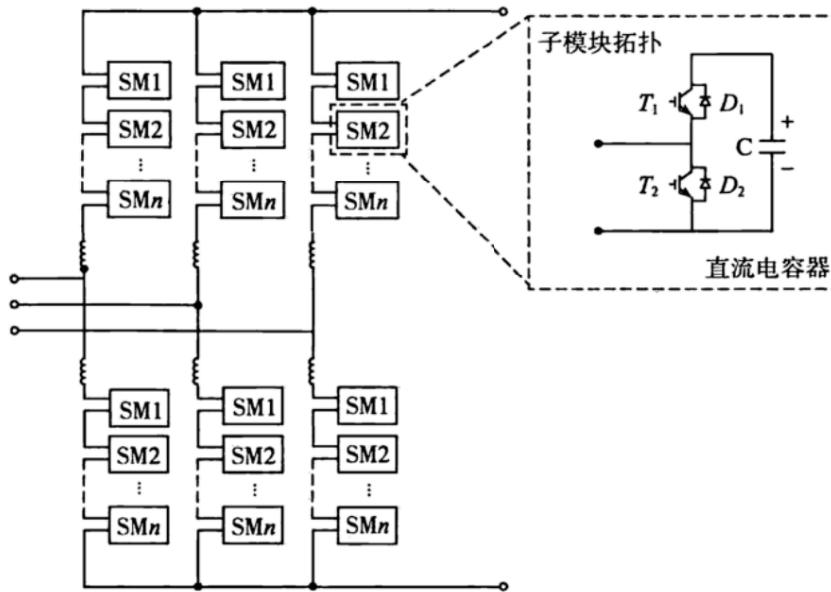


图 1 模块化多电平换流器

2.0.19 模块化多电平换流器、两电平换流器、三电平换流器中的直流电容器分别如图 1、图 2 和图 3 所示。

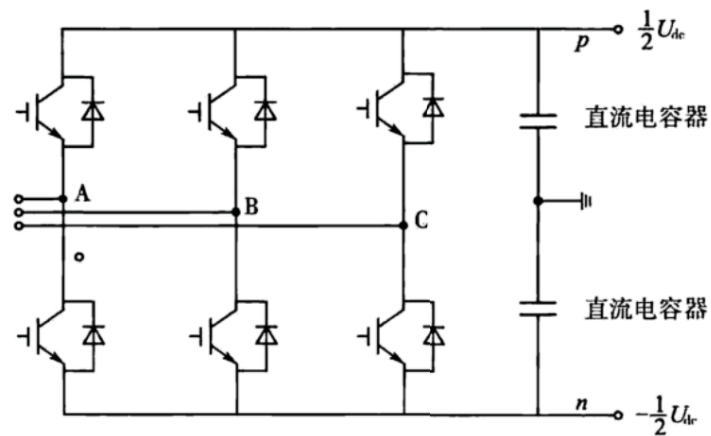


图 2 两电平换流器

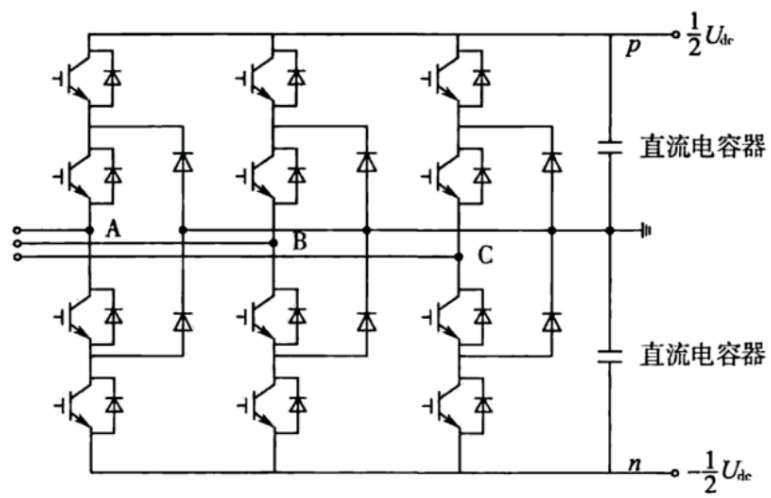


图 3 三电平换流器

3 总 体 要 求

3.0.4 接线形式主要指换流站内主要电气设备的连接关系和布置形式。

4 设计条件

4.1 环境条件

4.1.8 针对不同位置的设备提出具体的爬电比距,其目的是为了便于后续设备选型。

4.3 交流系统条件

4.3.3 换流站接入交流系统的频率变化范围一般习惯用频率波动最大值的包络线表示,典型的换流站接入交流系统频率变化范围示意图如图 4 所示。

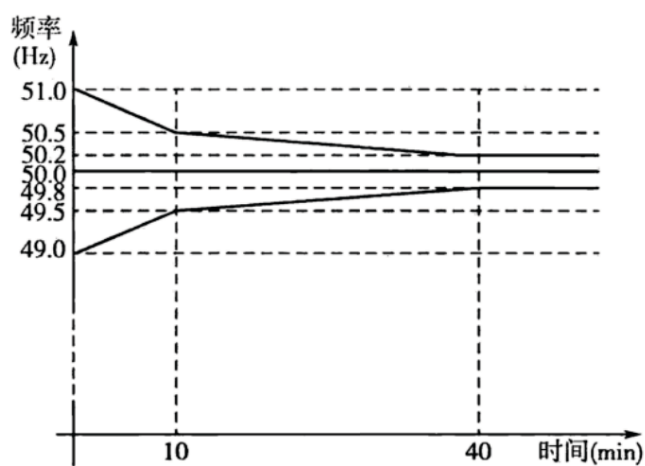


图 4 典型的换流站接入交流系统频率变化范围示意图

5 设计 要求

5.1 额 定 值

5.1.4 柔性直流输电系统降压时通常需要配合升高调制比和联接(换流)变压器分接头,防止对交流系统造成较大冲击。

5.2 柔性直流输电系统运行方式和控制模式设计

5.2.7 本条对柔性直流输电系统的附加控制设计做了规定。

4 通过柔性直流输电系统对交流系统实施频率控制一般有以下几种情况:交流侧为孤岛新能源电场,孤岛水/火电厂或弱交流系统通过柔性直流输电系统与一个大交流系统互联时,交流侧为无源用电负荷,其他通过柔性直流输电系统进行交流系统互联的情况。

