

ICS 29.240

P 62

备案号: J2715—2019

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5564 — 2019

输变电工程接入系统设计规程

**Code for design of connecting transmission and
transformation project to power system**

2019-06-04 发布

2019-10-01 实施

国家能源局 发布

中华人民共和国电力行业标准

输变电工程接入系统设计规程

Code for design of connecting transmission and
transformation project to power system

DL/T 5564—2019

主编部门：电力规划设计总院

批准部门：国 家 能 源 局

施行日期：2019年10月1日

中国计划出版社

2019 北 京

国家能源局 公告

2019 年 第 4 号

国家能源局批准《光伏发电工程电气设计规范》等 297 项行业标准,其中能源标准(NB)105 项、电力标准(DL)168 项、石化标准(NB/SH)24 项,现予以发布。

附件:行业标准目录

国家能源局
2019 年 6 月 4 日

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	出版机构	批准日期	实施日期
.....							
264	DL/T 5564—2019	输变电工程 接入系统设计 规程			中国计划 出版社	2019-06-04	2019-10-01
.....							

前 言

根据《国家能源局关于下达 2015 年能源领域行业标准制(修)订计划的通知》(国能科技〔2015〕283 号)的要求,编制组经过调查研究、认真总结输变电工程接入系统设计的工作经验,在广泛征求意见的基础上,制定本标准。

本标准主要技术内容有:总则、术语、电力系统概况、设计边界条件、工程建设必要性及投产时机、接入系统方案研究、无功补偿方案研究、电气计算、设备选择及电气参数、系统继电保护、系统安全稳定控制装置、系统调度自动化、系统通信。

本标准由国家能源局负责管理,由电力规划设计总院提出,由能源行业电力系统规划设计标准化技术委员会负责日常管理,由中国电力工程顾问集团中南电力设计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,请寄送电力规划设计总院(地址:北京市西城区安德路 65 号,邮编:100120,邮箱:bz_zhongxin@eppei.com)。

本标准主编单位:中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司

本标准参加单位:中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司
中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司

本标准主要起草人员:康 义 陈凌云 马怡晴 颜 俊
林廷卫 肖景良 伍文城 蔡世超
王晓宁 程细海 钟 胜 张立平
程改红 李泰军 朱庆春 郭相国

郭 佳	吴敬坤	丛树安	张 伟
张蜀英	刘 涛		
本标准主要审查人员:	丁功扬	曾德文	雷晓蒙
	戴剑锋	李娟萍	张 伟
	金小明	吴敬坤	叶幼君
	李 彬	余 熙	杨攀峰
	王绍德	陈志刚	李 磊
	张诗韬	赵 萌	佟明东
			王雪松
			储真荣
			黄明良
			夏 泉

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	电力系统概况	(4)
4	设计边界条件	(5)
5	工程建设必要性及投产时机	(6)
6	接入系统方案研究	(7)
6.1	接入系统方案拟定	(7)
6.2	接入系统方案比较	(7)
7	无功补偿方案研究	(9)
7.1	无功补偿配置原则	(9)
7.2	交流输变电工程无功补偿方案	(9)
7.3	换流站无功补偿方案	(10)
8	电气计算	(13)
8.1	潮流计算	(13)
8.2	稳定计算	(14)
8.3	短路电流计算	(14)
8.4	调相调压计算	(15)
8.5	工频过电压及潜供电流计算	(15)
8.6	其他计算	(16)
9	设备选择及电气参数	(18)
9.1	交流变电站主要设备及参数	(18)
9.2	直流换流站主要设备及参数	(19)
10	系统继电保护	(22)
10.1	系统保护配置原则及要求	(22)

10.2	对系统保护用互感器的要求	(26)
10.3	对系统保护用通信通道的要求	(26)
11	系统安全稳定控制装置	(28)
11.1	稳定计算分析	(28)
11.2	安全稳定控制系统初步配置方案	(28)
11.3	对通信通道的要求	(29)
11.4	换流站稳控装置与直流极控系统的接口要求	(29)
12	系统调度自动化	(30)
12.1	远动系统	(30)
12.2	电能量计费系统	(31)
12.3	同步相量测量装置	(32)
12.4	电力调度数据网及二次系统安全防护	(32)
13	系统通信	(34)
13.1	技术要求	(34)
13.2	光纤通信系统	(35)
13.3	电力线载波通信系统	(36)
13.4	通信数据网	(36)
13.5	视频会议	(37)
13.6	生产管理交换机	(37)
13.7	调度交换机	(37)
13.8	通信电源	(38)
	本标准用词说明	(39)
	引用标准名录	(40)
	附：条文说明	(41)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Overview of power system	(4)
4	Boundary condition of design	(5)
5	Necessity and timing of project construction	(6)
6	Study on scheme of connecting to power system	(7)
6.1	Connecting scheme design	(7)
6.2	Connecting scheme comparison	(7)
7	Study on scheme of reactive power compensation	(9)
7.1	Purpose of reactive power compensation study	(9)
7.2	Reactive power compensation of AC power transmission and transformation project	(9)
7.3	Reactive power compensation of converter station	(10)
8	Electrical calculation	(13)
8.1	Power flow calculation	(13)
8.2	Stability calculation	(14)
8.3	Short-circuit current calculation	(14)
8.4	Calculation of phase and voltage regulation	(15)
8.5	Calculation of power frequency overvoltage and secondary arc current	(15)
8.6	Others	(16)
9	Equipment selection and electrical parameters	(18)
9.1	Main equipments and parameters of transformer substation	(18)

9.2	Main equipments and parameters of converter station	(19)
10	System relay protection	(22)
10.1	Principle and requirement for system relay protection configuration	(22)
10.2	Requirement for system relay protection transformers	(26)
10.3	Requirement for communication channels for system relay protection	(26)
11	Security and stability control system	(28)
11.1	Stability calculation and analysis	(28)
11.2	Preliminary configuration of security and stability control system	(28)
11.3	Requirement for communication channels for security and stability control system	(29)
11.4	Interface requirement for security and stability control equipment and HVDC pole control system	(29)
12	Dispatch automation system	(30)
12.1	Telecontrol systems	(30)
12.2	Electric energy metering system	(31)
12.3	Synchrophasor measurement unit	(32)
12.4	Dispatching data network and secondary system security protection for electric power system	(32)
13	Communication system	(34)
13.1	Technical requirements for system communication	(34)
13.2	Optical fiber communication system	(35)
13.3	Power-line carrier communication system	(36)
13.4	Communication data network	(36)
13.5	Video conference system	(37)
13.6	Administration PABX(Private Automatic Branch Exchange)	(37)

13.7 Dispatch PAX(Private Automatic Exchange)	(37)
13.8 Communication power supply	(38)
Explanation of wording in this code	(39)
List of quoted standards	(40)
Addition;Explanation of provisions	(41)

1 总 则

1.0.1 为规范和指导输变电工程接入系统设计,提高设计质量,编制本标准。

1.0.2 本标准适用于 330kV 及以上新建、扩建、改建交直流输变电工程接入系统的设计,本标准涉及的直流输电技术为 LCC 直流输电技术。

1.0.3 输变电工程接入系统设计应以电力发展规划为指导、安全稳定为基础、经济效益为中心,做到远近结合、科学论证;满足国家法律、法规要求,贯彻相关方针和政策;推荐的接入系统方案应结构清晰、安全可靠、运行灵活、经济高效、适应性强。

1.0.4 输变电工程接入系统设计应论证输变电工程的建设必要性,结合选站选线情况,研究提出接入系统方案,明确具体的工程建设规模、主设备技术参数要求,并提出系统二次设备配置要求等。

1.0.5 输变电工程接入系统设计除应满足本标准的规定外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 LCC 直流输电 LCC-HVDC

基于电网换相型换流器的高压直流输电系统,采用半控型器件晶闸管作为换流元件的传统直流输电技术。

2.0.2 短路比 short circuit ratio

短路比(SCR)为高压直流换流站交流母线在额定电压时的短路容量(MV·A)与额定直流功率(MW)的比值。

2.0.3 有效短路比 effective short circuit ratio

有效短路比(ESCR)为交流系统短路容量减去连接在交流母线上的电容器和交流滤波器在额定电压下的容性无功补偿容量后与额定直流功率的比值。

2.0.4 无功分组 bank and sub-bank of reactive power compensator

接入换流站交流母线的容性无功补偿装置宜分为若干个无功大组,每一大组包括若干个无功小组。无功小组指通过断路器接入换流站交流母线的最小可投切的交流滤波器、并联电容器;无功大组指通过一台断路器接到换流站交流母线上的无功小组的组合。

2.0.5 次同步振荡 subsynchronous oscillation

当交流系统的功率发生扰动时,在汽轮发电机组轴系可能引起振荡,振荡频率低于 50Hz,在次同步范围内,称为次同步谐振(SSR),由直流输电引起的汽轮发电机组的次同步振荡现象称为次同步振荡(SSO)。

2.0.6 直流孤岛运行方式 islanding operation mode of HVDC

电源直接通过交流线路接入换流站,换流站、电源、交流线路

形成孤立电网,和其余电力系统在电气上分离的一种电网运行状态。

2.0.7 超长站距 ultra-long haul

对于 2.5Gb/s 传输速率,单跨距离超过 200km 的无中继光传输系统定义为超长站距传输系统;对于 10Gb/s 传输速率,单跨距离超过 160km 的无中继光传输系统定义为超长站距传输系统。

2.0.8 超低损耗光纤 ultra low loss fiber

符合 ITU-T G. 652 标准,在波长 1550nm 处衰减系数小于 0.175dB/km的光纤称为超低损耗光纤。

3 电力系统概况

3.0.1 应介绍本工程所在电力系统覆盖区域范围的电力需求水平及负荷特性等相关信息。

3.0.2 应介绍本工程所在电力系统覆盖区域范围的电源规模、电源结构等相关信息。

3.0.3 应介绍本工程所在电力系统覆盖区域范围的主网架结构、与周边电网的联系,电网间送受电情况,电网输变电设备规模,电力系统主要特点及其存在的主要问题等相关信息。

3.0.4 应介绍输变电工程的基本信息、站址、走廊条件等内容。

4 设计边界条件

4.0.1 设计边界条件应包括设计及规划水平年、电力需求预测、电源建设规划、电网发展规划,应以已发布或审定的电力或电网发展规划为基础,必要时可根据电力系统发展最新情况进行适当调整。

4.0.2 应概述与本工程相关的电网设计水平年和工程投产后5年~10年规划期内的负荷预测结果;依据当前经济发展形势和用电增长情况,提出本工程采用的负荷预测水平,包括现况、设计水平年和规划水平年的用电量、最高负荷及其分布、负荷特性等。

4.0.3 应概述与本工程相关的电网设计水平年和工程投产后5年~10年规划期内的电源建设安排,包括电源名称、装机规模、装机进度、现有机组的退役计划、与跨区或周边电网的送受电规划等。

