

ICS 27.100

P 62

备案号: J2066—2015

DL

中华人民共和国电力行业标准

P

DL/T 5506 — 2015

电力系统继电保护设计技术规范

**Technical code for design of
electric power system relay protection**

2015-07-01 发布

2015-12-01 实施

国家能源局 发布

中华人民共和国电力行业标准

电力系统继电保护设计技术规范

Technical code for design of
electric power system relay protection

DL/T 5506—2015

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：2015年12月1日

中国计划出版社

2015 北京

国家能源局

公 告

2015 年 第 4 号

依据《国家能源局关于印发〈能源领域行业标准化管理办法(试行)〉及实施细则的通知》(国能局科技〔2009〕52号)有关规定,经审查,国家能源局批准《压水堆核电厂用不锈钢 第40部分:推内构件用奥氏体不锈钢锻件》等133项行业标准,其中能源标准(NB)58项和电力标准(DL)75项,现予以发布。

附件:行业标准目录

国家能源局
2015年7月1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	批准日期	实施日期
.....						
128	DL/T 5506—2015	电力系统继电保护设计技术规范			2015-07-01	2015-12-01
.....						

前　　言

根据《国家能源局关于下达 2011 年第二批能源领域行业标准制(修)订计划的通知》(国能科技〔2011〕252 号)的要求,编制组经广泛调查研究,认真总结了我国电力系统继电保护方面设计工作经验,借鉴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,制定本标准。

本标准共 19 章,主要内容包括:总则、术语、一般性规定、线路保护、变压器保护、高压并联电抗器保护、串联电容补偿装置保护、短引线及 T 区保护、母线保护、断路器失灵保护、远方跳闸及过电压保护、重合闸、母联(分段)保护及断路器辅助保护、故障录波器、故障测距、继电保护及故障信息管理子站、组屏(柜)要求、继电保护对相关回路及设备的要求、智能变电站继电保护的特殊要求。

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东北电力设计院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,邮政编码:100120)。

本标准主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司
国家电力调度控制中心

参 编 单 位:中国能源建设集团广东省电力设计研究院

主要起草人:吴晓蓉 刘 宇 庞学跃 王建华 陈水耀
谷新梅 韩顺实 钱建国 成 霞 王 颖
张建新 谷志文 季月辉

主要审查人:黄晓莉 周红阳 郝士杰 彭 业 鲍 炎
杨心平 马丽红 黄德斌 刘 峰 赵严风
王 伟 刘 辉 曾子县 尹树添 吴利军
马进霞 王向平 余小平 刘汉伟 赵 萌
王 维 迟 茜 郑 昕 何铁斌 唐卫华
陈 娟 何学东 赵 莉

目 次

1 总 则	(1)
2 术 语	(2)
3 一般规定	(3)
4 线路保护	(4)
4.1 线路保护配置要求	(4)
4.2 线路保护通道要求及接口配置	(5)
4.3 线路保护特殊配置方案	(6)
5 变压器保护	(7)
5.1 变压器保护配置要求	(7)
5.2 变压器保护技术要求	(8)
6 高压并联电抗器保护	(9)
6.1 高压并联电抗器保护配置要求	(9)
6.2 高压并联电抗器保护技术要求	(9)
7 串联电容补偿装置保护	(10)
7.1 一般规定	(10)
7.2 串联电容补偿装置保护要求	(10)
8 短引线及 T 区保护	(12)
8.1 短引线保护	(12)
8.2 T 区保护	(12)
9 母线保护	(13)
9.1 一般规定	(13)
9.2 一个半断路器接线的母线保护	(13)
9.3 双母线(单母线)接线的母线保护	(13)
10 断路器失灵保护	(15)

10.1	一般规定	(15)
10.2	双母线(单母线)接线断路器失灵保护	(15)
10.3	一个半断路器及其他接线断路器失灵保护	(16)
11	远方跳闸及过电压保护	(17)
11.1	远方跳闸	(17)
11.2	过电压保护	(17)
12	重合闸	(19)
12.1	重合闸配置	(19)
12.2	重合闸技术要求	(19)
13	母联(分段)保护及断路器辅助保护	(21)
13.1	母联(分段)保护	(21)
13.2	断路器辅助保护	(21)
14	故障录波器	(23)
14.1	故障录波器配置原则	(23)
14.2	故障录波器功能要求	(23)
15	故障测距	(24)
15.1	故障测距配置原则	(24)
15.2	故障测距装置功能要求	(24)
15.3	故障测距装置性能要求	(24)
15.4	故障测距通道要求	(24)
16	继电保护及故障信息管理子站	(26)
16.1	子站系统配置	(26)
16.2	子站系统技术要求	(27)
17	组屏(柜)要求	(28)
17.1	一般规定	(28)
17.2	双母线(分段)接线形式	(28)
17.3	一个半断路器接线形式	(29)
17.4	其他接线形式	(29)
18	继电保护对相关回路及设备的要求	(30)

18.1 对电流互感器的要求	(30)
18.2 对电压互感器的要求	(30)
18.3 对直流电源的接入要求	(31)
18.4 对断路器及隔离开关回路的要求	(31)
18.5 对时接口要求	(32)
18.6 与厂站自动化接口的要求	(32)
19 智能变电站继电保护的特殊要求	(33)
19.1 一般规定	(33)
19.2 保护设备的特殊要求	(34)
19.3 故障录波器的特殊要求	(34)
19.4 故障测距装置的特殊要求	(34)
19.5 对相关设备的要求	(34)
19.6 设备就地安装的要求	(35)
19.7 组柜要求	(36)
本标准用词说明	(37)
引用标准名录	(38)
附:条文说明	(39)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	General requirements	(3)
4	Transmission line protection	(4)
4.1	Configuration requirements of transmission line protection	(4)
4.2	Channel requirements and interface configuration for transmission line protection	(5)
4.3	Special configuration scheme of transmission line protection	(6)
5	Transformer protection	(7)
5.1	Configuration requirements of transformer protection	(7)
5.2	Technical requirements of transformer protection	(8)
6	High-voltage shunt reactor protection	(9)
6.1	Configuration requirements of high-voltage shunt reactor protection	(9)
6.2	Technical requirements of high-voltage shunt reactor protection	(9)
7	Series compensation device protection	(10)
7.1	General requirements	(10)
7.2	Requirements of series compensation device protection	(10)
8	Stub protection and T-zone protection	(12)
8.1	Stub protection	(12)
8.2	T-zone protection	(12)
• 4 •		

9	Busbar protection	(13)
9.1	General requirements	(13)
9.2	Busbar protection for 3/2 breaker scheme	(13)
9.3	Busbar protection for double (single) bus scheme	(13)
10	Breaker failure protection	(15)
10.1	General requirements	(15)
10.2	Breaker failure protection for double (single) bus scheme	(15)
10.3	Breaker failure protection for 3/2 breaker and other scheme	(16)
11	Remote trip and overvoltage protection	(17)
11.1	Remote trip	(17)
11.2	Ovvoltage protection	(17)
12	Auto reclosing	(19)
12.1	Auto reclosing configuration	(19)
12.2	Technical requirements of auto reclosing	(19)
13	Bus-tie (section) breaker protection and breaker auxiliary protection	(21)
13.1	Bus-tie (section) breaker protection	(21)
13.2	Breaker auxiliary protection	(21)
14	Fault recorder	(23)
14.1	Configuration principles of fault recorder	(23)
14.2	Function requirements of fault recorder	(23)
15	Fault location equipment	(24)
15.1	Configuration principles of fault location equipment	(24)
15.2	Function requirements of fault location equipment	(24)
15.3	Performance requirements of fault location equipment	(24)
15.4	Channel requirements of fault location equipment	(24)
16	Management sub-system of relaying protection and	

fault information	(26)
16.1 Sub-system configuration	(26)
16.2 Technical requirements of sub-system	(27)
17 Requirements of panel configuration	(28)
17.1 General requirements	(28)
17.2 Double (section) bus connection	(28)
17.3 3/2 breaker connection	(29)
17.4 Other connection	(29)
18 Relaying protections' requirements for the related circuits and devices	(30)
18.1 Requirements for current transformer	(30)
18.2 Requirements for voltage transformer	(30)
18.3 Requirements for DC power supply	(31)
18.4 Requirements for breaker and disconnecter circuit	(31)
18.5 Requirements for interface of time synchronization system	(32)
18.6 Requirements for interface of automation system	(32)
19 Special requirements of relaying protections in the smart substation	(33)
19.1 General requirements	(33)
19.2 Special requirements of protection	(34)
19.3 Special requirements of fault recoder	(34)
19.4 Special requirements of fault location equipment	(34)
19.5 Special requirements for associated equipment	(34)
19.6 Requirements for local installation	(35)
19.7 Requirements of panel configuration	(36)
Explanation of wording in this code	(37)
List of quoted standards	(38)
Addition: Explanation of provisions	(39)

1 总 则

1.0.1 为了在电力系统继电保护设计中,贯彻执行国家的技术经济政策,做到安全可靠、技术先进和经济合理,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于 220kV 及以上电压等级的电力系统继电保护设计,主要包括线路保护、变压器保护、高压并联电抗器保护、串联电容补偿装置保护、短引线及 T 区保护、母线保护、断路器失灵保护、远方跳闸及过电压保护、重合闸、母联(分段)保护及断路器辅助保护、故障录波器、故障测距、继电保护及故障信息管理子站。

1.0.3 电力系统继电保护设计除应符合本标准外,还应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 主保护 main protection

主保护是满足系统稳定和设备安全要求,能以最快速度有选择地切除被保护设备和线路故障的保护。

2.0.2 后备保护 backup protection

后备保护是主保护或断路器拒动时,用以切除故障的保护。后备保护可分为远后备保护和近后备保护。

远后备保护是当主保护或断路器拒动时,由相邻电力设备或线路的保护实现后备;