6 电力系统中的扰动有可能引发柔性直流输电系统与交流系统、新能源系统或同步发电机之间的振荡。如果不采取有效措施,这些振荡会导致电网失稳和机组失去同步。

6 接地方式

6.0.1 针对本条给出典型的接地方式。

(1)如果联接变压器阀侧为星型接线,可通过阀侧星型绕组中性点经大电阻接地,其接线方式如图 5 所示。

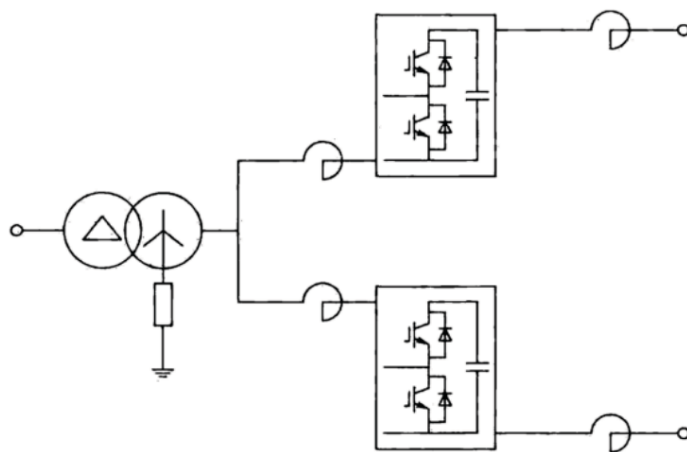


图 5 联接变压器阀侧星型绕组中性点经大电阻接地

(2)如果联接变压器阀侧绕组为角型接线,可通过阀侧接地电抗器中性点经大电阻接地,其接线方式如图 6 所示。

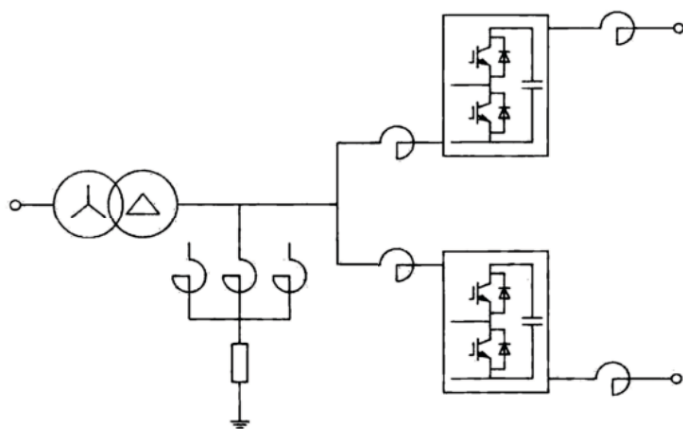


图 6 联接变压器阀侧接地电抗器中性点经大电阻接地

7 电气主接线