4.0.4 应概述主网架发展规划;描述本工程投产前、后相关的电网规划,包括主要在建输变电工程情况介绍,介绍与本工程有关的前期项目研究及评审情况。

5 工程建设必要性及投产时机

5.0.1 输变电工程的建设必要性应以电力系统发展规划为基础,从电源接入及送出需求、满足受电地区电力负荷发展、电网结构优化、控制短路电流水平、提高电网输电及供电能力、节能降耗需要等方面进行论证。

5.0.2 应依据电力负荷预测结果和电源建设安排进行相关电力平衡计算。宜根据工程特点选择计算全网电力平衡、工程所属供区电力平衡及相关分层电力平衡,确定各级电力流向和电力交换容量需求;必要时,应进行电量平衡计算,测算输变电工程的合理利用小时数。

5.0.3 应结合电网发展规划和电力平衡计算分析结果,明确本工程在电力系统中的地位和作用,提出工程近、远期建设规模和投产时机要求。

6 接入系统方案研究

6.1 接入系统方案拟定

6.1.1 输变电工程接入系统方案研究应明确变电站(或换流站)接入交流电网的电压等级、出线方向及回路数,确定无功补偿设备的型式、容量及安装地点、站内电气主接线及主要电气设备技术参数要求等。

6.1.2 变电站接入系统方案拟定,应根据变电站在系统中的作用和地位,综合考虑电网特点、电网发展规划、电力负荷分布、电源送出需要、分层分区平衡、进出线走廊及站址条件等情况,提出能够满足输变电工程总体要求的两个及以上可比方案,所列接入系统方案应全面、可行、易于过渡,并对远景方案进行展望。

6.1.3 换流站接入系统方案拟定,应根据直流工程在系统中的功能定位,结合电网规划及现有网络情况,提出两个及以上的可比方案(包括换流站与变电站合建方案)。应结合直流输电电压等级、输电容量、换流站近区交流系统情况等对送、受端换流站接入交流侧电压等级进行分析比较,送端换流站宜与近区电源接入电压等级相同;受端换流站接入系统的电压等级拟定应结合直流在受端系统的定位及消纳范围统筹考虑。

6.2 接入系统方案比较

6.2.1 对拟定的接入系统方案应进行技术经济比较,宜从潮流分布、输电损耗、系统稳定水平、短路电流水平、电网结构、近远期电网发展适应性、工程实施难易程度、经济性等方面进行综合比较,权衡利弊后予以推荐。

6.2.2 进行潮流计算分析比较时,应选择正常方式、“N-1”方式

进行计算,必要时可进行特殊检修方式校核计算。

6.2.3 进行稳定水平分析比较时,应选择稳定问题严重的典型运行方式,重点计算比较近区电网“N-1”故障方式下的稳定水平。

6.2.4 进行短路电流水平比较时,拟定方案短路电流水平应在合理范围内,最大短路电流水平必须满足现有设备制造能力,换流站的最小短路比不宜过低。

6.2.5 进行方案经济比较时,内容应包括投资、电能损失和运营费,宜采用年费用比较法。

7 无功补偿方案研究

7.1 无功补偿配置原则

7.1.1 在输变电工程接入系统方案研究中,应针对高峰和低谷负荷方式下的无功需求,对变电站(或换流站)分别进行容性和感性无功电力平衡计算,提出合理的无功补偿需求,以满足系统调压运行的要求。

7.1.2 变电站容性无功缺额宜采用低压并联电容器进行补偿,感性无功缺额应优先采用低压并联电抗器进行补偿。

7.1.3 无功补偿设备分组的选择应考虑设备标准化的因素。

7.1.4 无功补偿装置可根据无功负荷和电网结构的变化分期装设。

7.1.5 在电网局部站点容性或感性无功缺额较大,且本地不具备条件装设补偿设备的情况下,可将无功电力平衡计算范围适当扩展至周边站点,根据需要在周边站点装设补偿设备。

7.1.6 换流站无功补偿装置应分组投切运行,以适应直流各种运行方式。

7.1.7 换流站与变电站合建时,无功补偿设备配置应协调考虑。

7.1.8 当电网局部动态无功储备不足或受端系统短路容量不够时,为提高输送容量和系统稳定水平,经技术经济比较论证后可选用 SVC、STATCOM 或调相机等动态无功补偿设备。

7.2 交流输变电工程无功补偿方案

7.2.1 变电站容性无功补偿的主要作用是补偿主变压器的无功损耗、补偿输电线路的无功缺额、补偿周边电网的无功缺额和为周边主要设备事故与检修提供无功备用,容性无功补偿总容量应通

过平衡计算确定,不宜超过主变压器容量的 30%。

7.2.2 变电站感性无功补偿的作用主要是补偿线路或者电缆的充电功率,感性无功补偿总容量应通过变电站或者其相邻区域的无功平衡确定。

7.2.3 变电站可供选择的无功补偿设备主要包括并联电容器、并联电抗器、静止无功补偿器(SVC)、静止同步补偿器(STATCOM)以及调相机等。

7.2.4 高压并联电抗器(包括中性点小电抗)主要用于限制工频过电压、降低潜供电流和恢复电压,并可补偿输电线路的充电功率。当变电站近区电网局部短线路较多且不具备条件装设线路高压电抗器和低压并联电抗器时,可根据电网结构,选择适当站点装设母线可投切高压并联电抗器。

7.2.5 330kV 及以上变电站投切一个无功设备分组所引起的变压器中压侧母线电压变动值不宜超过其额定电压的 2.5%。

7.3 换流站无功补偿方案

7.3.1 换流站应配备足够的容性无功补偿设备,其总容量应根据换流站最大无功消耗、交流系统无功提供能力、无功设备备用需求等因素计算确定。

7.3.2 换流站最大无功消耗宜按直流系统正向、全压、双极额定运行方式确定;功率反送运行方式不宜作为计算长距离直流输电工程换流站无功补偿容量的必要方式,但背靠背联网直流工程应考虑功率反送方式;直流过负荷方式下额外增加的无功消耗可利用交流系统无功能力和备用无功补偿分组来平衡,直流工程对过负荷能力有特殊要求的除外。

7.3.3 换流站是否需要配置感性无功补偿设备及其容量需求应根据换流站最小无功消耗、最小滤波器投入需求、交流系统无功吸收能力等因素计算确定。

7.3.4 换流站最小无功消耗计算宜选择直流系统正常最小输送

功率运行方式。

7.3.5 交流系统无功提供能力应以直流系统额定输送功率作为基本运行方式进行计算,考虑换流站近区可能出现的机组最少开机台数及换流站出线部分停运的方式,通过平衡计算提出交流系统最小无功提供能力。

7.3.6 交流系统无功吸收能力应以直流系统最小输送功率作为基本运行方式进行计算,考虑换流站近区全接线方式,并可合理计及近区运行发电机组的进相能力,通过平衡计算提出交流系统最小无功吸收能力。

7.3.7 无功小组分组容量的选择应综合考虑无功小组投切的影响、换流站无功补偿总容量、滤波性能和设备布置等要求进行优化,尽量减少组数;无功大组容量的选择应结合无功大组切除的影响、无功小组的分组数量、大组断路器开断能力、滤波器类型和配置要求、系统可靠性水平等因素综合确定。在换流站接入系统设计阶段应提出系统对换流站无功分组容量的限制要求。

7.3.8 换流站无功分组投切引起的交流母线电压变化应采用电力系统稳定程序进行计算,无功分组容量必须满足系统电压调节的要求。换流站无功分组投切引起交流母线的电压变化率计算宜选择直流工程建设初期交流系统短路容量最小的典型运行方式,并考虑换流站附近对交流母线短路容量影响最大的线路“N-1”方式。电压波动应符合下列规定:

1 任何无功小组的投切都不应引起直流换相失败,不应改变直流控制模式或直流功率输送水平;投切一个无功小组引起的换流站交流母线稳态电压变化应以不导致换流变压器有载调压分接头动作为原则,不宜大于换流变压器分接头步长的 75%,特殊情况下,为避免分组数目过多影响工程经济性,可适当放宽要求;投切一个无功小组引起的换流站交流母线暂态电压波动不宜大于 2%。对于弱交流系统,为避免分组数目太多,暂态电压波动可不直接考核换流站交流母线的电压变化率,考核点可取对电网有影

响、用户有电能质量要求的邻近公共连接点母线；

2 切除一个无功大组，即所有连接在这个大组中的电容器分組和滤波器分組都被同时切除，是一种非正常方式。一个无功大组的切除，无论是断路器误动还是由于保护动作，都不应导致直流系统发生闭锁故障。若失去一个无功大组后对换流站无功平衡及滤波性能产生较大影响，可以采取降低直流输送功率的办法，但不应阶跃降低功率。

7.3.9 换流站所装设的容性无功补偿装置可采用电容器组与交流滤波器合并配置，为满足滤波要求的设计为滤波器，其余设计为电容器。换流站所有电容器分組宜选择同样的额定容量；考虑到无功补偿配置方案的整体经济性，也可研究采用交流滤波器选择较小分組容量的方案。

7.3.10 换流站内感性无功补偿设备配置可考虑装设站内可投切高压电抗器，或结合站用电设计在站用变低压侧装设低压电抗器。

8 电气计算

8.1 潮流计算

8.1.1 潮流计算的目的是校核推荐接入系统方案下电网潮流的合理性,确定运行电压水平,为选择设备主要参数及线路导线截面等提供依据,并可为其他计算提供基础。

8.1.2 潮流计算应根据工程投运对原有电网结构的影响程度选择电网校核范围;计算方式应包括设计水平年各种典型工况下正常运行方式和“N-1”方式,必要时应对过渡年和严重故障方式进行潮流校核计算,对于直流输电工程应考虑直流系统不同运行工况的影响。

8.1.3 对于水电比重小的电力系统,可只计算电网的最大、最小两种运行方式;对于水电比重大的电力系统,宜计算丰大、丰小、枯大、枯小四种运行方式;若调峰引起电网潮流变化较大时,还应计算相应的调峰运行方式。

8.1.4 应根据各种典型运行方式下的电压水平确定换流站交流母线的正常运行电压水平。

8.1.5 合理的电网潮流应符合下列规定:

- 1 开机方式合理;
- 2 潮流分布均匀、流向合理,各元件均满足“N-1”事故过负荷能力要求;
- 3 电压水平应符合现行行业标准《电力系统电压和无功电力技术导则》DL/T 1773 的规定;
- 4 电能损耗小。

8.2 稳定计算

8.2.1 稳定计算的目的是校核推荐接入系统方案是否满足电力系统安全稳定运行的要求,分析是否需要改进电网结构或提出其他提高稳定的措施,并可为工程相关性能要求提供依据。

8.2.2 当稳定水平较低时,应分析原因,研究提高电网稳定水平的措施。

8.2.3 在换流站接入系统设计中,应通过稳定校核计算提出对直流系统过负荷能力的要求,确定换流站交流母线运行电压及运行频率的波动范围。

8.2.4 应进行暂态稳定计算,必要时应进行动态稳定计算。

8.2.5 暂态稳定计算应以现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 中第一道防线的故障形式为主,必要时可对第二道、第三道防线的故障形式进行校核。