近后备保护是当主保护拒动时,由该电力设备或线路的另一套保护实现后备的保护;当断路器拒动时,由断路器失灵保护来实现的后备保护。

2.0.3 继电保护及故障信息管理子站 management subsystem of relaying protection and fault information

继电保护及故障信息管理子站(简称“子站系统”)是安装在厂站端的继电保护管理单元,完成信息采集、处理、控制、存储并按要求与主站系统进行通信等功能的硬件和软件系统。

3 一般规定

- 3.0.1** 电力系统继电保护设计应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的有关规定。
- 3.0.2** 电力系统继电保护应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。在确定继电保护配置方案时,应首选技术成熟、原理简单、运行维护方便并有运行经验的数字式装置。
- 3.0.3** 220kV 及以上电力系统继电保护应按“加强主保护,简化后备保护和二次回路”的原则进行设计。
- 3.0.4** 在进行电力系统继电保护配置时,应考虑保护装置对远期系统的适应性,避免由于系统变化造成保护装置的频繁更换。对于扩建工程,应充分考虑对现有保护设备的利用。
- 3.0.5** 对于智能变电站,电力系统继电保护应满足智能变电站的特殊技术要求。
- 3.0.6** 双重化配置的保护在设计时应保证保护装置、相关回路接线、过程层网络相互独立,避免相互影响。单通道的两套保护应保证各自的保护通道相互独立,双通道的保护应保证每套保护的两个通道相互独立。
- 3.0.7** 电力系统继电保护装置应能与外部对时系统接口,但不应依赖于外部对时系统实现其保护功能。
- 3.0.8** 电气主接线形式和电气一次设备的选择,应有利于电力系统继电保护的规范化配置和简化二次回路。

4 线路保护

4.1 线路保护配置要求

4.1.1 220kV 及以上线路保护配置应符合下列规定：

- 1** 双重化配置主保护和完整的后备保护，主保护和后备保护应能反映线路各种类型故障；后备保护包括完整阶段式相间距离保护、接地距离保护、时限或反时限零序电流保护等；
- 2** 宜采用近后备方式；
- 3** 主保护与后备保护应采用一体化配置；
- 4** 对于设有旁路断路器厂站，当旁路断路器带线路运行时，至少应有一套全线速动的主保护运行。

4.1.2 线路主保护配置结合一次系统情况及通信通道条件综合考虑，应符合下列规定：

- 1** 在通信通道满足前提下，宜采用分相电流差动原理的主保护；
- 2** 500kV 及以上线路每套线路保护可采用双通道，每套线路保护的两个通道宜遵循完全独立的原则配置。

4.1.3 同塔并架线路宜选择分相电流差动原理的主保护。

4.1.4 串补线路及相邻线路宜选择分相电流差动原理的主保护。如通道不满足要求，可采用满足串补线路特殊要求的其他类型纵联保护。

4.1.5 架空电缆混合线路宜选择分相电流差动原理的主保护。

4.1.6 电气化铁路供电线路的保护配置应符合下列规定：

- 1** 三相电气化铁路供电线路的保护配置原则可与普通线路相同；
- 2** 两相电气化铁路供电线路可装设两段式距离、两段式电流

保护；

3 电气化铁路供电线路保护应考虑电铁负荷的冲击性以及电铁负荷产生的负序分量、谐波分量对保护的影响，并应采取措施防止保护拒动或误动。

4.2 线路保护通道要求及接口配置

4.2.1 按双重化原则配置的线路主保护通信通道应相互独立，并优先采用光纤通道。

4.2.2 两套线路主保护通信通道的路由安排应符合下列规定：

- 1** 两套线路主保护宜采用不同路由光纤通道；
- 2** 当不具备光纤通道时，可采用微波通道或载波通道。

4.2.3 当线路主保护采用光纤通道时，短线路(60km 及以下)可使用专用光纤芯，中长线路宜采用 2Mbit/s 光纤通信电路。

4.2.4 线路保护装置与 2Mbit/s 光纤通信电路接口必须满足现行国际标准《系列数字接口的物理/电气特性 physical/electrical characteristics of hierarchical digital interfaces》ITU G. 703 标准。

4.2.5 线路保护对通信设备及电源的要求应符合下列规定：

1 当同一线路两套线路主保护均采用 2Mbit/s 光纤通信电路时，应使用不同的光端机，安装在通信机房的两套线路保护的光电转换接口装置应由两组通信电源分别供电；

2 对配置双通道的线路保护，每套保护的两个光电转换接口装置应由两组通信电源分别供电；

3 当同一线路两套线路主保护均使用电力载波通道时，应使用不同的载波机。当使用载波通道传输允许式命令应采用相-相耦合方式、传输闭锁信号可采用相-地耦合方式。

4.2.6 线路保护对通道传输时间的要求应符合下列规定：

1 数字式通道传输时间应小于或等于 12ms，点对点的数字式通道传输时间应小于或等于 5ms；

2 模拟式通道传输时间应小于或等于 15ms，专用信号传输

设备的闭锁式通道传输时间应小于或等于 5ms。

4.3 线路保护特殊配置方案

4.3.1 在自然灾害严重地区采用架空光缆作为通道的线路保护，可采取以下措施应对线路保护失去通道：

- 1** 线路的一套或两套主保护可使用双通道，每套线路保护的双通道采用不同的路由；
- 2** 线路至少有一套保护能适应应急通道；
- 3** 应急通道采用公网光纤通道的线路，配置的光纤分相电流差动保护可运行在光纤通道纵联距离保护方式；
- 4** 应急通道采用载波通道的线路，配置的光纤分相电流差动保护可运行在空接点形式的纵联距离保护方式。

4.3.2 在自然灾害严重地区，为防止线路失去主保护，线路可配置两套及以上主保护，主保护采用不同路由或不同形式的通道。

5 变压器保护

5.1 变压器保护配置要求

5.1.1 变压器应配置双重化的主、后备一体化的电气量保护和一套非电量保护。保护应能反映被保护设备的各种故障及异常状态。

5.1.2 变压器主保护应配置差动保护。500kV 及以上变压器在低压侧有断路器且配置分相差动保护时，应配置低压侧小区差动保护。

5.1.3 220kV 变压器后备保护配置应符合下列规定：

1 高压侧后备保护宜配置带偏移特性的阻抗保护或复压过流保护、零序过流保护、间隙过流保护、零序过压保护、过负荷保护；

2 中压侧后备保护配置与高压侧后备保护配置相同；

3 低压侧应配置复压过流保护或过流保护。

5.1.4 330kV 变压器后备保护配置应符合下列规定：

1 高压侧后备保护宜配置带偏移特性的阻抗保护或复压过流保护、零序电流保护、间隙过流保护、零序过压保护、过负荷保护、过激磁保护；

2 除过激磁保护外，中压侧后备保护配置与高压侧后备保护配置相同；

3 低压侧应配置复压过流保护；

4 公共绕组应配置零序过流保护、过负荷保护。

5.1.5 500kV 及以上变压器后备保护配置应符合下列规定：

1 高压侧后备保护宜配置带偏移特性的阻抗保护，复压过流保护、零序电流保护、过负荷保护、过激磁保护；

2 除过激磁保护外,中压侧后备保护配置与高压侧后备保护配置相同;

3 低压侧应配置过流保护、过负荷保护;

4 公共绕组应配置零序过流保护、过负荷保护。

5.1.6 1000kV 变压器的调压变及补偿变压器应配置独立的差动保护,调压变及补偿变压器差动保护装置宜与变压器主体保护装置独立。

5.1.7 两套电气量保护和一套非电量保护应使用各自独立的电源回路。

5.2 变压器保护技术要求

5.2.1 对双母线接线形式,变压器保护启动失灵和解除电压闭锁应采用保护跳闸接点,启动失灵和解除电压闭锁应采用不同继电器的接点。

5.2.2 对于装置间不经附加判据直接启动跳闸的开入量,应在装置内采取可靠的抗干扰措施或经抗干扰继电器重动后开入。

5.2.3 变压器后备保护跳母联(分段)时不应启动失灵保护。

5.2.4 变压器非电量保护动作不应启动失灵保护。

6 高压并联电抗器保护

6.1 高压并联电抗器保护配置要求

6.1.1 高压并联电抗器应配置双重化的主、后备一体化的电气量保护和一套非电量保护。保护应能反映被保护设备的各种故障及异常状态。

6.1.2 高压并联电抗器主保护应配置差动保护、匝间保护。

6.1.3 高压并联电抗器后备保护应配置过流保护、零序过流保护、过负荷保护。中性点电抗器后备保护应配置过流保护、过负荷保护。

6.1.4 两套电气量保护和一套非电量保护应使用各自独立的电源回路。

6.2 高压并联电抗器保护技术要求

6.2.1 高压并联电抗器非电量保护动作不应启动失灵。

6.2.2 对于装置间不经附加判据直接启动跳闸的开入量，应在装置内采取可靠的抗干扰措施或经抗干扰继电器重动后开入。

6.2.3 线路并联电抗器在无专用断路器时，保护动作除跳开线路本侧断路器外，还应启动远方跳闸装置，跳开线路对侧断路器。

7 串联电容补偿装置保护

7.1 一般规定

7.1.1 串联电容补偿装置有固定串联电容补偿(FSC)和可控串联电容补偿(TCSC)两种,应根据串联电容补偿装置的建设规模和相应的电气主接线进行保护配置。

7.1.2 串联电容补偿装置保护应能反映串联电容补偿装置及相关设备各种类型故障及异常情况。

7.1.3 串联电容补偿装置的保护和控制系统宜相互独立,保护应按双重化配置。

7.1.4 当串联电容补偿装置为独立分段接线时,每段串联电容补偿装置的保护应相互独立。

7.2 串联电容补偿装置保护要求

7.2.1 固定串联电容补偿装置保护配置应符合下列规定:

1 电容器组保护应包括不平衡电流保护和过负荷保护,电容器组保护动作应永久旁路电容器组;

2 MOV(金属氧化物非线性电阻)保护应包括过温度保护、过电流保护、能量保护,MOV保护动作应触发故障相GAP(间隙),可单相或三相暂时旁路电容器组;

3 旁路断路器应配置断路器三相不一致保护,三相不一致保护动作应永久旁路电容器组,断路器合闸失灵时应跳开线路两侧断路器;

4 GAP(间隙)保护应包括GAP自触发保护、GAP延时触发保护、GAP拒触发保护、GAP长时间导通保护,GAP(间隙)保护动作应永久旁路电容器组;

5 平台保护应反映串联补偿电容器对平台短路故障,保护动作应永久旁路电容器组。

7.2.2 可控串联电容补偿装置保护配置除按本规范 7.2.1 条要求配置保护以外,还应配置下列保护:

- 1** 可控硅回路过负荷保护;
- 2** 可控硅及相控电抗器故障保护;
- 3** 可控硅触发回路和冷却系统故障保护,保护动作应永久旁路电容器组。

8 短引线及 T 区保护

8.1 短引线保护

8.1.1 以下接线之一,当某一元件退出运行而与之相关的两组断路器继续合环运行时,应双重化配置独立的短引线保护:

- 1 一个半断路器接线形式;
- 2 角型接线形式;
- 3 桥型接线形式。

8.1.2 短引线保护应符合下列规定:

- 1 短引线保护应包括电流差动保护和过流保护;
- 2 短引线保护的投退可由所在间隔进出线的隔离开关辅助接点控制。

8.1.3 短引线保护动作应闭锁重合闸。

8.2 T 区保护

8.2.1 对于一个半断路器、角型、桥型等双断路器接线,当变压器、电抗器、线路进出线装设单独的电流互感器,且变压器、电抗器、线路保护使用进出线电流互感器时,应双重化配置独立的 T 区保护。

8.2.2 T 区保护应包括电流差动保护和过流保护。

8.2.3 T 区保护动作应闭锁重合闸。

9 母线保护

9.1 一般规定

9.1.1 新建厂站应按双重化原则配置母线保护。双重化配置的两套母线保护之间不应有电气联系。

9.1.2 母线保护装置接人间隔数量及类型应满足厂站终期规模的要求。

9.2 一个半断路器接线的母线保护

9.2.1 对一个半断路器接线,每段母线应按双重化的原则配置两套母线保护。

9.2.2 母线保护应具有差动保护和失灵联跳功能。

9.2.3 母线保护的失灵联跳输入回路应采用强电开入。

9.2.4 母线侧断路器失灵保护动作后应分别启动两套母线保护的失灵联跳功能。

9.3 双母线(单母线)接线的母线保护

9.3.1 每组双母线应按双重化原则配置两套母线保护。

9.3.2 母线保护应包含母线差动保护、断路器失灵保护、母联(分段)失灵保护、母联(分段)死区保护,可包含母联(分段)充电过流保护、母联(分段)断路器三相不一致保护功能。具有断路器失灵保护功能的母线保护,失灵保护应与母差保护共用跳闸出口回路。

9.3.3 母线保护应设置电压闭锁元件,电压闭锁元件启动后应告警。当母线电压互感器断线时,应允许母线保护解除该段母线电压闭锁。

9.3.4 对于包含断路器失灵保护功能的母线保护,保护动作启动

失灵应符合下列规定：

- 1 线路支路宜采用分相和三相跳闸启动失灵；
- 2 变压器支路应采用电气量的三相跳闸启动失灵。

9.3.5 母线保护应具有母联(分段)失灵保护启动的外部开入接点；应提供启动分段失灵保护的出口接点。

9.3.6 双母线接线的母线保护动作后应采取措施跳开线路对侧断路器。

10 断路器失灵保护

10.1 一般规定

10.1.1 当电力设备或线路采用近后备保护方式时,应配置断路器失灵保护。

10.1.2 断路器失灵保护必须同时满足以下两个条件方可起动:

- 1 可瞬时复归的跳闸出口继电器动作后不返回;
- 2 可瞬时复归的电流判别元件动作后不返回。

10.1.3 单套配置的断路器失灵保护动作应动作于相关断路器两组跳闸线圈。

10.1.4 当断路器失灵保护需远跳线路对侧断路器时,宜利用两个不同路由传输通道传送远方跳闸命令。

10.1.5 断路器失灵保护动作应闭锁重合闸。

10.2 双母线(单母线)接线断路器失灵保护

10.2.1 双母线接线断路器失灵保护集中配置,应符合下列规定:

1 断路器失灵保护功能宜包含于母线保护中,宜每套母线保护均包含断路器失灵保护功能。失灵电流判别元件宜采用母线保护中的电流判别元件,也可配置独立的电流判别元件;

2 独立配置一套断路器失灵保护时,应采用独立的电流判别元件。

10.2.2 断路器失灵保护起动后,经整定的延时跳开与拒动断路器连接在同一母线上的所有支路断路器。对于变压器断路器失灵,除应跳开失灵断路器相邻的全部断路器外,还应跳开本变压器连接其他电源侧的断路器。

10.2.3 断路器失灵保护应自动适应母线连接元件的变化。

10.2.4 断路器失灵保护应设置电压闭锁回路。对于发电机、变压器、电抗器元件断路器失灵，应可解除电压闭锁。

10.2.5 当断路器失灵保护功能包含于母线保护时，应与母线保护共用跳闸出口回路。

10.3 一个半断路器及其他接线断路器失灵保护

10.3.1 对于一个半断路器、桥型、角型等双断路器接线形式，断路器失灵保护按断路器单套配置。对于一个半断路器接线没有接入断路器串的元件，其断路器失灵保护按本标准第 13.2.1 条执行。

10.3.2 线路变压器组的断路器失灵保护可按断路器单套配置。

10.3.3 断路器失灵保护启动后，瞬时再跳本断路器两组跳闸线圈，经整定延时跳相邻断路器两组跳闸线圈。对变压器相关断路器失灵，还应跳开变压器其他侧断路器；对于线路相关断路器失灵，还应经远方跳闸跳开线路对侧断路器。

10.3.4 断路器失灵保护不应设置电压闭锁回路。

11 远方跳闸及过电压保护

11.1 远方跳闸

11.1.1 下列情形应传输远方跳闸命令：

- 1 一个半断路器接线、角型接线、桥型接线、线路变压器组接线的断路器失灵保护动作；
- 2 高压侧无断路器的线路并联电抗器保护动作；
- 3 线路变压器组的变压器保护动作；
- 4 线路过电压保护动作或要求线路两侧同时跳闸的线路保护动作；
- 5 线路串联补偿电容器的保护动作且电容器旁路断路器拒动或电容器平台故障。

11.1.2 远方跳闸就地判别装置应符合下列规定：

- 1 远方跳闸接收侧宜配置就地判别装置；
- 2 远方跳闸及就地判别装置应按双重化配置；
- 3 远方跳闸及就地判别功能可集成在线路保护中；
- 4 远方跳闸就地判别装置可采用电流及电流变化量、电压及电压变化量、低功率、低功率因数等作为故障判别量。

11.1.3 当远方跳闸功能集成于线路保护时，跳闸出口时可与线路保护共用。

11.1.4 远方跳闸应闭锁重合闸。

11.1.5 双重化配置的远方跳闸保护通信通道应相互独立，并优先采用光纤通道。

11.2 过电压保护

11.2.1 过电压保护配置应符合下列规定：

- 1** 1000kV 线路应配置过电压保护；
- 2** 其他电压等级线路应根据一次系统计算结论确定过电压保护配置。

11.2.2 线路过电压保护应双重化配置，应将过电压保护功能集成在远方跳闸就地判别装置中。

11.2.3 过电压保护动作应符合下列规定：

- 1** 可选择跳本侧断路器；
- 2** 可选择跳线路对侧断路器；
- 3** 发远方跳闸信号时可选择经本侧断路器跳闸位置闭锁；
- 4** 应闭锁重合闸。

12 重合闸

12.1 重合闸配置

12.1.1 架空线路应配置自动重合闸装置。电缆与架空混合线路,如电气设备允许,应配置自动重合闸装置。

12.1.2 不同电气主接线的自动重合闸装置配置应符合下列规定:

1 双母线(单母线)接线、内桥型接线的线路重合闸宜随线路保护配置,重合闸功能包含在每套线路保护中;

2 一个半断路器接线、外桥型接线、角型接线的线路重合闸宜随断路器配置,可与断路器失灵保护共同构成断路器辅助保护。

12.2 重合闸技术要求

12.2.1 重合闸应由线路保护、断路器位置不对应信号启动。

12.2.2 重合闸装置可设定为四种方式。重合闸方式可包括单相重合闸、三相重合闸、综合重合闸、禁止重合闸、停用重合闸方式。三相重合闸时应能经检同期、检无压或不检定控制。

12.2.3 根据系统稳定要求,330kV 及以上同杆并架线路可采用按相重合闸。

12.2.4 重合闸装置应能在重合后加速继电保护的动作,必要时可采用前加速重合闸方式。

12.2.5 重合闸装置应具有外部闭锁功能。

12.2.6 重合闸装置动作要求应符合下列规定:

- 1 重合闸装置的重合闸动作时间应从故障切除后开始计时;
- 2 在重合闸装置设定在三相重合闸、停用重合闸或重合闸装

置因故退出运行时,应能保证断路器三跳;