7.0.1 典型的柔性直流输电对称单极接线方案示意图如图 7 所示,典型的柔性直流输电双极接线方案示意图如图 8 所示。

7.0.2 根据系统要求设计其他特殊接线方式,如融冰接线方式。

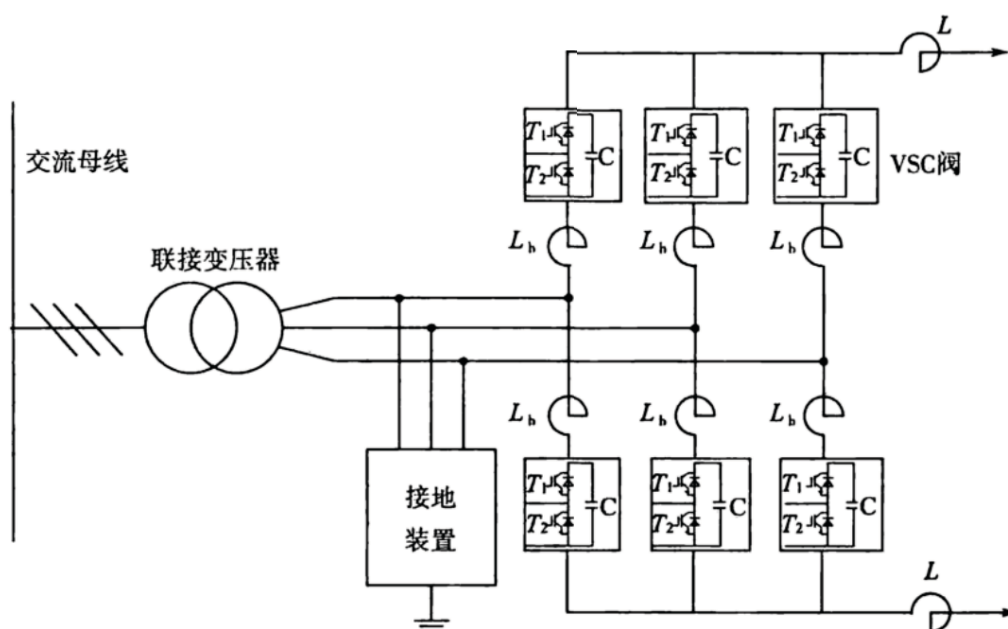


图 7 典型的柔性直流输电对称单极接线方案示意图

L_b —桥臂电抗器; L —直流电抗器

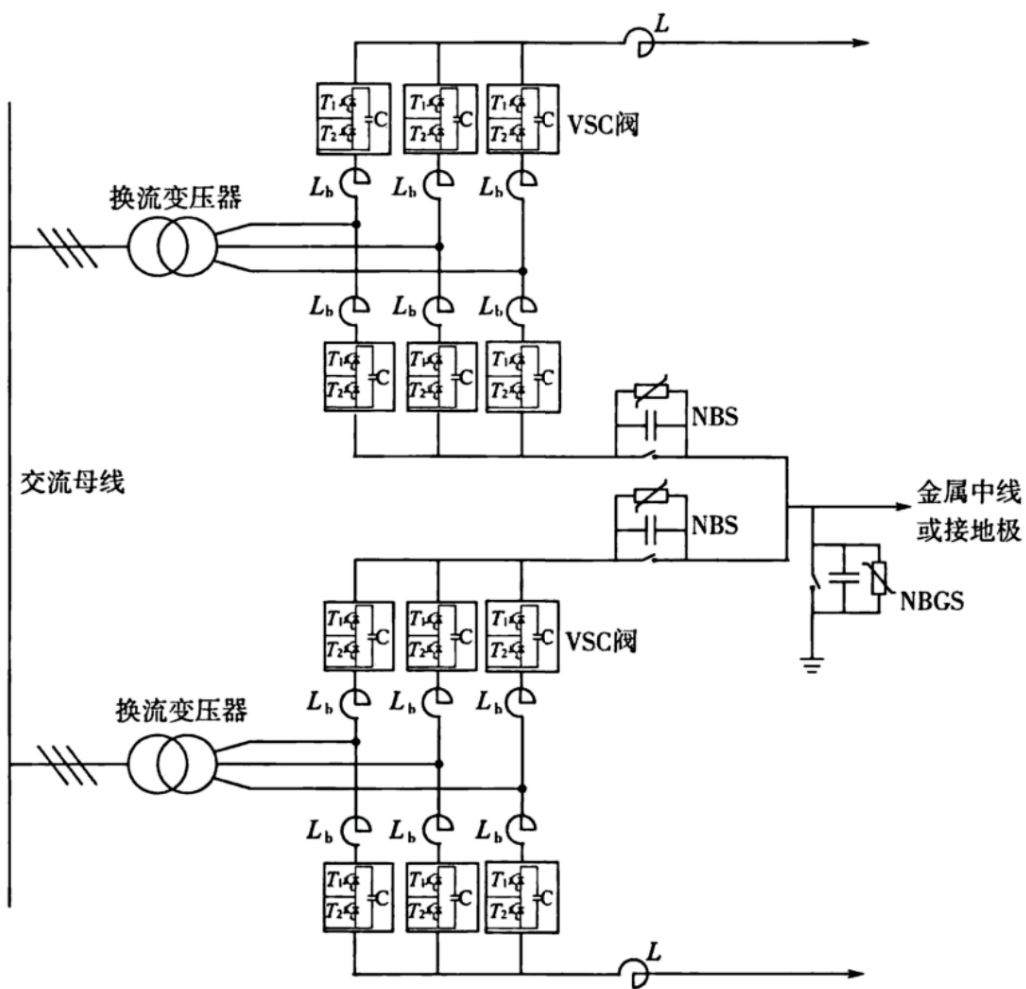


图 8 典型的柔性直流输电双极接线方案示意图

L_b —桥臂电抗器; L —直流电抗器;

NBS—中性母线开关;NBGS—中性母线接地开关

8 主回路参数计算

8.1 基本控制策略

8.1.1 柔性直流换流站有功类和无功类控制目标应按照本标准第 5.2.3 条第 2 款选择。

9 过电压和绝缘配合计算

