

.....

火力发电厂、变电所二次 接线设计技术规程

DL/T 5136—2001

前 言

《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》是根据原电力工业部《关于下达 1996 年制定修订电力行业标准计划项目（第一批）的通知》（技综〔1996〕40 号文）第 59 项要求，对 NEXJ8—1989《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规定》进行修订而成的。

本规程修订中总结了 20 世纪 90 年代以来的设计经验，特别反应了大容量机组和超高压技术特点，广泛采用新技术和新产品内容，吸收国际的先进技术，认真听取施工、运行单位的意见；修编条文重视了与国家标准的协调一致，更能满足工程设计中的可靠性和可操作性。本规程是二次接线设计应遵守的基本原则，共 13 章和 10 个附录，除对原条文进行修改和补充外，增加以下主要内容：

- 1) 发电厂电气系统的计算机监控及变电所和发电厂网络部分的计算机监控；
- 2) 故障录波和交流不停电电源系统（UPS）；
- 3) 接地与抗干扰的条文；
- 4) 附录增加发电机变压器、变电所变压器及发电厂电网的部分数据 I/O 量。

本规程附录除附录 J 为提示性附录外，其余均为标准的附录。

本规程由电力行业规划设计标准化技术委员会提出并归口。

本规程主编部门：国家电力公司西北电力设计院

本规程主要起草人：赵坤明、陈学庸、杨月红、李小波、孟轩。

本规程委托电力行业电力规划设计标准化技术委员会负责解释。

目 次

前言	1448
1 范围	1451
2 引用标准	1451
3 术语、代号	1451
3.1 术语	1451
3.2 缩写与代号	1454
4 总则	1455
5 控制方式	1455
6 控制室及其屏（屏台）的布置	1456
6.1 总的要求	1456
6.2 主控制室和网络控制室的布置	1457
6.3 单元控制室的布置	1458
6.4 控制屏（屏台）及继电器屏的屏面布置	1458
7 二次回路设计的基本要求	1459
7.1 常规控制系统	1459
7.2 常规信号系统	1460
7.3 常规测量系统	1461
7.4 交流电流、电压回路	1461
7.5 发电厂电气系统的计算机监控	1463
7.6 变电所和发电厂网络部分的计算机监控	1465
8 控制室控制的各安装单位的接线	1466
8.1 发电机	1466
8.2 变压器和并联电抗器	1467
8.3 送电线路	1467
8.4 电容补偿装置	1468
8.5 母线设备	1468
8.6 厂（所）用电源	1469
8.7 故障录波装置	1469
9 二次回路设备的选择及配置	1470
9.1 控制和信号设备的选择	1470
9.2 二次回路的保护设备	1471
9.3 小母线和二次回路标号	1472
9.4 端子排	1472
9.5 控制电缆	1474
10 励磁系统	1475
10.1 一般规定	1475

10.2	直流励磁机励磁系统.....	1476
10.3	交流励磁机励磁系统.....	1477
10.4	静止励磁系统.....	1479
10.5	备用励磁系统.....	1480
11	同步系统.....	1480
12	交流不停电电源系统 (UPS)	1481
12.1	系统配置.....	1481
12.2	设备布置.....	1481
13	接地与抗干扰	1482
13.1	常规二次回路和设备的接地.....	1482
13.2	电子装置的逻辑接地.....	1483
13.3	计算机系统的接地.....	1484
13.4	其他抗干扰措施.....	1484
附录 A (标准的附录)	本规程用词说明	1485
附录 B (标准的附录)	控制室的屏间距离和通道宽度	1485
附录 C (标准的附录)	控制屏 (屏台) 上模拟母线的色别	1486
附录 D (标准的附录)	发电机变压器组数据 I/O 量	1486
附录 E (标准的附录)	变电所及发电厂电网部分数据 I/O 量	1488
附录 F (标准的附录)	小母线的色别	1490
附录 G (标准的附录)	小母线符号和回路标号	1491
附录 H (标准的附录)	二次直流回路数字标号	1493
附录 I (标准的附录)	二次交流回路数字标号.....	1494
附录 J (提示的附录)	AVR 的性能和 AVR 控制下励磁系统的性能	1496
条文说明		1498