3 重合闸装置动作后,应能经延时自动复归。

12.2.7 随线路保护双重化配置的重合闸装置,应有措施保证线路故障后仅能实现一次重合闸。

13 母联(分段)保护及断路器辅助保护

13.1 母联(分段)保护

13.1.1 母联(分段)断路器宜配置一套独立的母联(分段)保护。

13.1.2 母联(分段)保护应包含充电过流保护功能,可包含断路器三相不一致保护。

13.1.3 充电过流保护应具有不经电压闭锁的相过流和零序过流保护功能。

13.1.4 母联(分段)保护应动作于断路器的两组跳闸线圈。

13.1.5 母联(分段)充电过流保护跳闸应启动母联(分段)失灵保护。

13.2 断路器辅助保护

13.2.1 对于一个半断路器等双断路器接线,断路器保护单套配置。断路器保护应包括失灵保护、死区保护、三相不一致保护、充电过流保护等辅助保护功能。对于一个半断路器接线且没有接入断路器串的断路器,断路器保护可双重化配置。

13.2.2 线路间隔的充电保护、三相不一致保护功能可包含在线路保护中。分相操作机构的变压器间隔,三相不一致保护可包含在断路器辅助保护中。

13.2.3 对于一个半断路器等双断路器接线,断路器操作箱单套配置,操作箱应安装在断路器保护屏内。

13.2.4 对于双母线接线,断路器操作箱单套配置。操作箱的安装应符合下列规定:

- 1** 线路间隔的操作箱应安装在线路保护屏内;
- 2** 变压器间隔的操作箱宜安装在非电量保护屏内;

3 母联(分段)间隔的操作箱宜安装在母联(分段)保护屏内。

13.2.5 对于双跳闸回路的操作箱,两组操作电源设置应相互独立,不应存在切换回路。

13.2.6 操作箱应具有断路器跳、合闸监视回路。

13.2.7 操作箱应具有不启动失灵、不启动重合的跳闸输入回路(TJF);操作箱应具有合后接点和手跳接点。

13.2.8 宜采用操作箱的“闭锁重合闸”接点闭锁保护装置防止断路器位置不对应误启动重合闸。

13.2.9 操作直流电源供电回路与保护直流电源供电回路应分开。

13.2.10 对双母线接线,线路或变压器间隔应按保护双重化配置两套电压切换装置,电压切换装置应分别与保护对应组屏。

13.2.11 电压切换回路采用双位置切换时应采用保持继电器;电压切换回路采用单位置输入方式时,电压切换直流电源应与对应保护装置直流电源共用自动开关或直流熔断器。

13.2.12 切换继电器同时动作和电压互感器失压时应发信号。

14 故障录波器

14.1 故障录波器配置原则

14.1.1 220kV 及以上厂站应配置故障录波器。

14.1.2 故障录波器的配置应满足本期工程的需要，并兼顾厂站最终规模。仅为远期扩建部分使用的故障录波器不应在本期工程中配置。

14.1.3 故障录波器应按电压等级进行配置；不同电压等级宜分别配置独立的故障录波器；变压器宜配置独立的故障录波器。

14.1.4 故障录波器配置数量宜符合下列规定：

- 1** 宜按继电器小室配置故障录波器；
- 2** 对于一个半断路器接线，线路部分宜按每两串配置一台故障录波器；
- 3** 对于双母线接线，宜按每组双母线配置 1 台～2 台故障录波器；
- 4** 变压器部分宜按每两台变压器配置一台故障录波器。

14.2 故障录波器功能要求

14.2.1 故障录波器应能记录交流电流、交流电压。

14.2.2 故障录波器应能记录开关量。

14.2.3 故障录波器应能记录高频检波信号。

14.2.4 故障录波器可记录直流电源电压。

14.2.5 故障录波器应具有时间同步功能，应能接收 IRIG-B 码（DC）或脉冲时钟同步信号。

14.2.6 故障录波器应具备独立组网和通信管理功能，应能通过以太网口与继电保护及故障信息管理子站系统通信，录波数据应能经子站或直接传送至主站端。

15 故障测距

15.1 故障测距配置原则

15.1.1 线路长度超过 50km 的 220kV 及以上交流线路可配置故障测距装置。

15.1.2 线路路径地形复杂、巡线困难的交流线路宜配置故障测距装置。

15.1.3 故障测距宜采用双端故障测距装置，两侧型号应相同。

15.2 故障测距装置功能要求

15.2.1 故障测距装置应具备独立组网功能。

15.2.2 故障测距结果应能在就地和远方显示。

15.2.3 故障测距装置应具备装置设定管理和远方投退等通信管理功能。

15.3 故障测距装置性能要求

15.3.1 采用双端故障测距的装置平均误差应符合下列规定：

1 线路长度小于或等于 300km 时的平均误差不应大于 500m；

2 线路长度大于 300km 时的平均误差不应大于 1000m。

15.3.2 每套故障测距装置可接入线路数量应大于或等于 8 回，并应能灵活扩展。

15.4 故障测距通道要求

15.4.1 装置间的通信可采用 2Mbit/s 光纤通信电路、电力调度

数据网或公用电话网。

15.4.2 故障测距装置应具备不少于 2 个独立的 10/100Mbit/s 以太网接口，实现与主站间通信。

16 继电保护及故障信息管理子站

16.1 子站系统配置

16.1.1 220kV 及以上厂站应配置继电保护及故障信息管理子站, 实现故障录波数据和保护动作报告的采集和上送。

16.1.2 子站系统组网方式可采用与监控系统共网或独立组网方式。

16.1.3 对于子站系统采集信息与监控系统共网方式, 子站系统可采用以太网网口或串口形式与监控系统互联。

16.1.4 对于子站系统采集信息独立组网方式, 子站系统应满足下列要求:

1 应能适应各种装置和故障录波器的通信接口, 可采用以太网网口或 RS-485、RS-232 串口形式; 当采用串口通信时, 每个 RS-485 通信口接入的设备数量不宜超过 6 个;

2 应支持目前电力系统中使用的各种主要介质, 优先采用光纤连接方式; 传输规约宜采用现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860(IEC 61850)或《继电保护设备信息接口配套标准》DL/T 667(IEC-60870-5-103)标准;

3 应支持对保护装置和故障录波器的规约进行转换;
4 配备足够数量的串口、以太网口, 须满足厂站内设备同时接入的要求。

16.1.5 故障录波器与子站系统之间的连接可采用下列方式:

- 1 故障录波器直接接入子站系统;
- 2 多台故障录波器组网后接入子站系统。

16.1.6 子站系统应支持同时向不少于 4 个主站系统传送信息, 传输通道优先采用电力调度数据网。

16.1.7 子站系统与其他应用系统互联应满足《电力二次系统安

全防护规定》的要求。

16.2 子站系统技术要求

16.2.1 子站系统硬件可配置主机、网络交换机、数据存储设备、故障录波器管理单元、保护管理单元、通信管理设备、网络隔离设备、对时接口设备、维护工作站及其他附属设备。

16.2.2 子站系统主要软件功能配置应符合下列规定：

1 系统自检和自恢复功能。子站系统应能对子站与主站、设备之间的通信状态进行监视，能够对自身工作状态进行巡检，如发现异常，主动上送主站和监控系统，并采取一定的自恢复措施；

2 信息采集功能。子站系统应接收并保存连接装置在电网发生故障后产生的动作信息和录波数据等；

3 信息分类功能。子站系统应对保护装置和故障录波器的信息进行处理，包括信息过滤，信息分类，应支持对装置信息的优先级划分；

4 数据存储功能。子站系统应具有一定的存储容量，保证连续发生的故障数据不丢失，重要事件信息在传送到主站之前的存储时间至少为 7 天；

5 响应主站召唤功能。子站系统的配置信息传送到主站，根据主站的命令访问保护装置或故障录波器；

6 检修信息标记功能。当保护装置处于检修状态时，子站系统应能对相应保护信息增加特殊标记。

16.2.3 子站系统应保证接入设备的退出或故障不应影响子站系统与其他设备的正常通信，新设备的接入不应改变现存的网络结构，不影响其他设备的正常运行。

16.2.4 子站系统上送到主站的保护动作信息内容宜与装置就地打印的信息内容一致。

16.2.5 子站系统应支持 IRIG-B 码、脉冲等对时方式，优先采用 IRIG-B 码对时。对时精度的误差应不大于 1ms。

17 组屏(柜)要求

17.1 一般规定

17.1.1 双重化配置的继电保护设备组柜应符合下列规定：

1 双重化配置的线路保护、母线保护、变压器保护应独立组柜；

2 高压并联电抗器保护组柜应符合现行行业标准《继电保护设备标准化设计规范》DL/T 317 规定；

3 双重化配置的串联电容补偿装置保护宜独立组柜。

17.1.2 远方跳闸就地判别及过电压保护组柜要求应符合下列规定：

1 远方跳闸就地判别及过电压保护单独配置时，宜随两套线路保护分别组柜；

2 当远方跳闸采用单独的通道传输远方信号时，远方跳闸就地判别装置可与远方跳闸信号传输设备一同组柜；

3 两套远方跳闸就地判别装置可组在同一面柜中，但在屏柜布置时应考虑分区布置。

17.1.3 对于采用两个独立通道的线路保护，其两个光电转换接口装置宜分组柜安装。

17.2 双母线(分段)接线形式

17.2.1 线路保护及辅助保护组屏宜采用两面屏方案。

17.2.2 断路器失灵保护独立于母线保护配置时，应单独组屏。

17.2.3 母联、分段保护宜按断路器组屏。当母联、分段断路器配置操作箱时，母联、分段保护宜与操作箱合组一面屏。

17.3 一个半断路器接线形式

17.3.1 断路器保护装置(含失灵保护、重合闸)宜与断路器分相操作箱等按断路器合组一面屏。

17.3.2 短引线及 T 区保护装置可独立组柜,也可与断路器保护或线路保护合并组屏。

17.4 其他接线形式

17.4.1 对于角型或桥型接线形式,断路器保护组屏方案可同一个半断路器接线形式的组屏方案。

17.4.2 对于角型或桥型接线形式,双重化配置的短引线保护或 T 区保护宜独立组一面柜。

18 继电保护对相关回路及设备的要求

18.1 对电流互感器的要求

18.1.1 保护用电流互感器的性能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规程》DL/T 866 的相关规定。