9.2 避雷器配置基本原则

9.2.4 直流电抗器线路侧的设备通常由直流极线 DL 避雷器保护,阀顶区域设备通常由极母线 DB 避雷器保护,VSC 阀与桥臂电抗器间设备通常由 LV 避雷器保护,联接(换流)变压器阀侧母线通常由 AV 避雷器保护。图 9 和图 10 分别给出了对称单极接线和双极接线柔性直流换流站避雷器典型布置示意图。根据具体工程,可适当删减或增加某种类型的避雷器。

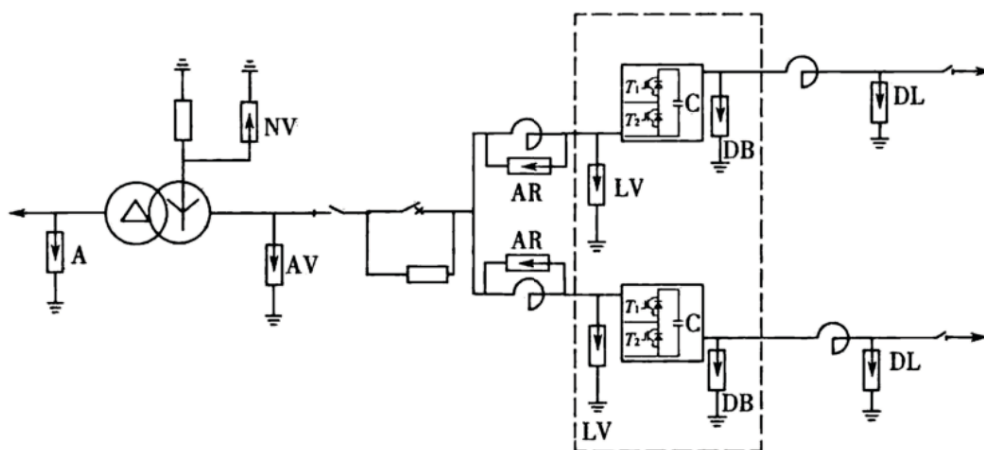


图 9 对称单极接线柔性直流换流站避雷器典型布置示意图

A—交流侧避雷器;AV—联接(换流)变压器阀侧避雷器;
NV—联接(换流)变压器阀侧中性点避雷器;AR—桥臂电抗器端子间避雷器;
LV—桥臂电抗器阀侧避雷器;DB—直流极母线避雷器;
DL—直流线路避雷器