1 范 围

本规程规定了发电厂、变电所电气二次线设计应遵循的原则及标准。适用于单机额定容量为 12~600MW 的新建火力发电厂及额定电压为 35kV~500kV、单台变压器额定容量为 5MVA 及以上的新建变电所。扩建及改建工程可参照执行。

2 引 用 标 准

下列标准所包含的条文，通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本标准的各方应探讨使用下列标准新版本的可能性。

DL/T 5137—2001 电测量及电能计量装置设计技术规程
GB 50049—1994 小型火力发电厂设计规范
GB 50227—1995 并联电容器装置设计规范
GB 50217—1994 电力工程电缆设计规范
GBJ 50065—1983 交流电气装置的接地设计规范
SDJB—79 电力设备接地设计技术规程
GBJ 59—1983 工业与民用 35kV 变电所设计规范
GB 14285—1993 继电保护和安全自动装置技术规程
GB 50059—1992 35~110kV 变电所设计规范
DL 5000—1994 火力发电厂设计技术规程
DL/T 5044—1995 火力发电厂、变电所直流系统设计技术规定
DL/T 5103—1999 35~110kV 无人值班变电所设计规程
SDJ 2—1988 220~500kV 变电所设计技术规程

3 术 语、代 号

3.1 术 语

- 3.1.1 主控制室 (central control room)
发电厂、变电所中对主要电气系统、设备进行集中控制的场所。
- 3.1.2 单元控制室 (unit control room)
发电厂中对机组包括锅炉、汽轮机、发电机及其主要辅助机械、设备进行控制的场所。
- 3.1.3 电厂网络控制室 (network control room in power plant)
发电厂中对升压站主要电气设备进行控制的场所。
- 3.1.4 集中控制中心 (centralized control center)
电力系统中对发电厂、无人值班变电所电气设备进行监控的中心。

- 3.1.5 继电器室 (relay room)
安装继电保护、自动装置、变送器、电能积算及记录仪表、辅助继电器屏等的场所。
- 3.1.6 电子设备间 (electronics room)
发电厂内安装电气和热控的保护和自动装置等设备的场所。
- 3.1.7 辅助屏 (auxiliary panel)
安装控制、信号、仪表、继电器、转接端子排等设备的立式开关板。
- 3.1.8 模拟屏 (mimic panel)
模拟电气接线、显示运行状态、参数的屏。
- 3.1.9 马赛克控制屏 (mosaic control panel)
拼块镶嵌式控制屏。
- 3.1.10 模拟母线 (mimic bus)
屏(台)上模拟主电路和母线的示意图。
- 3.1.11 小母线 (mini-bus bar)
控制屏或继电器屏安装的二次接线公共连接点的导体。
- 3.1.12 端子排 (terminal block)
用以连接和固定电缆芯线终端或二次设备间连线端头的连接器件。
- 3.1.13 中央信号装置 (central signaler)
发电厂、变电所内用于发出事故和预告信号的公用装置。
- 3.1.14 闪光报警器 (flash alarm)
具有闪光程序的报警装置。
- 3.1.15 事故信号 (fault alarm)
断路器事故跳闸时发出的报警信号。
- 3.1.16 预告信号 (abnormal alarm)
设备运行异常时发出的报警信号。
- 3.1.17 强电控制 (control with strong power source)
额定控制电压为 110V DC 及以上的控制方式。
- 3.1.18 弱电控制 (control with weak power source)
额定控制电压为 60V DC 及以下的控制方式。
- 3.1.19 一对一控制 (one to one control)
每一控制对象专设一控制开关或按钮的控制方式。
- 3.1.20 防误操作闭锁 (blocking against misoperation)
防电气误操作闭锁。
- 3.1.21 明备用电源 (special standby power)
专门设置的备用电源。
- 3.1.22 暗备用电源 (mutual standby power)
相互作用的备用电源。
- 3.1.23 快速切换 (HCO) (high speed change-over)
发电厂高压厂用电源事故切换时间不大于 0.1s 时称为快速切换。
- 3.1.24 电压切换 (VCO) (voltage check change-over)
发电厂高压厂用电源事故切换时, 工作母线电压必须低于 25% 额定值方可切换。