18.1.2 双重化配置的保护(线路保护、母线保护、变压器保护、短引线保护、电抗器保护、电容器保护等)应使用电流互感器的不同二次绕组。在进行电流互感器二次绕组分配时,应避免出现保护死区。

18.1.3 保护用电流互感器二次绕组选型应符合下列规定:

1 220kV 线路保护、变压器保护宜采用 P 类(包括 PR 类或 PX 类)电流互感器二次绕组,330kV 及以上线路保护、变压器保护宜采用 TPY 类电流互感器二次绕组;

2 电抗器保护宜采用 P 类电流互感器二次绕组;

3 串联电容补偿装置保护可采用 P 类或 TPY 类电流互感器二次绕组;

4 断路器失灵保护宜采用 P 类电流互感器二次绕组;

5 差动保护宜使用特性一致的电流互感器;

6 母联保护、分段保护使用的电流互感器二次绕组与相同电压等级的线路保护相同;

7 母线保护各支路 CT 变比差不宜大于 4 倍;变压器保护各侧 CT 变比,不宜使平衡系数大于 10。

18.2 对电压互感器的要求

18.2.1 保护用电压互感器传变误差及暂态响应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规程》DL/T 866 的相

关规定。

18.2.2 双重化配置的保护装置应使用电压互感器的不同二次绕组。

18.2.3 对于双母线接线,当线路配置三相电压互感器时,线路保护应优先选择使用线路电压互感器。

18.2.4 对于串补线路,线路保护宜使用串补电容线路侧电压互感器,高压并联电抗器保护宜使用串补电容线路母线侧电压互感器。

18.3 对直流电源的接入要求

18.3.1 双重化配置的保护工作电源应使用不同直流电源。

18.3.2 双跳闸线圈的断路器操作电源应使用不同直流电源。

18.3.3 保护工作电源和断路器操作电源应分别经专用的自动开关或直流熔断器。

18.4 对断路器及隔离开关回路的要求

18.4.1 220kV 及以上的断路器应具有双跳闸线圈,继电保护动作出口应符合下列规定:

1 双重化配置的继电保护装置跳闸回路应与断路器的两组跳闸线圈分别对应;

2 单套配置的继电保护装置应同时作用于断路器的两组跳闸线圈;

3 非电量保护应同时作用于断路器的两个跳闸线圈。

18.4.2 分相操作断路器的三相不一致保护功能宜由断路器本体实现,断路器防止跳跃功能宜由断路器本体机构实现。

18.4.3 断路器跳、合闸压力异常闭锁功能应由断路器本体机构实现。断路器本体机构应能提供两组完全独立的跳闸压力闭锁继电器,应能提供重合闸压力闭锁接点供保护装置使用。

18.4.4 断路器应能提供足够数量、可靠的辅助接点供保护装置

使用,辅助接点与主触头的动作时间差小于或等于 10ms。

18.4.5 隔离开关应能提供足够数量、可靠的辅助接点供保护装置使用。

18.5 对时接口要求

18.5.1 继电保护装置应具有接收外部对时信号的对时接口,对时信号应优先选择 IRIG-B 码。

18.5.2 采用行波原理的故障测距装置对时精度要求为 $1\mu s$,其他保护装置的对时精度要求为 1ms。

18.6 与厂站自动化接口的要求

18.6.1 保护装置功能及出口回路应不依赖于厂站自动化系统而独立实现,应能实现与厂站自动化系统通信。

18.6.2 保护装置应至少具备三个通信接口,两个用于与厂站监控系统通信,另一个用于与继电保护及故障信息管理子站系统通信。

18.6.3 保护装置与厂站监控系统及子站之间宜采用网络接口、应采用标准规约进行通信,新建厂站应采用现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860(IEC 61850)通信规约。

18.6.4 保护装置与监控系统及子站间交换信息内容应满足监控系统和子站的要求。

18.6.5 保护装置的失电、故障、异常等硬接点信号应接入监控系统。

18.6.6 保护装置与监控系统及子站通信应满足《电力二次系统安全防护规定》的要求。

19 智能变电站继电保护的特殊要求

19.1 一般规定

19.1.1 智能变电站配置的继电保护装置应满足下列特殊要求：

- 1** 支持现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860 (IEC 61850) 标准，具备完善的自描述功能；
- 2** 支持通过 SV 网络方式或点对点方式获取自合并单元输出的交流电流、电压采样值；
- 3** 支持通过 GOOSE 网络方式传输起动、闭锁、位置状态等开关量信号；
- 4** 支持通过 GOOSE 网络方式或点对点方式经智能终端实现跳闸；
- 5** 适应 IRIG-B 码对时和网络对时方式。

19.1.2 继电保护双重化配置应遵循下列原则：

- 1** 双重化保护装置采样值应分别取自相互独立的合并单元 (MU)，双重化的合并单元应接入互感器不同二次绕组(或采样系统)；
- 2** 双重化保护的跳闸回路应分别对应于两个智能终端，两个智能终端宜分别对应于断路器的两个跳闸线圈；
- 3** 双重化的过程层网络应完全独立。

19.1.3 保护装置的功能投退及出口应采用软压板方式控制，智能终端跳合闸出口回路应设置硬压板。

19.1.4 保护装置在接收到异常的合并单元采样信号时，应能立刻闭锁相关保护出口，确保不误动。

19.1.5 合并单元和智能终端具备对时功能，应能适应 IRIG-B 码对时和网络对时方式。

19.2 保护设备的特殊要求

- 19.2.1** 线路分相电流差动保护应能适应线路两侧混合使用电磁式互感器和电子式互感器的情况。
- 19.2.2** 智能变电站 π 接、改接形成的线路保护配置应与现有线路保护匹配,必要时按照智能变电站要求更换对侧线路保护装置。
- 19.2.3** 一个半断路器接线、角型接线、桥型接线的断路器保护包含断路器失灵保护及重合闸功能,宜双重化配置。
- 19.2.4** 双母线接线或双母线分段接线的母联保护、分段保护宜双重化配置。
- 19.2.5** 双母线接线的母线电压切换功能宜在合并单元中实现,隔离开关位置信号宜采用 GOOSE 网络传输。
- 19.2.6** 非电量保护宜就地以接点方式实现跳闸。

19.3 故障录波器的特殊要求

- 19.3.1** 过程层网络双重化配置时,故障录波器宜双重化配置。
- 19.3.2** 故障录波器宜接入过程层网络交换机获取录波信息。
- 19.3.3** 故障录波器的数据采集端口应满足数据采集流量要求。根据需要,可采用多个 100M 端口或 1000M 端口。

19.4 故障测距装置的特殊要求

- 19.4.1** 对于采用电子式电流互感器的智能变电站,配置行波故障测距时宜通过在远端模块或合并单元中增加高速采样模块实现行波数据的采集。
- 19.4.2** 对于采用常规电磁式电流互感器的智能变电站,行波故障测距装置宜采用独立的电流互感器二次绕组。

19.5 对相关设备的要求

- 19.5.1** 对互感器的要求应符合下列规定:

1 保护设备双重化配置时,电子式互感器或电磁式互感器的保护用光接口或二次线圈应双重化配置;

2 电子式互感器内应由两路独立的采样系统进行采集,每路采样系统应采用双 A/D 系统接入合并单元,每个合并单元输出两路数字采样值由同一路通道进入一套保护装置,以满足双重化保护相互完全独立的要求;

3 电子式互感器的精度应满足现行国家标准《互感器 第 7 部分:电子式电压互感器》GB/T 20840.7 和《互感器 第 8 部分:电子式电流互感器》GB/T 20840.8 的要求。

19.5.2 对合并单元的要求应符合下列规定:

1 保护设备双重化配置时,合并单元应双重化配置;

2 合并单元的同步性能应满足保护要求;

3 双母线接线的合并单元应具有接收隔离开关位置 GOOSE 信号实现电压切换的功能;

4 合并单元的对外接口应满足保护、测控设备以网络方式或点对点方式获取采样值数据的要求;

5 合并单元异常时应发故障报警信号。

19.5.3 对智能终端的要求应符合下列规定:

1 保护设备及过程层网络双重化配置时,各元件的智能终端应双重化配置。变压器和高压并联电抗器的本体智能终端按单套配置;

2 智能终端的对外接口应满足保护、测控设备以网络方式或点对点方式实现跳闸的要求;

3 智能终端宜就地安装在智能控制柜中。

19.5.4 过程层网络的可靠性、传输速率、网络延时应满足继电保护要求。

19.6 设备就地安装的要求

19.6.1 在运行环境满足保护设备运行要求的前提下,保护设备

可就地安装,应单独组柜或安装在就地控制柜中。

19.6.2 安装保护设备的就地柜应满足现行国家标准《电子设备机械结构 公制系列和英制系列的试验 第3部分:机柜、机架和插箱的电磁屏蔽性能试验》GB/T 18663.3 的要求。