8.2.6 稳定计算应符合现行行业标准《电力系统安全稳定计算技术规范》DL/T 1234 的规定。

8.3 短路电流计算

8.3.1 交流输变电工程中应进行最大短路电流计算,直流输电工程中应进行最大短路电流和最小短路比计算。最大短路电流水平计算主要用以选择新增电气设备短路电流水平,校验现有设备的适应性;最小短路比是直流工程设备参数设计的基础输入指标之一。

8.3.2 最大短路电流计算应符合下列规定:

- 1 应选择全开机和全接线的运行方式;
- 2 计算水平年宜按设备投运后 5 年~15 年的系统发展规划考虑;
- 3 应计算与本工程有关的各主要枢纽点最大三相和单相短路电流;

4 当输变电工程投运对相关地区短路电流水平影响较大时,应对输变电工程投运年进行短路电流计算,校验现有设备是否需要更换;

5 当短路电流水平过大而需要大量更换现有断路器或无法选择断路器时,应研究限制短路电流的措施,对电网运行方式、变电站主接线型式、相关地区变压器短路阻抗等方面提出要求,必要时提出开展限制短路电流措施专题研究的要求。

8.3.3 最小短路比应通过对不同设计水平年、不同运行方式的计算比较得出。一般在换流站投运初期,最小开机方式、换流站出线“N-1”等是重要的计算条件,应重点考虑。

8.4 调相调压计算

8.4.1 调相调压计算的目的是校验系统不同典型运行方式下的电压是否能够符合现行行业标准《电力系统电压和无功电力技术导则》DL/T 1773 的规定,校核无功补偿设备配置的合理性,确定变压器主抽头。

8.4.2 调相调压计算应考虑设计水平年各种典型工况下的正常运行方式和“N-1”方式。

8.4.3 宜通过大负荷下不同季节或不同发电工况下的运行方式计算校核容性无功补偿设备配置是否合理,通过小负荷下不同季节或不同发电工况下的运行方式计算校核感性无功补偿设备配置是否合理。

8.4.4 经调相调压计算,当变电站(换流站)母线运行电压不符合电压质量标准时,应研究增加无功补偿设备以满足电压质量标准;在增加无功补偿设备无效果或不经济时,可建议选用有载调压变压器。

8.5 工频过电压及潜供电流计算

8.5.1 工频过电压(暂时过电压)计算的目的是验算与变电站(换

流站)连接的 330kV 及以上电压交流线路的工频过电压水平,为变电站(换流站)交流出线是否需要安装高压并联电抗器提供依据。

8.5.2 工频过电压计算方式的选取可参考现行行业标准《电力系统设计技术规程》DL/T 5429 的要求。

8.5.3 工频过电压计算故障型式宜取线路一侧发生单相接地三相跳开和无故障三相跳开两种情况。根据工程具体情况,必要时可增加其他故障形态下的工频过电压计算。

8.5.4 线路断路器的变电站侧和线路侧的工频过电压标准应符合现行国家标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 和《1000kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合》GB/T 24842 的规定。

8.5.5 限制工频过电压的措施主要是装设线路高压并联电抗器,可结合无功补偿需求在线路单侧或双侧配置高压并联电抗器。

8.5.6 潜供电流计算的目的是验算与变电站(换流站)连接的 330kV 及以上电压交流线路的潜供电流及恢复电压水平,为线路高压并联电抗器是否装设中性点小电抗和能否采用单相快速重合闸提供依据。

8.5.7 潜供电流的计算方式及允许值可参考现行行业标准《电力系统设计技术规程》DL/T 5429 的要求。

8.5.8 限制潜供电流的措施主要采用在高压并联电抗器中性点接小电抗,也可采用快速单相接地开关或良导体架空地线的措施,应根据系统特点结合其他方面的需要进行论证。

8.6 其他计算

8.6.1 发电机接上容性负荷后,在系统参数谐振条件下,容易发生发电机端电压与负载电流同时上升的现象,即发电机自励磁。当系统运行条件具备产生发电机自励磁的可能时,应对相关机组进行自励磁校核计算。

8.6.2 工程接入系统设计阶段应对发电机组是否产生同步自励磁进行初步判断,若发电机组存在产生自励磁的可能,应明确在工程下一阶段需对发电机组自励磁问题进行电磁暂态仿真专题研究,提出抑制措施。

8.6.3 若送端换流站交流母线近区有火电电源接入,在换流站接入系统设计阶段,应对整流站近区汽轮发电机组的次同步振荡问题进行分析,必要时应进行次同步振荡专题研究。

8.6.4 对汽轮发电机组是否会发生次同步振荡的初步判断可采用机组的影响系数法,一般情况下,当机组影响系数 $UIF_i < 0.1$ 时,直流系统对发电机组影响小,不会发生次同步振荡;如果 UIF_i 值接近或大于 0.1,则该机组存在发生次同步振荡的风险,应列专题进行深入研究。

8.6.5 对于交、直流并联运行系统,应分析交、直流电网间的相互影响,必要时应对送端换流站直流孤岛运行方式进行校核计算,提出系统对直流孤岛运行方式的要求。

8.6.6 直流孤岛运行方式校核计算的内容应包括下列内容:

- 1 孤岛系统稳定水平校核计算;
- 2 无功分组投切引起的电压波动计算;
- 3 直流双极闭锁引起的工频过电压计算。

8.6.7 针对校核计算发现的问题,可从系统角度提出初步的机网协调解决方案,必要时应提出开展专题研究的要求。

9 设备选择及电气参数

9.1 交流变电站主要设备及参数

9.1.1 交流变压器选择及参数应符合下列规定：

1 变电站近、远期主变压器台数和容量选择,应综合考虑变电站供电需要和可靠性要求等因素;结合系统潮流和变电站建成后 5 年~10 年的负荷发展情况,合理确定本期变压器容量及组(台)数;考虑远期 10 年~20 年的负荷发展情况,提出变电站的终期规模及变压器组(台)数;并应从全网出发,推行系列化、标准化;负荷密度大、站址紧张的地区宜选用大容量变压器;

2 变电站同一电压网络内任一台变压器事故时,其他元件不应超过事故过负荷的规定。凡装有 2 组(台)及以上主变器,其中 1 组(台)事故停运后,其余变压器的容量应保证该站在全部负荷 70%时不过载;

3 变压器额定电压应结合系统结构、变压器所处位置、系统运行电压水平、无功电源分布等情况进行优化选择;降压变压器高压侧额定电压宜与所处系统运行电压相适应,宜选用 1 倍~1.05 倍系统标称电压,中压侧额定电压宜选用 1.05 倍~1.1 倍系统标称电压,低压侧额定电压宜选用 1.0 倍~1.05 倍系统标称电压;

4 500kV 及以上电压等级变压器宜选用无励磁调压型,经调压计算论证确有必要且技术经济比较合理时,可选用有载调压型。无励磁调压变压器抽头宜选用 $\pm 2 \times 2.5\%$,有载调压变压器抽头宜选用 $\pm 8 \times 1.25\%$;

5 变压器各侧短路阻抗应根据电力系统稳定、无功平衡、电压调整、短路电流、变压器间并联运行方式等因素进行综合考虑;

6 330kV 及以上变压器中性点应直接接地或经低阻抗

接地；

7 可根据短路电流限制要求，确定变压器中性点小电抗参数。

9.1.2 其他电气设备选择及参数应符合下列规定：

1 应结合远景年高压、中压侧短路电流计算，确定新增断路器遮断容量要求；结合工程投运年短路电流计算，校验现有断路器是否需要更换；

2 应依据运行方式、潮流分析等，确定母线通流容量和电气设备额定电流水平；

3 应根据限制工频过电压、潜供电流，防止自励磁、无功补偿等要求，确定高压并联电抗器型式（固定或可控）、容量、台数、额定电压及装设地点（包括中性点小电抗参数）；根据分层分区无功平衡结果，结合调相调压计算，确定远期和本期低压无功补偿装置型式、分组数量、分组容量。

9.1.3 系统对电气主接线应符合下列规定：

1 系统对变电站电气主接线的要求应结合变电站在电力系统中的地位 and 作用、建设规模、接入系统方案及分期建设情况等提出，应能满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、投资节约和便于扩建等要求；

2 应依据系统运行可靠性及变电站近远期出线需要，提出变电站出线排序要求。

9.2 直流换流站主要设备及参数

9.2.1 直流系统性能应符合下列规定：

1 直流输电工程的额定运行参数包括长期连续运行时的额定运行功率、额定工作电压、额定工作电流等，应由直流系统设计输送容量及输电电压等级确定。为防止直流电流出现断续现象，LCC 直流系统的最小直流电流限值不宜小于额定直流电流的 10%；

2 直流系统的过负荷能力可分为连续过负荷能力、短期过负

荷能力和暂时过负荷能力。若在系统运行中对直流系统的过负荷能力有特殊要求,可通过研究提出;

3 含有直流输电线路的直流工程需具备降压运行能力,在直流降压 70%、80%电压额定值下的输送功率宜达到 70%、80%功率额定值;

4 对正、反两方向均有功率输送要求的直流输电工程,应对功率反送能力提出明确要求,在设备参数选择、无功配置等方面应按照满足正、反两方向输送功率的要求进行设计;

5 在换流站接入系统设计阶段,宜结合所设计直流的自身特点及交流系统运行环境,提出直流输电工程需要具备的附加控制功能要求,包括功率调制功能、交流系统频率控制功能、交流系统电压控制功能、功率提升/功率回降功能等;

6 应根据系统需要以及直流工程的具体情况,提出对直流系统运行方式的要求;

7 应结合现有直流工程运行实际,提出对直流系统可靠性指标要求。

9.2.2 换流站电气主接线应符合下列规定:

1 交流场主接线应结合换流站在电力系统中的地位、直流输电工程容量以及线路、变压器、滤波器等连接元件的数量、设备特点等条件,从系统角度提出对换流站交流场电气主接线的建议,满足可靠性、灵活性、经济性的要求;

2 阀组接线应结合设备制造水平和大件运输条件,从提高直流输电系统可靠性与可用率、节省占地、减少设备数量、节约投资的角度,对直流换流站阀组接线提出要求;

3 直流场主接线应从提高直流输电系统可靠性与可用率、满足系统运行及设备检修等角度考虑,结合系统需要,对换流站直流场主接线提出要求。

9.2.3 换流变压器主要技术参数应符合下列规定:

1 换流变压器的主要技术参数包括变压器容量、台数、额定

电压、接线组别、短路阻抗、分接头范围等；

2 应根据换流变压器交流侧及直流侧的系统电压要求、变压器容量、制造和运输条件、换流站布置要求以及经济性等因素综合考虑,提出换流变压器型式选择以及相应的台数(含备用)、接线组别的初步意见；