- 3.1.25 并联切换 (PCO) (parallel change-over)
发电厂高压工作电源断路器跳闸与备用电源断路器合闸指令同时发出的切换。
- 3.1.26 串联切换 (SCO) (series change-over)
发电厂高压工作电源断路器跳闸之后, 备用电源断路器方可合闸的切换。
- 3.1.27 集中同步 (central synchronizing)
将同步表与有关同步转换开关集中布置在一块屏上, 同步过程的一切操作均在该屏上进行的同步方式。
- 3.1.28 分散同步 (distributed synchronizing)
同步表装在可转动的小屏上或中央信号屏上, 有关同步开关装在操作者相对同步表的有效视距内的屏上, 同步转换开关分散布置在其他屏上的同步方式。
- 3.1.29 励磁系统 (excitation system)
励磁系统是为同步发电机提供可调励磁电流装置的组合。它包括励磁电源 (直流励磁机、交流励磁机或励磁变压器及整流器等)、自动电压调节器、手动控制单元、灭磁、保护、监视装置和仪表等。
- 3.1.30 额定励磁电流 I_{fn} (rated field current)
同步发电机在额定工况下的励磁电流。
- 3.1.31 额定励磁电压 U_{fn} (rated field voltage)
同步发电机在额定工况下励磁绕组两端所加的直流电压。
- 3.1.32 空载励磁电流 I_{f0} (no-load field current)
同步发电机在空载和额定转速时产生额定电压所需的励磁电流。
- 3.1.33 空载励磁电压 U_{f0} (no-load field voltage)
同步发电机在空载、额定转速和额定电压下, 励磁绕组两端所加的直流电压; 此时励磁绕组计算温度以 25℃ 计。
- 3.1.34 励磁系统顶值电压 U_p (excitation system ceiling voltage)
在规定条件下, 励磁系统所能提供的最大直流电压。
- 3.1.35 顶值电压倍数 (强励倍数) K_{fp} (ceiling voltage ratio)
励磁系统顶值电压与额定励磁电压之比。
- 3.1.36 励磁系统电压响应时间 t_g (excitation system voltage response time)
在规定条件下, 励磁系统输出电压达到顶值电压与额定励磁电压之差的 95% 所需时间。
- 3.1.37 高起始响应励磁系统 (high initial response excitation system)
在规定条件下, 励磁系统达到顶值电压与额定励磁电压之差的 95% 所需时间, 该上升时间不大于 0.1s, 下降时间不大于 0.15s 的励磁系统称为高起始响应励磁系统。
- 3.1.38 励磁系统电压-时间响应 (excitation system voltage-time response)
在规定条件下, 表示的励磁系统输出电压随时间的响应关系。
- 3.1.39 励磁系统电压响应比 U_r (excitation system nominal response)
励磁系统输出电压的增长率除以额定励磁电压所得值。
- 3.1.40 励磁控制系统精度 (accuracy of excitation control system)
在规定条件下 (如负荷变化、环境温度、湿度、频率及电源电压变动等), 被控量与理想值之间的不相符程度。数值上用理想值和被控变量之差与理想值的比值的百分比来表示。
- 3.1.41 励磁控制系统静差率 (稳态电压调整率) (static voltage error)

在无励磁切除、原动机转速及功率因数在规定范围内变化以及电机负载在满载与空载之间变化时，发电机电端电压的变化与额定电压之比。

3.1.42 瞬态电压调整率 (transient voltage regulation)

由于负载突然变化所产生的电压最大偏差与额定电压之比。

3.1.43 无功调差率 (cross current compensation)

在无励磁投入、同步发电机在功率因数等于零的情况下，无功功率从零变化到额定定子电流时，发电机电端电压的变化率。

3.1.44 瞬态电压增加(超调) (transient voltage overshoot)

在额定转速和额定功率因数下突然甩掉额定负载后，发电机电端电压最大增值与额定电压之比。

3.1.45 瞬态电压降 (transient voltage drop)

在额定转速、额定空载电压和正常励磁调节时，突然把发电机接到一对称的负载(负载应在额定电压下能承受额定电流，功率因数在0.4~0之间，滞后)所产生的电压降与额定电压之比。

3.1.46 电压恢复时间 (voltage recovery time)

从扰动开始，到发电机电端电压与稳态值之差不超过额定值的±3% (或另有规定)并维持在这一区域内所需时间的秒数。

3.1.47 整定电压 (setting voltage)