19.7 组柜要求

19.7.1 对于双母线接线,线路(变压器)二次设备(含保护)可按间隔组柜。

19.7.2 对于一个半断路器接线,线路(变压器)二次设备(含保护)可按元件组柜、断路器保护可按串组柜。

19.7.3 母线保护可集中组柜。

19.7.4 双重化配置的继电保护装置就地安装时宜分别安装在不同的智能控制柜中。

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

- 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
- 《互感器 第7部分：电子式电压互感器》GB/T 20840.7
- 《互感器 第8部分：电子式电流互感器》GB/T 20840.8
- 《电子设备机械结构 公制系列和英制系列的试验 第3部分：机柜、机架和插箱的电磁屏蔽性能试验》GB/T 18663.3
- 《继电保护设备标准化设计规范》DL/T 317
- 《继电保护设备信息接口配套标准》DL/T 667
- 《变电站通信网络和系统》DL/T 860
- 《电流互感器和电压互感器选择及计算规程》DL/T 866

中华人民共和国电力行业标准
电力系统继电保护设计技术规范
DL/T 5506—2015

条文说明

制 订 说 明

《电力系统继电保护设计技术规范》DL/T 5506—2015,经国家能源局2015年7月1日以第4号公告批准发布。

本标准参考国内外有关技术文献资料,结合国内电力系统继电保护的设计和运行实例,全面总结了电力系统继电保护设计、运行的成果和经验,针对存在问题做了必要的调查和研究,形成一整套电力系统继电保护设计、施工和运行的指导性行业标准。本标准可为电力系统继电保护的设计提供指导性原则规定,具有实际应用可操作性。

国内目前电力系统继电保护设计和运行已积累了相当丰富的经验,但还存在不少问题,需要进一步研究与完善。编制过程中重点研讨以下问题:

1. 线路保护配置;
2. 线路保护通道要求;
3. 线路重合闸;
4. 智能变电站电力系统继电保护的特殊要求。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本标准时能正确理解和执行条文规定,编制组按章、节、条顺序编制了本标准的条文说明,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

3 一般规定	(45)
4 线路保护	(46)
4.1 线路保护配置要求	(46)
4.2 线路保护通道要求及接口配置	(48)
4.3 线路保护特殊配置方案	(48)
5 变压器保护	(49)
5.1 变压器保护配置要求	(49)
5.2 变压器保护技术要求	(49)
6 高压并联电抗器保护	(50)
6.1 高压并联电抗器保护配置要求	(50)
6.2 高压并联电抗器保护技术要求	(50)
7 串联电容补偿装置保护	(51)
7.1 一般规定	(51)
7.2 串联电容补偿装置保护要求	(51)
8 短引线及 T 区保护	(52)
8.1 短引线保护	(52)
9 母线保护	(53)
9.1 一般规定	(53)
9.2 一个半断路器接线的母线保护	(53)
9.3 双母线(单母线)接线的母线保护	(53)
10 断路器失灵保护	(55)
10.1 一般规定	(55)
10.2 双母线(单母线)接线断路器失灵保护	(55)
10.3 一个半断路器及其他接线断路器失灵保护	(55)

11	远方跳闸及过电压保护	(56)
11.1	远方跳闸	(56)
12	重合闸	(57)
12.1	重合闸配置	(57)
12.2	重合闸技术要求	(57)
13	母联(分段)保护及断路器辅助保护	(58)
13.1	母联(分段)保护	(58)
13.2	断路器辅助保护	(58)
14	故障录波器	(60)
14.1	故障录波器配置原则	(60)
14.2	故障录波器功能要求	(60)
16	继电保护及故障信息管理子站	(62)
16.1	子站系统配置	(62)
17	组屏(柜)要求	(63)
17.1	一般规定	(63)
17.3	一个半断路器接线形式	(63)
18	继电保护对相关回路及设备的要求	(64)
18.1	对电流互感器的要求	(64)
18.2	对电压互感器的要求	(64)
19	智能变电站继电保护的特殊要求	(65)
19.1	一般规定	(65)
19.2	保护设备的特殊要求	(65)
19.4	故障测距装置的特殊要求	(66)
19.6	设备就地安装的要求	(66)

3 一般规定

3.0.1 现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 规定了电力系统继电保护和安全自动装置的科研、设计、制造、试验、施工和运行等部门共同遵守的基本准则,因此本标准应符合此标准的有关规定。

3.0.5 智能变电站的量测技术、网络通信技术、自动化体系结构、二次设备配置等是影响电力系统继电保护的设备配置因素之一。一方面,智能变电站的电力系统继电保护应符合国家现行标准的有关规定;另一方面,电力系统继电保护配置方案和设备选型应适应智能变电站的特殊性。

3.0.6 对于采用双通道的双重化配置的两套保护,要求每套保护的两个通道应相互独立,包括通信电源、通信设备及通信路由,以防止一个通道设备故障同时失去同一套保护的两个通道,即一个通道设备故障时,允许双重化配置的两套保护各失去一个通道,但不允许任何一套保护同时失去两个通道。

4 线路保护

4.1 线路保护配置要求

4.1.1 本条对 220kV 及以上线路保护配置做了相关规定。

1 能够快速有选择性地切除故障的全线速动保护以及不带时限的线路 I 段保护都是线路的主保护, 主保护和后备保护应能反映线路相间和接地的各种类型故障。根据国家现行标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 和《750kV 电力系统继电保护》DL/Z 886—2004 规定, 接地后备保护应保证接地电阻不大于下列数值时可靠跳闸:

220kV 线路: 100Ω ; 330kV 线路: 150Ω ; 500kV 线路: 300Ω ;
750kV 线路: 400Ω 。

4 对于装设有旁路断路器的厂站, 当旁路断路器带线路运行时可将一套线路保护切换至旁路运行; 或在旁路断路器配置相应的保护装置, 保证旁路带线路运行期间至少应有一套全线速动主保护运行。

4.1.2

1 分相电流差动原理的主保护由于原理简单、动作快速可靠、具有良好的选相跳闸功能, 因此分相电流差动原理的主保护作为高压、超高压、特高压线路的首选。由于分相电流差动原理保护需要利用线路对侧电流数据进行判别, 传输通道的可靠性和传输时间直接影响保护的可靠性和快速性, 要求通信通道可靠性高、尽量减小通道的传输延时。

2 鉴于 500kV 及以上线路故障对系统影响很大, 对全线速动切除故障要求较高, 为降低保护失去通道的概率, 500kV 及以上线路保护可采用双通道。

4.1.3 对系统稳定影响较大的同塔并架线路,主保护必须具备跨线故障选相跳闸能力;对其他同塔并架线路,条件允许时,主保护宜具备跨线故障选相跳闸能力,以减少跨线瞬时故障同时损失双回线路的概率。分相电流差动原理的主保护对同塔并架故障具有选相跳闸功能,因此同塔并架线路宜优先选择分相电流差动原理的主保护。

4.1.4 串补电容的引入改变了相关系统的阻抗,保护安装处所测量的线路阻抗随故障点不同的变化不再是线性关系。因此,对带串补的线路及其相邻线路,线路保护应考虑串补电容的存在可能引起的故障期间电流及电压反向、金属氧化物非线性电阻(MOV)动作、间隙击穿带来的影响,并采取措施防止保护拒动或误动。

对于分相电流差动保护而言,其原理是计算线路两侧的分相差动电流来作为保护的动作判据,不受电压反相的影响。在不考虑电流反相的前提下,串补电容的接入对分相电流差动保护而言,只是增大了线路两侧阻抗角的差距,从而增大了线路内部故障时两侧电流的相角差,使差动保护的灵敏度有所降低,但不至于出现拒动或误动。因此,分相电流差动保护应成为串补线路的首选保护类型。某些情况下,由于通信通道受限,不满足配置双套分相电流差动的要求,考虑串补线路的特殊性,配置满足串补线路特殊要求的纵联保护。

4.1.6 由于电气化铁路负荷为不对称的整流负荷,同时具有冲击性,因此电气化铁路机车在运行过程中,不可避免地将产生负序电流、谐波分量以及突变电流,这些负序、谐波及突变电流注入电网,将给电网中的继电保护设备带来不利影响。为防止电铁负荷对供电线路保护的影响,目前各保护生产厂家生产的专用于电铁供电线路的保护装置中采取了一定措施,如保护装置的快速复归、增设谐波分量闭锁回路等。在运行整定时,也应尽量避免电铁负荷引起保护装置的频繁启动。

4.2 线路保护通道要求及接口配置

4.2.1、4.2.2 为满足双重化的要求,两套线路主保护应安排相互独立的通信通道。独立通道的具体内容:通信电源独立、通信设备独立、不同路由或不同光缆。

某些情况下,线路仅具备一个路由光纤通道,从满足通道双重化独立的角度出发,两套线路主保护可采用一路光纤通道和一路其他通道(微波通道或载波通道)。

4.2.6 通道传输时间直接影响线路保护动作时间,通道传输延时过长还会影响电流差动保护的工作行为。因此,为满足线路保护快速、准确动作的要求,尽量减少通道传输时间。在设计中应综合考虑通信通道的实际情况、系统稳定要求等多因素,提出通道传输时间要求。

4.3 线路保护特殊配置方案

4.3.1、4.3.2 220kV 及以上电压等级的线路主保护通常采用光纤通信通道传输保护信号。光纤通信通道多数是随输电线路架设,当遭受冰雪、台风等自然灾害时,光纤通信通道会因输电线路被破坏而中断。因此,在自然灾害频发或受其影响较大地区可考虑线路保护特殊配置方案。为减少自然灾害造成线路保护通道中断,使线路失去主保护,可增加主保护配置或者增加主保护通道配置。

5 变压器保护

5.1 变压器保护配置要求

5.1.2 分相电流差动保护是指将变压器的各相绕组分别作为被保护对象,由变压器高、中压侧外附电流互感器和低压侧三角内部套管(绕组)电流互感器构成的差动保护,该保护能反映变压器某一相各侧全部故障;低压侧小区差动保护是由低压侧三角形两相绕组内部电流互感器和一个反映两相绕组差电流的外附电流互感器构成的差动保护。