3 换流变压器的短路阻抗选择应综合考虑限制短路电流、减少直流系统谐波分量以及优化阀、滤波器和其他相关换流设备的设计等方面因素,在换流站接入系统设计阶段,可从限制阀侧短路电流、减少无功补偿总量角度提出对换流变短路阻抗选择的要求和初步的短路阻抗选择范围；

4 换流变压器阀侧电压、额定容量、档位设置应经计算确定；

5 换流变压器分接头档距的选择应与换流器触发角正常波动范围相配合；

6 换流变压器分接头范围的选择与交流母线电压、直流电压以及触发角、熄弧角的变化范围有关。在正常运行方式下,宜考虑控制角在小范围内的正常波动,求得换流变分接头变化范围的最低要求；若直流输电工程有降压运行的要求,则正分接头范围应在降压运行的方式下计算,此时触发角、熄弧角可考虑较大的变化范围。

10 系统继电保护

10.1 系统保护配置原则及要求

10.1.1 一般规定：

1 应根据现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 等有关标准和电网公司继电保护配置规定及反措要求，确定变电站或换流站线路保护、过电压保护、母线保护、断路器失灵保护、短引线保护、远方跳闸保护、自动重合闸装置、故障录波器、保护及故障信息管理子站、故障测距装置的配置原则及方案；

2 双重化配置的线路保护、母线保护、高压并联电抗器保护等应完全独立，即装置、组屏方式、TA 和 TV 的二次回路、直流电源、通信设备、跳闸线圈等不应有公用环节；

3 换流站交流系统保护的配置及定值设定应与站内直流控制保护协调配合；

4 智能变电站系统保护的数据采集、网络通信、智能终端等技术方案应按系统继电保护规范执行。

10.1.2 线路保护应符合下列规定：

1 变电站或换流站每回交流出线应配置两套能反应各种类型故障的、独立的全线速动主保护和完善的后备保护。后备保护为三段式相间和接地距离保护，以及定时限和反时限零序过流保护。通道条件具备时可优先配置光纤分相电流差动保护作为线路主保护；

2 对于同塔架设多回线路、短线路、高压电缆架空线混合线路等，宜配置光纤分相电流差动保护。如没有光纤通道或迂回的光纤通道时，应使用传输分相通道命令的高频距离保护；

3 换流站交流出线保护除应考虑系统振荡、充电电容、平行

线路、并联电抗器等电磁暂态特性的影响外,还应考虑直流系统产生的谐波对保护的影响,宜采用光纤分相电流差动保护作为线路主保护;

4 装设有串联补偿电容的线路和相邻线路,应考虑串补对继电保护的影响,宜采用光纤分相电流差动保护作主保护,并设置能适应串补的完善的后备保护;

5 对于 T 接、 π 接线路,线路保护配置应与对侧已有保护一致;

6 对长度小于 30km 的线路,宜采用光纤分相电流差动保护作主保护,保护通道可采用专用光纤芯;

7 每回线路的两套线路保护应采用不同路由的通信通道传输保护信号,优先采用光纤数字通道;

8 根据系统过电压的要求,在相应的 500kV 及以上线路上装设过电压保护。过电压保护应双重化配置,可集成在具备光纤通道的线路保护装置中。过电压保护应根据电网运行管理规定,采取是否选择经本地断路器位置起动方式。过电压保护动作后应跳开本侧相关断路器以及远跳线路对侧有关断路器。

10.1.3 远方跳闸应符合下列规定:

1 一个半断路器接线的断路器失灵保护动作、高压侧无断路器的线路并联电抗器保护动作、线路过电压保护动作、线路变压器组的变压器保护动作、串补旁路断路器拒动等情况下应传送远方跳闸命令,远跳线路对侧断路器切除故障;

2 远方跳闸功能应双重化配置,宜利用线路保护通道传送远方跳闸命令,可采用“一取一”加就地故障判别的跳闸逻辑。就地故障判别装置应双重化配置,宜分别与两套线路保护合并组屏;

3 远方跳闸及就地故障判别功能可集成在具备光纤通道的线路保护装置中。

10.1.4 自动重合闸应符合下列规定:

1 架空线路及电缆与架空混合线路,应配置自动重合闸装

置,可实现三相重合、单相重合、禁止重合和重合停用方式。对电力系统安全稳定水平影响较大的同塔双回线路,可考虑采用按相自动重合闸方式;

2 对一个半断路器、角形、外桥接线形式,重合闸应按断路器配置,与线路相连的两台断路器配置自动重合闸装置,且能方便地整定为一台断路器先重合,另一台断路器待第一台重合成功后再重合,主变压器母线侧、换流变母线侧、母线电抗器断路器不设重合闸;

3 对单、双母线、内桥接线形式,重合闸可包含于线路保护装置内。

10.1.5 断路器保护应符合下列规定:

1 对一个半断路器接线形式,每台断路器应配置一套断路器保护和一套操作箱,断路器保护中应包含断路器失灵保护、三相不一致保护、充电保护、死区保护等功能。断路器失灵保护动作除应跳开本侧相邻断路器外,还应利用远方跳闸通道,使线路对侧相关断路器跳闸。断路器保护装置中可集成自动重合闸功能;

2 对双母线接线形式,宜采用母线保护装置中集成的断路器失灵保护功能,失灵保护与母线保护共用出口;

3 对角形、桥形接线形式,可参照一个半断路器接线配置断路器保护。

10.1.6 短引线及 T 区保护应符合下列规定:

1 对一个半断路器接线,如果进出线带有隔离开关,应设置独立的短引线保护。角形、桥形接线可参照一个半断路器接线配置短引线保护;

2 对一个半断路器接线,如果线路保护采用线路进出线、变压器进出线上的单独 TA 时,应设置独立的 T 区保护,保护串上两个 TA 与线路 TA 之间的 T 型引线;

3 短引线保护或 T 区保护应按双重化配置,宜按串单独组屏。

10.1.7 母线保护应符合下列规定：

1 对一个半断路器接线形式，每组母线应配置两套高速、灵敏的微机型母线差动保护，母线保护不设电压闭锁元件。每套母线保护应具有边断路器失灵经母线保护跳闸功能；

2 对双母线接线形式，母线应配置两套高速、灵敏的微机型母线差动保护。每套母线保护包含失灵保护功能，失灵保护与母线保护共用出口，母线保护应设有复合电压闭锁功能。

10.1.8 高压并联电抗器保护应符合下列规定：

1 高压并联电抗器应配置双重化微机型主、后备保护一体化的电气量保护和一套非电量保护。主保护包括差动保护、零差保护及匝间保护，后备保护包括过流保护、零序过流保护及过负荷保护；

2 若并联电抗器无高压侧出口断路器，高抗保护动作除出口跳闸本侧线路断路器外，还应通过远方跳闸方式使线路对侧断路器跳闸切除故障。

10.1.9 母联(分段)保护应符合下列规定：

1 母联(分段)断路器宜配置独立的保护装置，包含充电保护、三相不一致保护功能。充电保护应具有两段相过流和一段零序过流功能，每段相过流和零序过流的延时可分别整定。充电保护动作后应启动母联(分段)失灵保护；

2 每台母联(分段)断路器应配置一套操作箱，可与母联(分段)保护合并组屏。

10.1.10 故障录波装置应符合下列规定：

1 故障录波装置应根据变电站或换流站实际接入的模拟量和开关量规模进行配置，原则上按照电压等级和继电器小室分类配置独立的故障录波装置，并考虑远期规模；

2 对一个半断路器接线形式，宜每两串设置一台故障录波装置；

3 主变压器宜单独配置故障录波装置，宜每两台变压器设置

一台故障录波装置；

4 根据需要可设置专用的母线故障录波装置；

5 故障录波装置宜单独组网后接入保护及故障录波信息管理子站。

10.1.11 对距离大于 80km 或跨越复杂地形、不便巡检的线路，应设置独立的故障测距装置。故障测距宜选用双端测距原理的装置，两端数据交换宜采用 2Mb/s 通道。故障测距装置宜通过调度数据网络与主站通信。

10.1.12 变电站或换流站应配置保护及故障信息管理功能模块，与保护装置及故障录波器通信，采集全站交、直流保护和故障信息。保护及故障信息管理功能模块配置应和全站计算机监控系统统一考虑，应通过调度数据网与调度端主站通信。

10.2 对系统保护用互感器的要求

10.2.1 互感器的选择应符合现行行业标准《电流互感器和电压互感器选择及计算原则》DL/T 866 的规定。

10.2.2 线路保护应采用电流互感器 TPY 级二次绕组，其他保护可采用 P 级二次绕组。

10.2.3 保护用电流互感器的配置及二次绕组的分配应尽量避免主保护出现死区，并满足双重化保护配置的要求。

10.2.4 对一个半断路器接线方式，线路保护接两组电流互感器二次绕组的和电流，两组电流互感器的特性应完全一致。

10.2.5 保护用电压互感器应提供两组以上独立的二次绕组，满足双重化保护配置的要求，供线路保护用的电压互感器二次绕组除应满足误差要求外，还应满足暂态特性要求。

10.3 对系统保护用通信通道的要求

10.3.1 保护装置的通道可采用光纤、载波，宜采用光纤通道传送保护信息。

10.3.2 按双重化原则配置的保护装置,两套保护装置的通信通道及通信接口设备(含通信光端设备、接口设备的电源)应相互独立,并尽量采用不同的通道路由。

10.3.3 当采用光纤通道时,应符合下列规定:

- 1 对超短线路的线路保护,可采用专用光纤芯方式;
- 2 保护复用光纤通道方式时,宜采用 2Mb/s 通道;光纤通道误码率应小于 1×10^{-7} ;
- 3 保护复用光纤通道传输网络的传输总时间应不大于 12ms。

10.3.4 当采用载波通道时,应符合下列规定:

- 1 线路保护复用载波机宜采用相相耦合方式传送主保护和远跳命令,对用于同杆并架线路载波机应能传送分相保护命令;
- 2 线路保护信息的传输时间,对允许式不应大于 15ms,对采用专用信号传输设备的闭锁式应不大于 5ms。

11 系统安全稳定控制装置

11.1 稳定计算分析

11.1.1 应以系统电气计算的潮流、稳定计算结论为基础,根据现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 进行必要的补充计算,对系统进行稳定分析。

11.1.2 稳定计算应以设计水平年的正常运行方式为主,必要时可考虑过渡水平年,以及主干线路、主变压器、串补电容、直流单极等元件检修方式。

11.1.3 稳定计算分析应以与工程直接相关的单一严重故障为主,主要包括同杆并架双回线单回三永跳双回、直流双极闭锁等故障。

11.1.4 对于交流输变电工程,应根据新建输变电系统的输送能力以及与相关交流系统的耦合关系,分析严重故障是否引起系统暂态失稳、区域主网过载、电磁环网过载或者孤立电网失稳,是否需采取切机、切负荷稳控措施。

11.1.5 对于直流输电工程,应根据直流输电系统与交流系统的联网运行方式,分析直流双极闭锁是否引起电力系统暂态失稳、元件过载或频率失稳,送受端换流站近区交流系统、并联交流输电通道严重故障是否引起电力系统暂态失稳或元件过载,是否需采取切机、切负荷、提升/回降直流等稳控措施。