是由励磁控制系统自动保持的发电机电端电压。

3.1.48 励磁系统手动控制单元 (manual control unit for excitation system)

励磁系统中靠开环控制(运行人员参与下)，对同步发电机电端电压进行调整的部件。

3.1.49 励磁控制系统超调量和调节时间 (overshoot and recovery time of excitation control system)

发电机在空载额定工况下，突然改变电压给定值，使同步发电机电端电压初始值由 U_{01} 变为 U_{02} ，初始阶跃量 $(U_{02} - U_{01}) = 10\%$ 初始值。发电机电压的最大值与稳态值之差与阶跃量之比的百分数为超调量。从阶跃信号开始到发电机电端电压与新的稳态值的差值对阶跃量之比不超过2%时，所需时间为调节时间。

3.2 缩写与代号

3.2.1 ACR (alternating current regulator) ——交流调整器。

3.2.2 AI (analog input) ——模拟量输入。

3.2.3 AO (analog output) ——模拟量输出。

3.2.4 ASS (automatic synchronizing system) ——自动同步系统。

3.2.5 AVR (automatic voltage regulator) ——自动电压调节器。

3.2.6 DAS (data acquisition system) ——数据采集系统。

3.2.7 DCR (direct current regulator) ——直流调节器。

3.2.8 DCS (distributed control system) ——分布(集散)控制系统。

3.2.9 DEH (digital electric hydraulic) ——数字式电液调节器。

3.2.10 DI (digital input) ——数字(开关)量输入。

3.2.11 DO (digital output) ——数字(开关)量输出。

- 3.2.12 I/O (input/output) ——输入/输出量。
- 3.2.13 NCCS (network computerized control system) ——发电厂电力网络计算机控制系统。
- 3.2.14 PI (pulse input) ——脉冲输入量。
- 3.2.15 PSS (power system stabilizer) ——电力系统稳定器。
- 3.2.16 SOE (sequence of event) ——事件顺序。
- 3.2.17 UPS (uninterruptable power supply) ——不间断电源。
- 3.2.18 V/Hz (voltage/hertz) ——电压/频率比。

4 总 则

4.0.1 二次接线设计应力求安全可靠、技术先进、经济适用、符合国情，并不断总结经验，积极慎重地采用和推广经过鉴定的新技术和新产品。

二次接线设计应积极采用通过审定的标准设计和典型设计，以提高设计质量，并为保护及控制设备的标准化生产创造条件。

4.0.2 电压 250V 以上回路不宜进入控制和保护屏。

5 控 制 方 式

5.0.1 单机容量为 100MW 及以下的发电厂，宜采用主控制室的控制方式，单机容量为 125MW 机组的发电厂，宜采用单元控制室的控制方式，单机容量为 200MW 及以上的发电厂，应采用单元控制室的控制方式。

采用单元控制室控制的发电厂，电力网络的控制部分宜设在第一单元控制室内；当技术经济合理时，也可另设网络控制室。

5.0.2 主控制室电气元件的控制宜采用强电接线。信号系统可采用强电或弱电接线。

单元控制室电气元件应采用强电控制或分散控制系统控制，发电机的控制、信号、测量和自动装置应与热工仪表和控制相协调。信号系统可采用强电、弱电接线或进入分散控制系统。

单机容量为 300MW 及以上单元控制室电气元件的控制宜采用 DCS 控制方式。

电力网络部分的电气元件的控制宜采用计算机监控或强电控制接线，信号系统宜采用计算机监控系统或强电、弱电接线。电力网络计算机监控系统可考虑值长监测的需要。

5.0.3 应在单元控制室控制的设备和元件有：发电机、发电机变压器组、高压厂用工作变压器、高压厂用公用（2 台机组公用负荷）/备用或启动/备用变压器、高压厂用电源线、主厂房内采用专用备用电源及互为备用的低压厂用变压器以及该单元其他有必要集中控制的设备和元件。

对于全厂共用的设备，宜集中在第一单元控制室、网络控制室或其他合适的地点控制。

应在第一单元控制室的电力网络部分或网络控制室内控制的设备和元件有：联络变压器、高压母线设备、110（66）kV 及以上线路、并联电抗器等。此外，还应有各单元发电机