5.1.4 330kV 变压器的后备保护配置与变压器结构形式有关。采用自耦变压器时取消间隙过流、零序过压保护。

5.2 变压器保护技术要求

5.2.1 变压器保护动作启动失灵和解除电压闭锁时,应采用不同的保护跳闸继电器的接点,以防止因一个继电器误动造成断路器失灵保护误动。

5.2.2 抗干扰继电器的启动功率应大于 5W,动作电压在额定直流电源电压的 55%~70% 范围内,额定直流电源电压动作时间为 10ms~35ms,应具有抗 220V 工频电压干扰的能力。

6 高压并联电抗器保护

6.1 高压并联电抗器保护配置要求

6.1.3 中性点电抗器后备保护电流优先采用高压并联电抗器末端电流。

6.2 高压并联电抗器保护技术要求

6.2.2 抗干扰继电器的启动功率应大于 5W, 动作电压在额定直流电源电压的 55%~70% 范围内, 额定直流电源电压动作时间为 10ms~35ms, 应具有抗 220V 工频电压干扰的能力。

7 串联电容补偿装置保护

7.1 一般规定

7.1.1 串联电容补偿装置电气主接线形式应符合现行行业标准《串补站设计技术规程》DL/T 5453—2012 中规定的固定串联电容补偿(FSC)的典型电气主接线形式和可控串联电容补偿(TCSC)的典型电气主接线形式。

7.2 串联电容补偿装置保护要求

7.2.1 在串联电容补偿装置保护动作,向旁路断路器发出合闸命令而旁路断路器又拒合时,经一定延时由保护系统向线路两侧保护发出跳线路断路器命令,跳开线路两侧断路器,以保护串联电容补偿装置设备。其中发往对侧的跳闸命令可利用线路保护装置的远跳或远传功能传送至对侧。

8 短引线及 T 区保护

8.1 短引线保护

8.1.1 对于一个半断路器、角型和桥型接线形式,当元件(线路、变压器)退出运行时,所配置的元件保护退出运行。但是,与元件相关的两组断路器合环运行,为保证两组断路器之间发生故障时,能有选择地切除故障,应双重化配置短引线保护。

8.1.2 短引线保护可由所在间隔进出线的隔离开关辅助接点控制,所在间隔进出线正常运行时短引线保护退出;在间隔进出线退出运行时,自动投入短引线保护,也可采用压板控制短引线保护的投退。

9 母线保护

9.1 一般规定

9.1.1 对一个半断路器接线,每段母线配置两套母线保护;对双母线接线,配置两套母线保护;对双母双分段接线,分段两侧各配置两套母线保护。双重化配置的两套母线保护,一套保护退出时不应影响另一套保护的正常运行。

9.1.2 由于母线更换涉及元件众多,停电困难,实施复杂,配置母线保护时需要考虑到远期间隔扩建的需要,避免由于母线保护间隔接入数量及类型不足而更换母线保护的情况。

9.2 一个半断路器接线的母线保护

9.2.2 一个半断路器接线的母线侧断路器保护发失灵信号给母线保护,通过母线保护跳开与母线相连的所有断路器。母线保护具备失灵联跳功能,二次回路更加清晰简单,有利于间隔扩建和保护改造的实施。

9.2.3 考虑到继保小室有集中布置和分散布置,当继电器小室分散布置时,失灵联跳输入回路存在跨小室的电缆,为了进一步提高抗干扰能力,要求失灵联跳输入回路应采用强电开入。

9.3 双母线(单母线)接线的母线保护

9.3.1 新建厂站的母线保护应按双重化配置,已有变电站未双重化配置母线保护的应结合工程逐步实施改造。

9.3.2 新建厂站的母线保护应配置母差保护、失灵保护合二的装置,配置的断路器失灵保护应具有失灵电流判别功能。已运行的厂站存在母差保护、失灵保护分别配置的情况,可在更换母差、

失灵保护时执行本条款。

9.3.3 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 的相关条款要求,双母线接线的母线保护,应设有电压闭锁元件。考虑到当母线电压互感器断线时发生母线故障,所以允许母线保护在电压互感器断线时解除该段母线电压闭锁。

9.3.4 对于母差、失灵一体化装置,失灵电流判别功能采用母差、失灵保护装置中的电流判别元件实现,线路支路采用保护分相和三相跳闸接点分别启动失灵,变压器支路采用电气量保护三相跳闸接点启动失灵;对于单独配置的断路器失灵保护,按照现行行业标准《继电保护设备标准化设计规范》DL/T 317 的相关要求,失灵电流判别功能按间隔配置,线路支路宜采用保护分相和三相跳闸与失灵判别装置的串联接点启动失灵,变压器支路宜采用电气量的三相跳闸与失灵判别装置的串联接点启动失灵。

9.3.5 考虑到配置独立母联分段保护时,需要保留启动母联(分段)失灵保护的外部开入和启动失灵出口。

9.3.6 对于双母线接线,当母线保护动作后,应采取经远方跳闸、其他保护停信、位置停信等措施来快速跳开线路对侧断路器。

10 断路器失灵保护

10.1 一般规定

10.1.2 断路器失灵保护动作将跳开多个元件。为防止断路器失灵保护误动造成的严重后果,要求断路器失灵保护必须同时满足两个条件方可起动。

10.1.4 单套配置的断路器失灵保护需远跳线路对侧断路器时,宜利用两个不同路由传输通道传送远方跳闸命令。双套配置的断路器失灵保护需远跳线路对侧断路器时,每套断路器失灵保护可各用一个传输通道传送远方跳闸命令,两个传输通道应为不同路由。

10.2 双母线(单母线)接线断路器失灵保护

10.2.1 新建变电站应采用母差、失灵保护一体化装置,失灵电流判别功能宜采用母线保护中的电流判别元件实现。

10.2.4 断路器失灵保护有独立出口的应装设闭锁元件。与母差保护共用跳闸出口的断路器失灵保护,应共用母差保护的电压闭锁元件,灵敏度应按失灵保护整定;数字式保护的闭锁元件灵敏度宜按母线保护及线路故障时断路器失灵保护的不同要求进行整定。

10.3 一个半断路器及其他接线断路器失灵保护

10.3.2 当线路变压器组的断路器失灵时,为较快地跳开线路对侧或者变压器其他侧断路器,可随断路器单套配置断路器失灵保护。如果变压器其他侧无电源,则线路变压器组接线可不配置专用的断路器失灵保护,可采用变压器主保护动作后远跳对侧断路器的方式,或者采用远后备方式。

11 远方跳闸及过电压保护

11.1 远 方 跳 闸

11.1.2 为提高远方跳闸的安全性,防止通道干扰造成误动作,执行端宜设置故障判别元件。对于线路串联补偿电容器的保护动作且电容器旁路断路器拒动或电容器平台故障需远方跳闸情形(本标准 11.1.1 第 5 条),就地判别判据灵敏度不够,不宜配置就地判据,一般为直接跳闸方式。

11.1.5 远方跳闸保护通道的要求等同于线路主保护。

12 重合闸

12.1 重合闸配置

12.1.1 重合闸属于电力系统安全自动装置,但与继电保护密切相关。根据电力系统安全稳定导则,架空线路发生瞬时性故障的概率较大,线路配置自动重合闸装置有利于保证系统稳定和提高供电可靠性。

12.2 重合闸技术要求

12.2.2 重合闸装置可设定为单相重合闸、三相重合闸、综合重合闸、停用重合闸四种方式,或单相重合闸、三相重合闸、禁止重合闸、停用重合闸四种方式。

12.2.5 当断路器处于不正常状态(如断路器的操作机构的气压、液压降低等)或者保护动作(母差保护、失灵保护、过电压保护、远方跳闸、变压器保护、电抗器保护、自动装置等)、相邻断路器闭锁重合闸信号、手动跳闸等不允许进行重合闸时,应采用简单可靠的办法将重合闸进行闭锁。

12.2.6 重合闸装置应具备沟通断路器三跳功能,当重合闸装置设定在三相重合闸、停用重合闸或重合闸装置因故退出运行时,线路发生任何故障保证断路器三相跳闸。

12.2.7 对于双母线、发变线组等接线,重合闸宜随线路保护双重化配置。双重化配置的重合闸装置应有措施保证重合闸动作行为的正确性,避免线路多次重合。

13 母联(分段)保护及断路器辅助保护

13.1 母联(分段)保护

13.1.1 现行行业标准《继电保护设备标准化设计规范》DL/T 317 要求“母联(分段)断路器应配置独立于母线保护的充电过流保护装置”，个别地区因运行习惯可将母联保护集成于母线保护。

13.1.2 现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 要求“在母联或分段断路器上，宜配置相电流或零序电流保护，保护应具备可瞬时和延时跳闸的回路，作为母线充电保护，并兼作新线路投运时(母联或分段断路器与线路断路器串接)的辅助保护”。与现行行业标准《继电保护设备标准化设计规范》DL/T 317 中第 9.1.1 条“母联(分段)断路器应配置独立于母线保护的充电过流保护装置”要求一致。

13.1.4 母联(分段)断路器只配置了一套保护，充电过流保护需要同时跳断路器的两个跳闸线圈。母联(分段)断路器应优先选用三相联动的操作机构。

13.1.5 独立的母联(分段)充电过流保护跳闸，需要启动母线失灵保护。

13.2 断路器辅助保护

13.2.1 通常情况下，双断路器接线(一个半断路器、角型、桥型接线)形式常规厂站的断路器保护均单套配置。少数情况下，变压器或电抗器等元件经断路器直接接在一个半断路器接线形式的母线上，为运行方便，不因保护停运而造成一次设备退出运行，断路器保护可按双重化配置。