11.2 安全稳定控制系统初步配置方案

11.2.1 应根据稳定计算结论以及安全稳定控制系统配置现况,初步确定安全稳定控制系统配置方案及功能要求,根据配置方案估列需要新增稳定控制装置的站点,以及需要改造稳定控制装置

的站点,并明确是否需结合输变电工程开展安全稳定控制系统专题研究。

11.2.2 应按照分层分区、简单有效的原则配置安全稳定控制系统,优化安全稳定控制系统的控制措施和装置布点。对于过于复杂的稳定控制措施,宜考虑通过调整系统运行方式简化安全稳定控制系统配置方案。

11.2.3 安全稳定控制装置应按双重化原则配置。

11.3 对通信通道的要求

11.3.1 安全稳定控制装置站间通信应优先采用 2Mb/s 光纤通信通道,光纤通道误码率应小于 1×10^{-7} 。

11.3.2 两套安全稳定控制装置的通信通道及通道接口设备(含通信光端设备、接口设备的电源)应相互独立,并尽量采用不同的通道路由。

11.3.3 安全稳定控制装置采用载波通道时,宜采用编码方式,且发信及收信回路均不应具有时间展宽环节。

11.3.4 安全稳定控制装置与调度端管理主站间的通信可配置点对点通道或调度数据网通道。

11.4 换流站稳控装置与直流极控系统的接口要求

11.4.1 应根据换流站安全稳定控制装置的初步功能要求,确定安全稳定控制装置与直流极控系统信息交换内容及接口方式。

11.4.2 直流极控系统提供给安全稳定控制装置的信息至少应包括极闭锁、极解锁、极保护动作、极功率等。

11.4.3 安全稳定控制装置动作输出至直流极控系统的信息至少应包括提升直流功率、回降直流功率、闭锁直流等。

12 系统调度自动化

12.1 远动系统

12.1.1 一般规定：

1 应根据电网调度管理规定以及变电站或换流站出线电压等级,分析调度关系及运行管理维护要求,确定远动信息内容及传输要求。远动系统的功能及技术要求设计应符合现行行业标准《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003 的规定；

2 远动系统负责采集调度所需的远动信息,并将信息发送至对该变电站或换流站进行调度、监控的调控中心电网调控系统主站平台(能量管理系统),并接受调控系统下达的调度命令。此外,还应根据换流站或变电站运行监视、维护的需要,向运行管理单位的变电站或换流站的运行监视、维护系统主站传送远动信息；

3 远动系统的通道配置、通信规约等应满足相关调控中心和运行维护单位的系统运行管理规定。

12.1.2 远动装置配置应符合下列规定：

1 远动系统配置应保证远动信息采集遵循直采直送的原则；

2 远动系统主机应采用冗余配置,远动系统应与变电站或换流站站内计算机监控系统统一考虑,但应确保计算机监控系统监控主机故障不影响远动系统的功能实现；

3 当调度端调度自动化系统能够满足变电站或换流站接入要求时,可只考虑相应的接口设备。针对调度端调度自动化系统存在的问题,如有必要应单独进行专题研究。

12.1.3 远动信息内容应符合下列规定：

1 换流站或变电站远动信息采集应满足以下原则：

1)信息采集应考虑完整性和实时性要求,以保证全面反映

电网运行工况和设备运行工况；

- 2) 信息采集应满足各级调度分级管理及运行维护的需要；
- 3) 信息采集应满足电网安全监控与高级应用功能的要求和设备运行维护需要；

2 变电站或换流站所采集的远动信息应遵循现行行业标准《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003 的相关要求,并满足各级调度和运行维护的要求。

12.1.4 远动信息传输应符合下列规定：

1 变电站或换流站至各级调控中心应设置 2 个相互独立的远动通道；

2 远动信息传输应采用电力调度数据网为主,必要时可设置远动专线通道；

3 远动通道技术要求应符合现行行业标准《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003 的规定。

•12.2 电能量计费系统

12.2.1 电能量远方终端、电能表的功能及技术要求应符合现行行业标准《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202 的规定。

12.2.2 应根据营销和计量管理要求,确定电能量计量信息和信息内容和传输范围。

12.2.3 应根据产权分界情况及营销管理规定确定变电站或换流站计量关口点和考核点位置。

12.2.4 对于计量关口点应配置主、备两块 0.2s 级高精度多功能电能表,对于考核点可配置单表,电能表可提供多种接口和电能量远方终端相连。

12.2.5 装有电能量计量表计的测点,电流互感器应采用二次专用绕组,电压互感器应采用专用二次回路,不得与继电保护、测量共用电气回路。

12.2.6 变电站或换流站应配置 1 套电能量远方终端,电能量远

方终端采用一发多收方式与相关调度端的电能计量主站通信。

12.2.7 电能量远方终端与电能计量主站通信应采用调度数据网,必要时,可采用拨号/专线方式为辅的方式。

12.2.8 当电能计量主站系统能够满足变电站或换流站电能量计量信息接入要求时,可只考虑相应的接口设备。针对电能计量主站系统存在的问题,如有必要,应分别做出专题研究。

12.3 同步相量测量装置

12.3.1 换流站、500kV 及以上变电站和 220kV 枢纽变电站应配置 1 套同步相量测量装置(PMU)。

12.3.2 同步相量测量装置应同时具有时钟同步、实时监测、实时通信、动态数据记录、暂态录波功能,且各功能不应相互影响和干扰。对时信号宜采用 IRIG-B 码,宜采用光对时。相量测量装置主要功能及技术要求应符合现行行业标准《电力系统同步相量测量装置通用技术条件》DL/T 280 的规定。

12.3.3 换流站相量测量装置采集信息量应至少包括换流变交流侧、换流站交流出线、交流滤波器大组的三相电流和电压。

12.3.4 变电站相量测量装置采集信息量应至少包括 220kV 及以上交流出线的三相电流和电压、变压器高压侧和中压侧的三相电流和电压。

12.3.5 变电站或换流站的同步相量测量装置应能通过调度数据网将变电站或换流站的相量信息发送至相关调控中心端的实时动态监测系统。

12.4 电力调度数据网及二次系统安全防护

12.4.1 应根据调度管理关系及相关调度端调度数据网络规划要求,分析变电站或换流站在调度数据网络中的地位 and 作用,确定变电站或换流站在所接入的调度数据网中为汇聚节点还是接入节点。

12.4.2 变电站或换流站应配置双套数据网设备。具体应符合下列规定：

1 对于是接入节点的变电站或换流站，应按照调度管理关系接入所属的电力调度数据网，接入按照 2 路不同路由、每路带宽不小于 $2 \times 2\text{M}$ 考虑；

2 对于是汇聚节点的变电站，应根据所接入调度数据网的总体方案要求，提出与其他汇聚节点的互联方案及通道带宽。变电站与其他汇聚节点的互联通道带宽宜采用 155M，当不具备 155M 带宽时也可采用 $N \times 2\text{M}$ 带宽。

12.4.3 应根据国能安全 2015 第 36 号文《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》中对变电站和换流站安全防护的要求，分析配置的各二次应用系统网络信息交换情况，明确二次系统安全防护设备配置方案。

13 系统通信

13.1 技术要求

13.1.1 变电站或换流站通信设计应按电压等级、调度运行管理关系、通信网规划方案因地制宜配置通信设备,并留有适当余地。

13.1.2 变电站或换流站按需要可设置光纤通信系统、电力线载波通信系统、通信数据网、视频会议系统、调度交换系统、生产管理交换系统及通信电源等通信设施。

13.1.3 变电站或换流站通信系统的配置原则及方案应符合现行行业标准《电力系统通信设计技术规定》DL/T 5391 和《220kV~500kV 变电站通信设计技术规定》DL/T 5225 的规定。

13.1.4 变电站或换流站至调度端、对端变电站之间应至少设立两个独立的通信通道或两种通信方式。

13.1.5 变电站或换流站应按调度关系及各级通信网络规划要求建设相应的通信系统。

13.1.6 系统通信方式应以光纤通信为主,电力线载波、卫星通信可作为应急通信方式。

13.1.7 系统通信电路应满足传输电力生产调度、生产管理(行政电话、视频会议、视频监控系统等)、继电保护、安全自动装置、故障滤波、调度自动化等业务的需要。变电站或换流站业务通道的需求分析应从各专业的业务需求和变电站运行维护出发,兼顾本期和长远期的需求。

13.1.8 设计应至少提出两个通信系统建设方案,并应进行技术经济比较,提出推荐方案。

13.2 光纤通信系统

13.2.1 光缆建设应符合下列原则：

1 应根据一次系统接线方案、光通信网络的现状和规划，提出光缆建设方案。新建站间交、直流线路原则上应随线路架设 OPGW 光缆。变电站或换流站应至少要有两条光缆接入现有的光缆网络；

2 架设双光缆时，单根光缆芯数宜采用 24 芯～36 芯，架设一根光缆时，芯数宜采用 36 芯～72 芯，采用专用光纤芯传输保护信号的交流线路，应适当增加光缆中的光纤配置芯数。具体芯数依规划网架及工程需求而定；

3 OPGW 光缆纤芯类型宜采用 G. 652 光纤，对于超长站距传输，可选用超低损等高性能光纤。

13.2.2 光通信电路应符合下列规定：

1 应根据光通信网络的现状、工程需求、调度关系、各级通信网络规划要求，提出光通信电路建设方案；

2 SDH 光纤通信传输干线电路速率宜为 2.5Gb/s～10Gb/s，支线电路速率宜为 622Mb/s～2.5Gb/s。OTN 电路容量宜为 $N \times 10\text{Gb/s}$ 或 $N \times 100\text{Gb/s}$ ，采用 1+1 保护方式或 1+0 环网保护方式；

3 光传输系统的设计应符合现行行业标准《电力系统同步数字系列(SDH)光缆通信工程设计技术规定》DL/T 5404、《电力通信超长站距光传输工程设计技术规程》DL/T 5734 的规定。

13.2.3 光传输设备配置应符合下列原则：

1 变电站或换流站应按调度关系和业务要求配置各级传输网设备；

2 设备选型应符合技术先进、安全可靠、经济实用的原则，并应充分考虑安装、维护的方便；

3 超长站距光路子系统设备配置应符合现行行业标准《电力

通信超长站距光传输工程设计技术规程》DL/T 5734 的规定；

4 同一回交流线路的两套纵联保护采用复用通道时,应通过两套光通信设备传输,两套光通信设备及相应系统应相互独立(包括电源、设备和路由的独立性),满足“双设备、双路由、双电源”的要求。

13.3 电力线载波通信系统

13.3.1 新建特高压站间交、直流线路宜不考虑开设电力线载波通道。

13.3.2 光纤电路无法满足通道需求时,可考虑建设电力线载波通道。

13.3.3 应说明电力线载波通信通道建设及设备配置应满足的要求。

13.3.4 330kV 及以下电压等级输电线路宜采用相-地耦合方式。500kV 及以上电压等级输电线路应采用相-相耦合方式。开设电力线载波通道(包括复用、专用通道)的电力输电线路应三相宽频阻塞。