变压器组及启动/备用变压器高压断路器的位置信号和必要的表计。

当采用一台半断路器接线时，与发电机变压器组有关的两台断路器应在单元控制室内控制。在第一单元控制室的电力网络部分或网络控制室内，应有上述断路器的位置状态信号。当发电机出口装有断路器时，该两台断路器应在第一单元控制室的电力网络部分或网络控制室内控制。

5.0.4 应在主控制室内控制的设备和元件有：发电机、发电机变压器组、主变压器、联络变压器、母线分段、母线联络、旁路、35kV 及以上线路、高压厂用电源线、厂用工作与备用变压器（电抗器）、备用励磁装置和全厂共用的消防水泵。

5.0.5 220kV 枢纽变电所、330kV～500kV 变电所宜采用计算机监控，也可采用强电控制。变电所的值班方式分为有人值班和无人值班，220kV 终端变电所和 110kV 及以下的变电所宜为无人值班方式。由集中控制中心或有关调度所实现遥控、遥测、遥信和遥调。

无人值班变电所不应设主控制室，可设二次设备间。

有人值班的变电所应设主控制室。

应在主控制室内控制的设备和元件有：主变压器、线路并联电抗器、母线联络断路器、分段断路器、旁路断路器、35kV 及以上的线路、串联补偿电容器及消防水泵等。无功补偿设备，如电力电容器、电抗器、静止补偿装置等宜在主控制室内控制。区域变电所的所用变压器宜在主控制室控制。

5.0.6 各设备和元件的继电保护装置和电能表，宜装设在控制该设备和元件的地方或毗邻集中控制室的继电器室内。二次设备采用分散布置的变电所，宜在各配电装置设二次设备间。

当 35kV 及以上的配电装置远离控制室时，其线路和母线设备的继电保护装置和电能表，可装设在屋内配电装置室内或屋外配电装置的二次设备间内。

5.0.7 屋外配电装置的继电器室和二次设备间应满足以下要求：

- 1) 尽量靠近配电装置布置，使控制电缆最短；
- 2) 环境条件满足继电保护装置和控制装置的安全可靠要求，有良好的电磁屏蔽措施；
- 3) 有良好的防尘、防潮、照明、防火、防小动物和必要的采暖通风设施；
- 4) 控制屏、保护屏布置满足检修和调试要求。

5.0.8 发电厂和变电所 6kV 或 10kV 屋内配电装置到各用户去的线路、供辅助车间用的厂用变压器、交流事故保安电源、交流不停电电源等，宜采用就地控制。

交流事故保安电源、交流不停电电源的重要信号应在单元控制室内显示。

5.0.9 直流主屏宜布置在蓄电池室附近单独的电源室内或电气继电器室内。对于变电所、网络控制室，也可布置在控制室内。

充电设备宜与直流主屏同室布置。

直流分配电屏宜布置在相应负荷中心处。

6 控制室及其屏（屏台）的布置

6.1 总的要求

6.1.1 主控制室及网络控制室，应按规划设计容量在第一期工程中一次建成。

每一个单元控制室宜控制两台同类机组。单元控制室的位置应与主厂房布置密切配合。

6.1.2 控制室的布置，应与总平面布置、建筑、照明、暖通等专业密切配合，应便于运行人员相互联系，便于监视屋外配电装置，控制电缆的总长度较短及有较好朝向，以获得良好的运行条件。