13.2.3 一个半断路器等双断路器接线推荐配置操作箱，也可以

采用保护动作出口不经操作箱跳闸。

13.2.4 双母线接线每回线路推荐配置一套操作箱,也可采用两套操作箱;母联(分段)断路器操作箱根据一次设备配置,推荐配置三相操作箱配合三相联动的断路器操作机构使用,当断路器为分相操作机构时,为了防止无法监视断路器三相不一致,应配置分相操作箱。

13.2.5 使用电源切换回路,当发生切换接点粘死情况时,一组直流电源故障会拖垮两组直流电源。根据现行行业标准《继电保护设备标准化设计规范》DL/T 317 中相关条款的要求,双跳闸回路的操作箱应采用两组独立的操作电源。

13.2.7 要求具有 TJF 开入,以及合后、手跳接点与备自投配合,不再区分断路器用于线路出线还是变压器出线间隔,有利于统一操作箱的设计。

13.2.8 为防止保护装置先上电而操作箱后上电时断路器位置不对应误启动重合闸,宜由操作箱对保护装置提供“闭锁重合闸”接点方式,不宜采用“断路器合后”接点的开入方式。

13.2.11 切换回路采用双位置切换时,当采用保持继电器的保持接点发信时,如遇到刀闸位置异常或继电器接点粘死,导致两组电压非正常并列时,信号会始终保持直至故障排除。对电压回路采用双位置切换时应采用保持继电器,切换继电器同时动作告警信号应采用保持继电器接点,以防止正副母电压非正常并列时无告警信号。

14 故障录波器

14.1 故障录波器配置原则

14.1.4 一台故障录波器一般可以满足一个半断路器接线的两串或一组双母线或两台变压器的接入量要求。当一组双母线间隔较多,模拟量超过 64 路或开关量超过 128 路时,也可配置两台录波器。

14.2 故障录波器功能要求

14.2.1、14.2.2 一个半断路器接线模拟量故障录波一般包括:分相电压、零序电压、分相电流、零序电流;电抗器分相电流、零序电流;断路器分相电流、零序电流;变压器各侧分相电压、零序电压、分相电流、零序电流、套管分相电流、零序电流、公共绕组零序电流。开关量一般包括:主保护和辅助保护的分相动作、装置收发信、通道故障;断路器保护分相动作、重合闸动作、失灵动作,操作箱手跳动作、三跳动作;安全自动装置动作;断路器每相分位、合位。

双母线(双分段)接线模拟量故障录波一般包括:线路、旁路、母联、分段分相电流、零序电流;每段母线分相电压、零序电压;变压器各侧分相电压、零序电压、分相电流、零序电流、高压侧和中压侧中性点零序电流。开关量一般包括:主保护和辅助保护的分相动作、装置收发信、通道故障;断路器保护分相动作、重合闸动作、失灵动作,操作箱手跳动作、三跳动作;安全自动装置动作;断路器每相分位、合位。

14.2.3、14.2.4 收发信机提供能够直接反映该机入口处工作频率信号幅度大小并经检波输出的直流电位信号端口,故障录波器

有能反映该直流信号大小的录波输入接口，高频检波信号：0～10V；故障录波器有能够录取直流电源电压的接口，直流电压：0～600V，不同段直流母线应接入不同故障录波器进行录波，直流母线电压和故障录波器工作电源可共用一组直流电源，两者在故障录波器通过直流断路器分开供电。

16 继电保护及故障信息管理子站

16.1 子站系统配置

16.1.1 为提高管理自动化水平,220kV 及以上厂站应配置继电保护及故障信息管理子站,确保故障录波数据和保护动作报告能及时上送到调度控制中心。

16.1.4 为保证子站的通信速度,RS-485 通信线一路总线上连入的装置数目原则上不能超过 6 台。

16.1.6 根据运行管理要求,厂站端子站系统应满足与分站、多级调度控制中心的主站系统之间进行通信的要求。优先采用电力调度数据网通道来传输信息,不具备时可采用专线通道。

16.1.7 根据《电力二次系统安全防护规定》的安全区划分,安全Ⅰ区承载实时数据传输和控制业务,安全Ⅱ区承载准实时和非实时信息。子站系统一般按Ⅱ区防护,如子站要实现保护定值修改等远方控制功能,则要求提高安全防护等级,应按Ⅰ区进行防护。

17 组屏(柜)要求

17.1 一般规定

17.1.1 本条对双重化配置的继电保护设备组柜作了规定。

1 对于 1000kV 变压保护,其调压变及补偿变保护应独立于主体保护独立组柜,两套电气量保护与一套非电量保护可共组两面柜;

2 根据现行行业标准《继电保护设备标准化设计规范》DL/T 317,高压并联电抗器两套电气量保护和一套非电量保护可组两面或一面柜;

3 某些地区,串联电容补偿装置的保护和测控组在一面柜。

17.1.3 每套采用单通道(2Mbit/s 光纤通信电路)的线路保护配置一套光电转换接口装置,每回线路的两套线路保护共配置两套光电转换接口装置,宜安装在不同屏柜。每套采用双通道(2Mbit/s 光纤通信电路)的线路保护配置两套光电转换接口装置,每回线路两套线路保护共配置四套光电转换接口装置(线路保护 1 对应光电转换接口装置 1 和光电转换接口装置 2,线路保护 2 对应光电转换接口装置 1 和光电转换接口装置 2),宜将线路保护 1 的光电转换接口装置 1 和线路保护 2 的光电转换接口装置 1 安装在同一面屏柜、线路保护 1 的光电转换接口装置 2 和线路保护 2 的光电转换接口装置 2 安装在同一面屏柜。

17.3 一个半断路器接线形式

17.3.2 对于一个半断路器接线形式,可将四套短引线保护或者按断路器串配置的短引线保护独立组柜安装,也可安装在对应的母线侧断路器保护柜或线路保护柜中;可将多套 T 区保护独立组柜,也可将 T 区保护安装在对应的母线侧断路器保护柜或线路保护柜中。

18 继电保护对相关回路及设备的要求

18.1 对电流互感器的要求

18.1.2 为实现双重化配置保护相互独立的原则,要求双重化配置的保护使用电流互感器的不同二次绕组。从电力系统安全性出发,不允许存在继电保护范围的死区。在进行电流互感器二次绕组分配时,除了考虑继电保护设备正常运行情况下不存在死区以外,还应考虑双重化配置的保护装置一套退出运行也不应出现保护死区。

18.1.3 根据现行行业标准《电流互感器和电压互感器选择及计算规程》DL/T 866,保护用电流互感器分为两大类:P类(包括PR和PX类)和TP类(包括TPS、TPX、TPY、TPZ类)。P类为保护电流互感器,该类电流互感器的准确限值是由一次电流为稳态对称电流时的复合误差或励磁特性拐点来确定;TP类为暂态保护电流互感器,该类电流互感器的准确限值是由一次电流中同时具有周期分量和非周期分量,并按某种规定的暂态工作循环时的峰值误差来确定的。

18.2 对电压互感器的要求

18.2.2 变压器低压侧可使用同一二次绕组。

19 智能变电站继电保护的特殊要求

19.1 一般规定

19.1.1 现行行业标准《变电站通信网络和系统》DL/T 860(IEC 61850)为基于通信网络平台的变电站自动化系统唯一的标准,该标准具有互操作性、功能自由配置、良好扩展性等优点,在智能变电站中得到广泛应用。数据网络化传输是智能变电站的重要特征之一,但在运行初期保留继电保护装置点对点采样方式和点对点跳闸方式。智能变电站对时方式有IRIG-B码对时和网络对时两种方式,因此所配置的保护装置应能适应智能变电站确定的对时方式。

19.1.2 对于智能变电站,两套保护应从信息源采集直至出口跳闸均通过两个完全独立的过程层网络实现,互不影响。当保护装置采用点对点方式采集或跳闸时,双重化的两套保护应采用不同光缆与相关设备连接。

19.1.3 智能变电站普遍采用无人值班方式,对保护装置的功能投退操作是在远方实现,要求保护装置功能投退及出口必须采用软压板方式控制。

19.1.4 当采样数据异常时,保护装置根据异常情况选择告警、合理保留、退出相关的保护功能,瞬时闭锁可能误动的保护,延时告警,并在数据恢复正常之后尽快恢复被闭锁的保护功能,不闭锁与该异常采样数据无关的保护功能。

19.2 保护设备的特殊要求

19.2.2 对于智能变电站 π 接、改接形成的线路,如果继续使用现有保护,则智能变电站侧配置与现有线路保护形式相同、适应智能

变电站要求的设备；同时对现有线路保护进行软件升级，使之适应一侧为智能变电站、另一侧为常规厂站的要求。

19.4 故障测距装置的特殊要求

19.4.1 对于电子式互感器及合并单元，行波数据的采集需特殊处理，增加专用的采集设备，以满足故障测距装置采样速率的要求。

19.6 设备就地安装的要求

19.6.1 对于 GIS 或运行环境好的变电站，满足保护设备运行标准要求，可就地安装。

S/N:1580242·774

A standard linear barcode is positioned above the number 9 158024 277401.



DL/T 5506—2015

中华人民共和国电力行业标准
电力系统继电保护设计技术规范

DL/T 5506—2015



中国计划出版社出版

网址: www.jhpress.com

地址: 北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 3 层

邮政编码: 100038 电话: (010)63906433(发行部)

新华书店北京发行所发行

三河富华印刷包装有限公司印刷

850mm×1168mm 1/32 2.5 印张 60 千字

2015 年 11 月第 1 版 2015 年 11 月第 1 次印刷

印数 1—4000 册



统一书号: 1580242 · 774

定价: 23.00 元

版权所有 侵权必究

侵权举报电话: (010)63906404

如有印装质量问题, 请寄本社出版部调换