13.3.5 电力线载波通信的功能及技术要求设计应符合现行国家标准《单边带电力线载波系统设计技术导则》GB/T 14430 的规定。

13.4 通信数据网

13.4.1 应根据通信数据网的网络结构和组网要求,确定变电站在通信数据网中的地位和节点性质,按骨干层、汇聚层、接入层等不同节点性质的配置要求,配置路由器、交换机。

13.4.2 变电站应按“就近接入”的原则接入通信数据网的两个骨干/汇聚节点,链路带宽为 $N \times 2M$ 或 $N \times 155M$,路由器与 SDH 设备之间可采用 2M、155M、FE、GE 接口互联。

13.5 视频会议

13.5.1 根据具体工程需要,可配置视频会议系统。

13.5.2 变电站或换流站视频会议系统应通过数据通信网或专线接入相关的 MCU。

13.5.3 变电站或换流站配置的视频会议系统宜采用 H. 323 协议标准,应达到 720P/1080P 的高清视频效果。

13.5.4 视频会议系统应包括视频会议终端、高清显示器、摄像机、音频系统设备、会议电话等内容。

13.6 生产管理交换机

13.6.1 根据具体工程需要,可配置生产管理交换机或 IMS 接入设备。

13.6.2 采用程控交换机方式时,根据需求宜配置 1 套数字程控交换机作为生产管理交换机,用户线为 48-128 线(不包含 2M 中继接口数量)。另需配置相应 2M 中继接口,以 2M 中继方式就近接入所属运行管理单位或/和属地电力部门,同时与站内调度交换机 2M 互连。

13.6.3 采用 IMS 方式时,根据需求宜配置 1 套 8-96 线 IAD 设备及 1 套接入交换机,通过数据通信网就近接入相应的 IMS 核心网。

13.7 调度交换机

13.7.1 变电站或换流站根据相关电网调度交换网规划要求可配置调度程控交换机或调度软交换接入设备。

13.7.2 采用调度交换机方式时,根据需求宜配置 1 套用户线为 48-96 线(不包含 2M 中继接口数量)的数字程控交换机作为调度交换机使用,同时应配置调度台(不少于 2 席)和数字录音系统。另应配置相应 2M 中继接口,通过 2M 通道接入现有系统调度交

换网中,同时与站内行政交换机 2M 互联。

13.7.3 采用软交换方式时,根据需求宜配置 1 套调度软交换接入设备、多媒体调度台、录音系统及接入交换机,通过数据通信网就近接入相应的调度软交换核心网。

13.8 通 信 电 源

13.8.1 变电站或换流站应配置两套完整的通信电源系统。每套电源系统应包括 1 套高频开关电源、1 组/2 组蓄电池、1 个直流分配屏。

13.8.2 通信电源容量应按其设计年限内变电站或换流站通信设备的总功耗配置,专用蓄电池容量应满足负荷放电要求。

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

- 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064
- 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
- 《单边带电力线载波系统设计技术导则》GB/T 14430
- 《1000kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合》GB/T 24842
- 《电力系统同步相量测量装置通用技术条件》DL/T 280
- 《电力系统安全稳定导则》DL 755
- 《电流互感器和电压互感器选择及计算原则》DL/T 866
- 《电力系统安全稳定计算技术规范》DL/T 1234
- 《电力系统电压和无功电力技术导则》DL/T 1773
- 《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003
- 《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202
- 《220kV~500kV 变电所通信设计技术规定》DL/T 5225
- 《电力系统通信设计技术规定》DL/T 5391
- 《电力系统同步数字系列(SDH)光缆通信工程设计技术规定》DL/T 5404
- 《电力系统设计技术规程》DL/T 5429
- 《电力通信超长站距光传输工程设计技术规程》DL/T 5734

中华人民共和国电力行业标准

输变电工程接入系统设计规程

DL/T 5564—2019

条文说明

制 定 说 明

《输变电工程接入系统设计规程》DL/T 5564—2019,经国家能源局 2019 年 6 月 4 日以第 4 号公告批准发布。

本标准制定过程中,编制组进行了有关输变电工程接入系统设计工作的调查研究,总结了交直流输变电工程接入系统设计阶段涉及的工作内容、设计标准及工作过程中的实践经验,同时参考了国外有关输变电工程接入系统设计的先进技术标准。

为便于广大设计人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定,《输变电工程接入系统设计规程》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

1	总 则	(47)
5	工程建设必要性及投产时机	(48)
6	接入系统方案研究	(49)
6.1	接入系统方案拟定	(49)
6.2	接入系统方案比较	(49)
7	无功补偿方案研究	(50)
7.1	无功补偿配置原则	(50)
7.2	交流输变电工程无功补偿方案	(50)
7.3	换流站无功补偿方案	(51)
8	电气计算	(55)
8.1	潮流计算	(55)
8.2	稳定计算	(55)
8.3	短路电流计算	(55)
8.5	工频过电压及潜供电流计算	(56)
8.6	其他计算	(57)
9	设备选择及电气参数	(58)
9.1	交流变电站主要设备及参数	(58)
9.2	直流换流站主要设备及参数	(58)
10	系统继电保护	(62)
10.1	系统保护配置原则及要求	(62)
11	系统安全稳定控制装置	(63)
11.1	稳定计算分析	(63)
11.2	安全稳定控制系统初步配置方案	(64)

12	系统调度自动化	(65)
12.4	电力调度数据网及二次系统安全防护.....	(65)
13	系统通信	(66)
13.2	光纤通信系统	(66)
13.8	通信电源	(66)

1 总 则

1.0.2 直流输电技术包括常规 LCC 直流输电技术(LCC-HVDC)和柔性 VSC 直流输电技术(VSC-HVDC),柔性直流输电技术及多端直流输电系统在设计上与 LCC 两端直流输电技术存在较大差异,本标准仅涉及国内应用最为广泛的 LCC 直流输电技术。

5 工程建设必要性及投产时机

5.0.1 输变电工程的建设首先要与电力发展规划相一致。对于满足电源外送需要的输变电工程,其建设时机须与电源的建设工期相配合,可配合电源投产进度分期建设,在外送电站建成投产前,如果电网内有富余电力可以组织外送,也可考虑提前建成投产;对于满足电力负荷发展、提高电网输电及供电能力需要的交流输变电工程,应根据逐年分层分区电力平衡情况确定合适的投产时机;对于满足电网结构优化、控制短路电流水平需要的交流输变电工程,应结合提高系统安全稳定需求、电磁环网解环规划等确定合适的投产时机;对于联网型输变电工程,应结合两侧电网电力平衡结果、电网电力互济需要确定合适的投产时机。

5.0.2 对于以输电为主的交直流输变电工程,应计算全网或地区电力平衡,以确定输变电工程是否满足送端地区电力送出及受端地区电力消纳的需要;对以供电为主的变电站工程,应计算分层电力平衡,以确定合理的变电容量。

6 接入系统方案研究

6.1 接入系统方案拟定

6.1.3 当送端换流站汇集电源相对集中时,接入交流系统电压等级宜选择与近区电源接入电压等级相同,便于电源汇集,提高输电经济性;当送端换流站汇集电源较为分散时,宜在换流站近区构建电源汇集电网,依据系统特点选择接入电压等级。受端换流站位于负荷中心地区,直流系统送入电力可近距离就近消纳时,宜考虑直接接入低一级电压等级的方案,或者接入不同电压等级的分层接入的方案。

6.2 接入系统方案比较

6.2.4 变电站(换流站)近区电网短路电流水平较高时,部分接入系统方案可能出现短路电流水平超标,也为电网进一步发展时的短路电流问题留下隐患,此时在其他方面差异不大的情况下宜选择短路电流水平较低的方案;换流站近区交流系统短路水平较低时,不利于系统运行的稳定性,对于无功分组容量也可能起到限制作用,此时在其他方面差异不大的情况下宜选择最小短路电流水平较高的方案。

7 无功补偿方案研究

7.1 无功补偿配置原则

7.1.3 变电站无功补偿装置分组容量的选择应符合各电网公司无功补偿配置相关企业标准对于设备标准化的要求,以利于设备的集中采购和运行维护。

7.1.5 受变电站设备容量或场地限制,某些站点可能出现无法装设足量无功补偿装置的问题,近距离少量的无功流动是允许的,此时可以把无功电力平衡计算范围适当扩展至周边站点,通过在周边站点装设补偿设备达到小区域范围内的无功平衡。

7.1.8 在换流站内装设动态无功补偿设备,主要起到提高系统运行稳定性、抑制电压波动的作用,能在一定程度上提高无功分组容量、减少无功分组数量,在交流系统较弱时,可通过装设动态无功补偿装置提高系统运行性能,但动态无功设备造价较高,往往不具经济性,宜通过专题论证确定是否装设。

7.2 交流输变电工程无功补偿方案

7.2.1 变电站的并联电容器补偿总规模 Q_c 可按下式计算:

$$Q_c = \Delta Q_t + Q_l + \Delta Q - Q_g \quad (1)$$

式中: ΔQ_t ——变电站主变压器无功损耗(Mvar);

Q_l ——接入变电站高压侧输电线路的无功缺额(Mvar);

ΔQ ——备用以及周边厂站无功缺额(Mvar);

Q_g ——接入变电站电厂可提供的无功容量(Mvar)。

7.2.2 变电站的感性无功补偿需求量可按下式计算:

$$Q_l = \frac{l}{2} q_c B \quad (2)$$

式中： l ——接入某变电站的线路总长度(km)；

q_c ——单位充电功率(Mvar/km)；

B ——补偿系数，是高、低压并联电抗器总容量的补偿系数，一般取 0.9~1.0。

7.3 换流站无功补偿方案

7.3.1 换流站容性无功补偿设备总容量应满足下式要求：

$$Q_{\text{total}} \geq \frac{-Q_{\text{ac}} + Q_{\text{dc}}}{k^2} + NQ_{\text{sb}} \quad (3)$$

式中： Q_{total} ——滤波器及电容器组提供的无功总容量(Mvar)；

Q_{ac} ——交流系统最小可提供的无功容量(Mvar)；

Q_{dc} ——换流器无功消耗(Mvar)；

Q_{sb} ——最大的无功小组容量(Mvar)；

N ——备用无功设备组数，一般取 1~2；

k ——电压修正系数，换流站交流母线正常运行电压水平与无功设备额定电压的比值。

换流器的无功消耗容量与直流的输送功率、直流电压、直流电流、换相角以及换相电抗等因素有关，换流器无功消耗计算公式如下：

$$Q_{\text{dc}} = P \cdot \tan\varphi \quad (4)$$

$$\tan\varphi = \frac{(\pi/180) \cdot \mu - \sin(\mu) \cdot \cos(2\alpha + \mu)}{\sin(\mu) \cdot \sin(2\alpha + \mu)} \quad (5)$$

$$\mu = \arccos\left(\frac{U_d}{U_{\text{dio}}} - \frac{X_c \cdot I_d}{\sqrt{2} \cdot E_{11}}\right) - \alpha \quad (6)$$

$$\frac{U_d}{U_{\text{dio}}} = \cos\alpha - \frac{X_c \cdot I_d}{\sqrt{2} \cdot E_{11}} \quad (7)$$