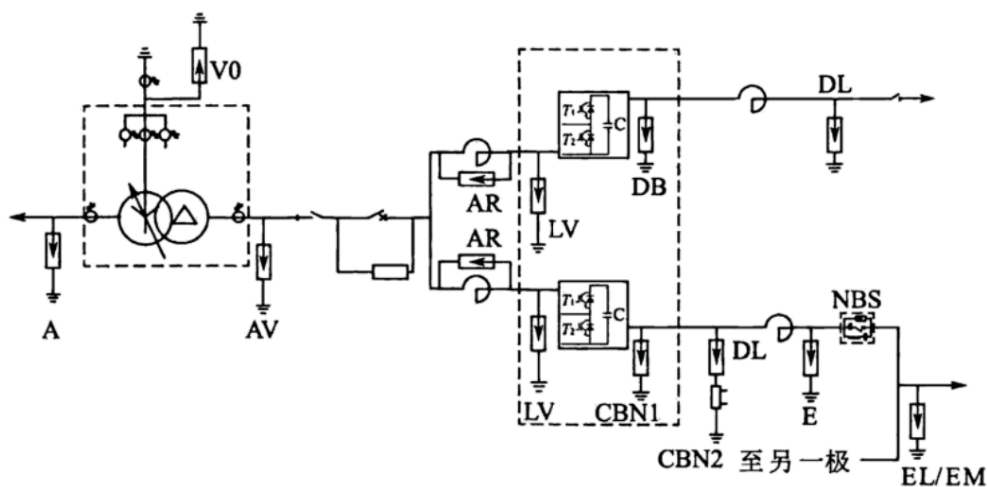


图 10 双极柔性直流换流站避雷器典型布置示意图

A—交流侧避雷器；AV—联接(换流)变压器阀侧避雷器；
V0—联接(换流)变压器网侧中性点避雷器；AR—桥臂电抗器端子间避雷器；
LV—桥臂电抗器阀侧避雷器；DB—直流极母线避雷器；
DL—直流线路避雷器；CBN1、CBN2、E—中性母线避雷器；
EL/EM—接地极线路/金属中线避雷器

表 1 图 9 和图 10 符号说明

符 号	说 明
	VSC 阀
	避雷器
	电抗器
	电阻器
	联接(换流)变压器
	接地

9.4 保护水平和绝缘水平

9.4.1 换流站过电压保护装置主要为无间隙金属氧化物避雷器。

9.5 爬电距离的确定

9.5.2 由于直流电压下的积污比交流电压下的严重得多,因此直流设备的爬电比距也比交流设备的大得多。

10 暂态电流计算

10.0.1 暂态电流计算的目的在于确定换流站设备承受的最大电流应力,并为保护研究提供基础数据。

10.0.5 暂态电流计算有两种手段:解析计算方法和仿真计算方法。解析方法的优点是计算速度快,数学机理较清晰,便于分析问题,但前期建模和数学推导较困难;仿真方法速度较慢,但在复杂系统条件下可以实现故障工况和运行方式多种组合下的扫描计算。在工程计算中通常两种方法结合使用。

11 可靠性和可用率

11.0.5、11.0.6 由于我国柔性直流工程数量较少且投运时间较短,尚缺乏足够的可靠性工程数据支撑,本条所规定的可靠性指标仅为推荐值。

12 换流站一次设备参数要求

12.7 直 流 开 关

12.7.1 目前直流断路器的技术路线有多种,成套设计需要从系统角度提出总体外特性要求,以及针对不同技术路线直流断路器的具体要求。

13 换流站控制保护系统

13.1 系统设计总体要求

13.1.3 本条对控制保护系统软、硬件配置做了规定。

3 对软、硬件结构进行优化设计的目的是保证系统各部分的负载分布合理、运行可靠,各子系统间独立运行,使各层次之间的耦合关系尽量减少,避免某一部分的故障影响整个系统的运行。

13.2 运行人员控制系统

13.2.3 本条对运动人员控制系统的功能设计做了规定。

1 本款第1项的说明:控制位置可设为远方调度中心、换流站控制室或站内设备就地;如果需要,还可设有后备调度中心,或区域内具有多个换流站时确定的主控站等控制位置;在试验、验收以及紧急状况下,允许运行人员在就地控制系统或设备进行安全可靠的就地操作。