式中： P ——换流器直流侧功率(MW)；

Q_{dc} ——换流器的无功消耗(Mvar)；

φ ——换流器的功率因数角(°)；

μ ——换相重叠角($^{\circ}$);
 X_c ——每相换相电抗(Ω);
 I_d ——直流运行电流(kA);
 α ——整流器触发角($^{\circ}$);
 E_{11} ——换流变压器阀侧绕组空载电压,线电压均方根值(kV);
 U_d ——极直流电压(kV);
 U_{dio} ——极理想空载电压,等于 E_{11} 的 $3\sqrt{2}/\pi$ 倍(kV)。

换流站最大无功消耗计算时应计及设备制造公差及系统测量、控制误差等因素的影响,使最大无功消耗计算达到较大值,计算逆变站无功消耗时以逆变器熄弧角代替整流器触发角。

7.3.2 一般情况下,直流的过负荷运行工况是短时的,可不作为无功补偿容量的计算基础。出现过负荷运行工况时,多出的无功需求可由无功备用设备或交流系统予以平衡,若工程过负荷运行工况可能持续时间较长或出现频率较高时,可作为一种正常运行方式予以考虑,此时可以该过负荷运行工况为基础进行换流站最大无功消耗计算。

7.3.3 直流系统最小功率运行方式下,换流站为满足滤波要求仍需要投入一定量的交流滤波器,投入的交流滤波器总量一般多于换流站的无功消耗量,考虑交流系统的无功吸收能力后,需要换流站采取措施自行吸收的无功功率考虑如下:

$$Q_r \geq Q_{fmin} - \frac{Q_{ac} + Q_{dc}}{k^2} \quad (8)$$

式中: Q_{fmin} ——为满足滤波要求必须投入的最小交流滤波器组合的容量(Mvar);

Q_r ——需换流站吸收的无功(Mvar);

Q_{dc} ——换流器无功消耗(Mvar);

Q_{ac} ——交流系统最小可吸收的无功容量(Mvar);

k ——电压修正系数,换流站交流母线正常运行电压水平与无功设备额定电压的比值。

换流站剩余无功的吸收可以考虑以下两种方式：

(1)通过增大触发角或熄弧角加大换流站无功消耗来平衡剩余无功。在换流站剩余无功总量较小,需要触发角或熄弧角增大幅度不大,或者直流小方式出现概率较低的情况下,该方式可优先考虑。

(2)在换流站内配置感性无功补偿设备。可以考虑装设站内可投切高压电抗器,或者结合站用电设计在站用变低压侧装设低压电抗器。

增大触发角或熄弧角增加换流站无功消耗的方式虽然可以在一定程度上平衡剩余容性无功,但该方式会导致换流器运行工况恶化,对设备寿命有极为不利的影响,不宜长期在这种方式下运行;因此,仅在换流站剩余无功总量较小,触发角或熄弧角增大幅度不大,或者直流小方式出现概率较低时可考虑该方案。

7.3.4 在直流系统最小功率运行方式下,换流站为满足滤波要求仍需要投入一定量的交流滤波器,投入的交流滤波器总量一般多于换流站的无功消耗量,不考虑补偿措施时,直流小功率运行方式下往往会出现无功过剩。无功过剩的最大值一般出现在直流最小功率方式,但有时也可能出现在其他低直流功率运行方式,因此必要时应对 10%~30%小负荷运行方式进行无功平衡核算。

7.3.8 交流母线暂态电压变化率与投切的无功分组容量在同样的系统条件下成正比关系,系统短路容量越大则允许的分组投切容量越大。可采用下式对考虑投切电压变化率的最大无功分组容量进行初步推算：

$$\Delta U = \frac{\Delta Q}{S_d - \sum Q} \quad (9)$$

式中： ΔU ——交流母线的暂态电压变化率；

ΔQ ——换流站投切的无功分组容量(Mvar)；

$\sum Q$ ——当前换流站已经投入的无功补偿设备总容量(Mvar)；

S_d ——交流母线的短路容量(Mvar)。

7.3.10 与在换流站交流母线上装设无功补偿设备相比较,在变电站低压侧装设无功补偿设备经济性更优,对于交直流合建站,可考虑在变电站低压侧多装设无功补偿设备,补偿部分换流站的无功需求。若距离换流站较近的交流站点在满足自身平衡外仍有装设无功装置的能力,也可考虑在邻近交流站点装设低压无功补偿装置来平衡换流站的无功需求。

8 电气计算

8.1 潮流计算

8.1.2 潮流计算时各种典型工况,应包括计划检修工况和按照负荷曲线以及季节变化出现的水电大发、火电大发、风电最大同时出力、最小开机和抽水蓄能运行工况等可能出现的运行工况。

8.2 稳定计算

8.2.1 对于交直流并列运行的同步电网,直流故障退出运行对交流系统可能造成较大影响,特别是强直弱交的输电系统,易出现由于直流故障退出,大量潮流转移到交流线路而引起交流线路过载、失稳等现象。

8.3 短路电流计算

8.3.3 短路比是反映交流系统相应于所建直流输电系统强弱的指标值,短路比(SCR)和有效短路比(ESCR)的计算公式如下:

$$SCR = \frac{S_{ac}}{P_{dn}} \quad (10)$$

$$ESCR = \frac{S_{ac} - Q_c}{P_{dn}} \quad (11)$$

式中: S_{ac} ——换流站交流母线短路容量(MV·A);

P_{dn} ——换流站额定容量(MW);

Q_c ——交流滤波器、电容器总量(Mvar)。

根据短路比的大小可初步判断交流系统的强弱,短路比高,属强交流系统,直流系统状态改变对交流系统的影响较小;短路比低,属弱交流系统,直流系统状态改变对交流系统的影响较大,工

程设计下一阶段需要重点研究过电压、直流换相失败等问题。交流系统可根据最小有效短路比的大小进行分类：

$ESCR > 3$, 强系统；

$2 < ESCR < 3$, 中等系统；

$ESCR < 2$, 弱系统。

8.5 工频过电压及潜供电流计算

8.5.1 根据《电力系统设计技术规程》DL/T 5429—2009 的要求,工频过电压计算应以正常运行方式为基础,加上一重非正常运行方式及一重故障型式。正常运行方式包括过渡年发电厂单机运行、电网解环运行等;非正常运行方式包括联络变压器退出运行、中间变电站的一台主变压器退出运行、故障时局部系统解列等,但单相变压器组有备用相时,可不考虑该变压器组退出运行。

8.5.4 根据《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064—2014 和《1000kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合》GB/T 24842—2009 的要求,线路断路器的变电站侧的工频过电压不宜超过 1.3p. u.;线路断路器的线路侧的工频过电压不宜超过 1.4p. u.,且其持续时间不应大于 0.5s。

8.5.5 限制工频过电压的措施主要是装设线路高压并联电抗器,可结合无功补偿需求在线路单侧或双侧配置高压并联电抗器。

8.5.7 根据《电力系统设计技术规程》DL/T 5429—2009 的要求,计算潜供电流及恢复电压应考虑系统暂态过程中二相运行期间系统摇摆情况,并以摇摆期间潜供电流最大值作为设计依据。潜供电流的允许值取决于潜供电弧自灭时间的要求,潜供电流的自灭时间等于单相自动重合闸无电流间隙时间减去弧道去游离时间,单相自动重合闸无电流间隙时间由系统稳定计算决定,弧道去游离时间可取 0.1s~0.15s,并考虑一定裕度。无电流间隙时间 $t(s)$ 和潜供电流 $I(A)$ 的关系可参考以下经验公式:

$$t \approx 0.25 \times (0.1 \cdot I + 1) \quad (12)$$

8.6 其他计算

8.6.1 当具有串联电容补偿的输电线路补偿度过高,或者由于换流站内容性无功补偿的存在,某些情况下可能会出现类似发电机单独带空载长线运行的工况,可能产生发电机自励磁现象。

8.6.2 初步判断发电机组不产生同步自励磁的条件为:

$$|X_d + X_t| < |X_c| \quad (13)$$

式中: X_d ——发电机同步电抗;

X_t ——变压器漏抗;

X_c ——包括空载线路、交流滤波器及电容器组、高压电抗器在内的线路端口等值容抗。

8.6.3 在直流整流站附近的汽轮发电机组,由于其轴系结构特点,很容易引起次同步振荡,需要进行机组次同步振荡问题的相关研究。一般整流站近区的水轮发电机组及逆变站附近的机组不存在次同步振荡问题。

8.6.4 机组影响系数(UIF_i)的计算公式如下:

$$UIF_i = \frac{MVA_{hvd c}}{MVA_i} \left(1 - \frac{SC_i}{SC_{tot}} \right)^2 \quad (14)$$

式中: UIF_i ——第*i*台机组的机组影响系数;

$MVA_{hvd c}$ ——直流系统的额定容量(MW);

MVA_i ——第*i*台机组的额定容量(MV·A);

SC_i ——不包括第*i*台机组的换流母线的短路容量(MV·A);

SC_{tot} ——包括第*i*台机组的换流母线的短路容量(MV·A)。

9 设备选择及电气参数

9.1 交流变电站主要设备及参数

9.1.2 确定母线通流容量、电气设备额定电流时,应选择设备可能出现的潮流最重的运行方式(包括正常方式、事故方式、特殊方式)进行分析。

9.2 直流换流站主要设备及参数

9.2.1 本条是关于直流系统性能的规定:

2 连续过负荷能力为投入备用冷却设备或环境温度下降时固有的过负荷能力,无时间限制,可不提特殊要求,由制造厂商提出;如果工程有特殊需要,也可另行规定。短期过负荷能力是指在一定时间内,直流运行电流高于其额定电流的能力,通常选择 2h 为短期过负荷持续时间;短期过负荷能力可根据系统需要提出,如无特殊要求,以直流系统固有能力和为准,由制造厂商提出。暂时过负荷能力主要用于提高交、直流系统的稳定性,暂时过负荷幅值较大,但持续时间很短,一般为 3s~10s;通常以直流系统固有能力和为准,由制造厂商提出;系统如有特殊要求,应通过详细的稳定研究来确定其倍数和持续时间。直流系统的连续过负荷能力和短期过负荷能力的主要作用是在交、直流设备因故退出运行后,利用运行中的直流设备过负荷能力多送电,以减少对电网运行的影响;直流系统暂时过负荷能力可用于加快故障后系统恢复速度,提高系统运行的稳定水平。

3 当直流输电线路沿线绝缘水平降低时,通常需要用到直流工程的降压运行能力,降压幅值越低越有利于直流系统的恢复;但当电流一定时,降压幅值越低,损失的直流输送功率越大,且会使

换流站主要设备的运行条件变差；降压运行幅度根据设备运行需要及系统承受能力确定。

4 直流输电的功率反送方式对直流运行接线方式无特殊要求，只是通过控制器改变换流器运行电压方向，但受无功补偿设备配置等因素的限制，难以达到 100% 功率返送运行，一般都具有 90% 的功率返送能力。对于不需要功率反送的直流输电工程，或者对反向输送能力无明确要求的工程，对功率反送设计可不提特殊要求；若对功率返送要求高于固有能力强时，需提出要求。

5 直流输电系统的附加控制功能的要求对控制保护系统设计有影响，应明确提出，若判断不准今后是否需要，可以先预留数据接口。

9.2.2 本条是关于换流站电气主接线的规定：

2 现代高压大容量直流输电工程均采用 12 脉动换流器作为基本换流单元，可供选择的换流阀组接线有：每极 1 个 12 脉动阀组接线、每极 2 个串联 12 脉动阀组接线、每极 2 个并联 12 脉动阀组接线。

3 对于双极直流输电工程，直流场接线宜能适应双极运行方式、单极大地回路方式、单极金属回路方式等多种运行方式之间的转换；对于每极两个 12 脉动阀组串联的直流系统，还宜具备任一种二分之一极和四分之三极独立运行及组合运行的能力。

9.2.3 本条是关于换流变压器主要技术参数的规定：

3 考虑到换流变压器的制造成本因素，换流变短路阻抗百分数宜不低于 12%，不高于 22%。

4 换流变压器阀侧电压的计算方法如下：

$$U_{VN} = \frac{\pi}{3} \cdot \frac{U_{dioN}}{\sqrt{2}} \quad (15)$$

$$U_{dioNR} = \frac{\frac{U_{dNR}}{n} + U_T}{\cos\alpha_N - (d_{xNR} + d_{rNR})} \quad (16)$$

$$U_{\text{dioNI}} = \frac{\frac{U_{\text{dNR}} - R_{\text{dN}} \cdot I_{\text{dN}}}{n} - U_{\text{T}}}{\cos \gamma_{\text{N}} - (d_{\text{xNI}} - d_{\text{rNI}})} \quad (17)$$

式中： U_{dioN} ——1 个 6 脉动换流器的理想空载直流电压(kV)；

U_{dioNR} ——整流侧 6 脉动换流器的理想空载直流电压(kV)；

U_{dioNI} ——逆变侧 6 脉动换流器的理想空载直流电压(kV)；

n ——每极 6 脉动换流器数；

U_{dNR} ——整流侧额定直流电压(kV)；

U_{T} ——换流阀正向导通压降(kV)；

α_{N} ——整流侧额定触发角($^{\circ}$)；

γ_{N} ——逆变侧额定关断角($^{\circ}$)；

d_{xNR} 、 d_{xNI} ——整流侧与逆变侧的直流感性压降(p. u.)；

d_{rNR} 、 d_{rNI} ——整流侧与逆变侧的直流阻性压降(p. u.)；

R_{dN} ——直流输电线路电阻(Ω)；

I_{dN} ——额定直流电流(kA)。

换流变压器额定容量的计算方法如下：

对于 6 脉动换流器，采用三相换流变压器的额定功率为：

$$S_{\text{N}} = \frac{\pi}{3} \cdot U_{\text{dioN}} \cdot I_{\text{dN}} \quad (18)$$

对于 12 脉动换流器，采用单相三绕组换流变压器的额定功率为：

$$S_{\text{N3W}} = \frac{2\pi}{9} \cdot U_{\text{dioN}} \cdot I_{\text{dN}} \quad (19)$$

对于 12 脉动换流器，采用单相双绕组换流变压器的额定功率为：

$$S_{\text{N2W}} = \frac{\pi}{9} \cdot U_{\text{dioN}} \cdot I_{\text{dN}} \quad (20)$$

换流变压器档位需要计算方法如下：

相对于 0 分接头位置的额定换流变压器变比：

$$n_{\text{nom}} = \frac{U_{\text{IN}}}{U_{\text{vN}}} = \frac{U_{\text{IN}}}{\frac{U_{\text{dioN}}}{\sqrt{2}} \cdot \frac{\pi}{3}} \quad (21)$$

换流变压器最大相对变比：

$$n_{\max} = \frac{U_{\text{Imax}}}{U_{\text{IN}}} \cdot \frac{U_{\text{dioN}}}{U_{\text{diomin}}} \quad (22)$$

换流变压器最小相对变比：

$$n_{\min} = \frac{U_{\text{Imin}}}{U_{\text{IN}}} \cdot \frac{U_{\text{dioN}}}{U_{\text{diomax}}} \quad (23)$$

有载调压开关级数计算：

$$TC_{\text{step}} = \frac{n-1}{\Delta\eta} \quad (24)$$

式中： U_{IN} ——换流变交流侧额定电压(kV)；

U_{Imax} ——换流变交流侧最高运行电压(kV)；

U_{Imin} ——换流变交流侧最低运行电压(kV)；

U_{diomax} ——空载直流电压最大值(kV)；

U_{diomin} ——空载直流电压最小值(kV)；

TC_{step} ——有载调压开关级数；

n ——换流变压器与额定变比相对应的相对变比；

$\Delta\eta$ ——分接头档距。

有载调压开关级数宜根据计算结果取整，考虑到设备制造公差及测量误差的影响，在计算结果基础上，可适当向上、向下浮动1档~2档，在下一阶段明确直流系统控制方式及设备各项误差后再进一步确定。

5 一般情况下，交流侧接入500kV及以下电压等级的换流变压器有载分接头档距宜选用1.25%；交流侧接入750kV电压等级的换流变压器有载分接头档距宜选用0.86%；交流侧接入1000kV电压等级的换流变压器有载分接头档距宜选用0.65%。

6 换流变分接头档位太多不利于设备制造，也会降低设备可靠性；由于降压运行方式属不常出现的临时运行方式，为减少换流变压器分接头档位需要，可适当采用换流器大角度运行方式，一般可考虑触发角及熄弧角最高达到40°左右。

10 系统继电保护

10.1 系统保护配置原则及要求

10.1.5 本条是关于断路器保护的规定：

2 对于双母线接线形式,母线配置两套含失灵保护功能的母线保护,其中包括了母联(分段)失灵保护。每套线路保护及变压器保护各启动一套失灵保护。母线保护和独立于母线保护的充电过流保护应启动母联(分段)失灵保护。母线故障且变压器断路器失灵时,母线保护除应跳开失灵断路器相邻的全部断路器外,还应跳开该变压器连接其他电源侧的断路器,失灵电流判别元件应由母线保护实现。

11 系统安全稳定控制装置

11.1 稳定计算分析

11.1.1 稳定计算分析中电力系统稳定判据一般考虑如下,具体可参照相关电网的安全稳定计算分析导则。

(1)功角稳定:电网遭受扰动后,同步系统内各机组之间功角相对摇摆,经过第一、第二振荡周期不失步,做同步衰减振荡,系统中枢点电压逐渐恢复。

(2)暂态电压稳定:暂态和动态过程中系统中枢点母线电压下降持续低于 0.75p. u. 的时间不超过 1s,且动态过程平息后 220kV 及以上电压等级中枢点母线电压不低于 0.9p. u. 。

(3)动态稳定:系统中的区域间振荡模式及与大机组强相关的局部振荡模式在小扰动情况下的最低阻尼比不低于 0.035,在大扰动情况下的最低阻尼比不低于 0.02。

系统内发生单一元件故障或严重故障后,系统阻尼比不小于 3%,即振荡 12 次后振荡幅度减至 10%以下。

(4)频率稳定:任何时刻频率低于 51.5Hz、高于 47.5Hz,且事故后系统频率能迅速恢复到 49.2Hz~50.5Hz 之间。

(5)热稳定:输变电设备正常方式下不超过设备正常负载能力,事故后不超过设备的事故过载能力。线路过载能力以线路热稳定极限为准,线路热稳定极限与线路导线截面、类型、导线容许温升以及环境温度有关。变压器过载水平应限制在变压器铭牌值之内,变压器铭牌值包括变压器过载值及持续时间。

11.1.2 稳定计算分析中故障切除时间包括继电保护动作和断路器全断开的的时间。

(1)线路故障切除时间为:330kV 及以上线路近故障端 0.09s,

远故障端 0.10s;220kV 线路近故障端 0.10s,远故障端 0.12s。

(2)直流故障切除时间为:直流故障后 0.06s 闭锁故障极,0.16s 切除滤波器,如有必要,应考虑直流双极相继闭锁、直流单极闭锁再启动不成功等情况,具体间隔时序应参照相应电网要求执行。

11.2 安全稳定控制系统初步配置方案

11.2.2 在合理的运行方式下,若对于某类稳定问题无法找到合适的稳定控制措施或者稳定控制措施过于严重,应考虑控制运行方式避免配置过于复杂的安全稳定控制系统。对于防止暂态稳定破坏的控制系统,控制速度要求很快,控制范围不宜过大。对简单的稳定控制,尽量采用就地控制;对复杂的稳定控制,适宜采用分层分区控制。系统应尽量简单实用、安全可靠,减少装置间的信息交换。

12 系统调度自动化

12.4 电力调度数据网及二次系统安全防护

12.4.1 确定变电站在所接入的调度数据网中为汇聚节点还是接入节点。汇聚节点一般设置在地调、集控(中心)站、县调及枢纽变电所,接入节点均设置在变电所。对于双平面数据网,本标准所指的汇聚节点均为接入网汇聚节点。

13 系统通信

13.2 光纤通信系统

13.2.1 本条是关于光缆的规定：

3 随变电站配套建设的光缆线路将承载多级传输网的光纤电路,电路容量也会随着电网的发展逐步提高,而 OPGW 光缆的寿命一般为 30 年,因此,纤芯类型的选择应考虑未来 5 年~10 年的发展需求。随着新型光纤技术的发展,超长距离无电中继传输距离逐步提高,更有利于大容量 OTN 电路的建设。因此,对于光缆线路长度超过 200km 的 OPGW 光缆可考虑选用超低损等高性能光纤,以满足超长距离无电中继传输的需求。

13.2.2 本条是关于光通信电路的规定：

3 当光缆线路要同时承载 SDH 光纤通信电路和 OTN 通信电路时,光纤通信中继站站间距离应同时满足光通信电路单通道 2.5Gb/s、10Gb/s 以及 $N \times 10\text{Gb/s}$ 或 $N \times 100\text{Gb/s}$ OTN 电路无电中继传输指标要求。

13.8 通信电源

13.8.1 500kV 及以上电压等级变电站应配置两套独立的通信电源系统。330kV 及以下电压等级变电站可与变电站内电源统一考虑,采用一体化设计、一体化配置、一体化监控。

通信机房、通信机房的动力和环境监测系统由变电站或换流站站内通信系统统一考虑。