2 监视内容一般包括柔性直流输电系统实时运行方式和运行值(交流电压、交流电流、直流电压、直流电流、分接头位置和调制比等)、站内各设备的状态和运行参数(换流器、桥臂电抗器、VSC 阀冷却系统、站用电系统和换流站控制保护系统等)、运行控制指令(所有运行操作指令的发出、执行及完成或中断情况等)、事件顺序和中央报警、在线谐波监视等。

4 对于顺序事件记录功能设计,数据采集/通信、事件处理和显示存储等功能宜满足运行要求的事件记录、报警和趋势记录功能,历史数据的存贮能力宜满足工程需求。

13.3 交直流站控系统

13.3.2 本条对交直流站控系统的配置及性能做了规定。

2 需对模拟量数据采集功能提出量值范围、误差分配、分辨率及精度、越限报警、追忆记录等设计要求,对开关量数据采集功能提出数据扫描频率、传输频率、异常报警信息等设计要求。

如果需要,数据总线可实行分网和分段,其分网和分段之间的信息通信应符合其相关硬件的特性。

数据采集系统应具有剔除数据中的奇异项、对数据的干扰进行数字滤波、平滑处理或隔离的功能。

13.3.3 本条对交直流站控系统的功能设计做了规定。

1 联锁方式包括运行人员操作联锁、检修钥匙联锁和设备联锁,以确保不带负荷闭合隔离开关、不带负荷拉开隔离开关、接地开关合闸时不闭合隔离开关、当母线或设备带电时不操作接地开关、人员不误入带电间隔、操作不违反顺控原则等。

5 谐波监视量包括交流母线上1次~50次谐波分量、直流线路上的等效干扰电流值。

13.4 直流控制系统

13.4.2 本条对直流控制系统的配置及性能做了规定。

2 本款对性能要求做了规定。

1)工程中一般使用直流功率/直流电压指令阶跃变化的响应来评判控制系统动态响应特性。柔性直流输电系统的动态性能时间常数主要取决于控制系统、测量系统以及直流回路等部分的时间常数,在20ms~150ms范围之内。对于不同的交直流系统条件,直流功率/直流电压指令阶跃变化的响应和影响均有区别,应对此进行详细研究,制定各种工况下直流功率变化及其变化速率的允许范围;控制系统阶跃响应的定值在综合考虑上述因素后优化确定。

13.5 直流保护系统

13.5.3 本条对直流保护系统的功能设计做了规定。

1 可根据工程设计选择配置联接(换流)变压器差动保护、联接(换流)变压器绕组差动保护、联接(换流)变压器引线差动保护、联接(换流)变压器过流保护、联接(换流)变压器过激磁保护、阻抗保护等保护功能,联接(换流)变压器保护还应具备本体非电量保护功能。

2 可根据工程设计选择配置交流连接线差动保护、交流连接线过流保护、启动回路热过载保护、启动回路差动保护、中性点电阻热过载保护、交流过电压保护等保护功能。

3 可根据工程设计选择配置桥臂过流保护、桥臂电抗器差动保护、换流器差动保护、换流器过流保护等保护功能。

4 可根据工程设计选择配置直流低电压保护、直流过电压保护、站接地过流保护、直流过流保护、中性母线差动保护、直流极差动保护、中性母线开关保护等保护功能。

5 可根据工程设计选择配置双极中性母线差动保护、金属中线接地保护、中性母线接地开关保护、金属回线转换开关保护、大地回线转换开关保护、接地极线路开关保护、金属中线开关保护、接地极线过流保护、接地极线不平衡保护等保护功能。

6 可根据工程设计选择配置直流线路行波保护、直流线路电压突变量保护、金属回线横差保护、金属回线纵差保护等保护功能。

13.9 故障录波系统

13.9.2 本条对故障录波系统的配置及性能做了规定。

2 本款对故障录波系统指标做了规定。

1)记录的带时标的的数据误差不应大于 1ms。

2)记录时间和采样频率宜满足以下要求:扰动前数据记录时

间 $\geq 40\text{ms}$,扰动后记录时间 $\geq 20\text{s}$,大扰动后中期数据记录时间 $\geq 0.1\text{s}$;用于故障分析和谐波分析的信号的采样频率不低于 10000Hz ;交流录波通道的采样频率不低于 5000Hz ;直流录波通道的采样频率不低于 10000Hz 。

13.10 保护故障录波信息管理子站

13.10.1 站内每套交流和直流保护设备自身或通过接口转换装置提供一个独立的以太网口,接入以太网交换机组成专用的以太网段(保护子网)上送数据给保信子站。

S/N:155182 · 0489



9 155182 048904

统一书号: 155182 · 0489

定 价: 18.00 元