6.1.3 控制室的屏间距离和通道宽度，要考虑运行维护及控制、保护装置调试方便，可按附录 B 确定。

控制室的布置要有利于防火和有利于紧急事故时人员的安全疏散，出入口不应少于两个。

6.1.4 初期工程屏（屏台）的布置应结合远景规划，充分考虑分期扩建的便利，布置紧凑成组，避免零乱无章。

6.1.5 在常规控制方式下控制屏（屏台）的布置宜与配电装置的间隔排列次序相对应，应使控制电缆最短，敷设时交叉最少。

6.1.6 模拟母线应清晰、连贯。模拟母线的色别按附录 C 确定。

CRT 的显示画面接线应与实际布置相对应。模拟母线的色别参照附录 C 确定。

6.1.7 在常规控制方式下，控制屏可选用屏式、屏台合一、屏台分开设辅助屏或其他新型屏及屏台的结构。

在计算机监控方式下应取消常规控制屏。

当采用单个屏时，控制屏和继电器屏宜采用宽 800mm、深 600mm、高 2200mm 的屏。继电器屏宜选用柜式结构，控制屏（屏台）宜选用屏后设门的结构。

6.1.8 在离控制屏（屏台）800mm 处的地面上应饰有警戒线。警戒线的颜色应为黄色，线宽宜为 50mm。

6.2 主控制室和网络控制室的布置

6.2.1 控制屏和继电器屏可共在一室布置，也可分室布置。

6.2.2 发电厂主控制室屏（屏台）布置应符合以下规定：

1) 常规控制方式：主控制室主环宜采用 n 型布置。

2) 主环正面屏（屏台）总长度超过 6m 时，宜采用弧形布置。6m 及以下时，宜采用直列式布置。

3) 主环正面为弧形布置时，曲率半径宜采用 8m 或者 12m。

4) 发电机、发电机变压器组、主变压器、联络变压器、母线联络、母线分段、中央信号装置等主要元件的控制屏（屏台），应布置在主环的正面。

5) 电压在 35kV 及以上的线路及专用旁路的控制屏，宜布置在主环的侧面。兼作母线联络的旁路，应根据规划确定布置在主环正面或线路侧面。

6) 厂用电源线、高低压厂用工作及备用变压器的控制屏，宜布置在主环的另一侧。

7) 主环正面屏（屏台）的排列顺序，宜与主厂房机组的安装位置相对应，当主环的任一侧布置有两种电压级的控制屏（如 110kV 和 220kV 线路或高压和低压厂用变压器）时，宜由中间向两端扩建。

6.2.3 变电所控制室及网络控制室的布置应符合以下规定：

1) 主环正面宜采用直列式布置，超过 7m 时，也可采用弧形布置。

2) 主变压器、母线设备及中央信号装置的控制屏，应布置在主环正面；35kV 及以上的

线路控制屏、线路并联电抗器、串联补偿电容器及无功补偿装置的控制屏，应根据规划确定布置在主环正面或侧面。

3) 对一台半断路器接线，接线中的全部设备的控制屏应布置在主环的正面。

6.2.4 电能表屏及记录仪表屏应布置在抄表方便的地方。

6.3 单元控制室的布置

6.3.1 在常规控制方式下，同一单元控制室中的两台机组的主机控制屏屏面布置，宜按炉机电、炉机电顺序对应排列。

当网控部分放在第一单元控制室时，网控部分宜布置在两机组中间位置，也可布置在一侧。

对 DCS 控制方式，操作员站及辅助屏的设置应与热控专业相协调。

6.3.2 控制屏（屏台）、控制设备、测量仪表和信号装置等的选型及台面（屏面）的布置，应与热控专业相协调。

电气部分的保护屏、自动装置屏、计算机监控设备等，宜布置在靠近单元控制室的继电器室，也可布置在电子设备间内。

6.4 控制屏（屏台）及继电器屏的屏面布置

6.4.1 常规控制方式屏（屏台）布置应符合以下规定：

1) 控制屏（屏台）的布置应满足监视和操作、调节方便、模拟接线清晰的要求；相同的安装单位，其屏面布置应一致。

2) 测量仪表宜与模拟接线相对应，A、B、C 相按纵向排列，同类安装单位功能相同的仪表，一般布置在相对应的位置。

3) 主环内每侧各屏光字牌的高度应一致；光字牌宜设在屏的上方，要求上部取齐；也可设在中间，要求下部取齐。

4) 对屏台分开的结构，经常监视的常测仪表、操作设备宜设在台上，一般常测仪表及光字牌宜布置在屏上；测量仪表宜布置在屏上电气主接线模拟线上。

屏上仪表最低位置不宜小于 1.5m，如果不能满足要求时，可将屏垫高。

5) 操作设备宜与其安装单位的模拟接线相对应。功能相同的操作设备，应布置在相应的位置上，操作方向全厂必须一致。

6) 采用灯光监视时，红、绿灯分别布置在控制开关的右上侧及左上侧。

7) 800mm 宽的控制屏或台上，每行控制开关不宜超过 5 个，经常操作的设备宜布置在离地面 800mm~1500mm。

6.4.2 在 DCS 和计算机监控方式下：

应急操作的按钮宜布置在操作员站上，光字牌、测量表计及其他显示设备宜布置在辅助屏上或与热工协调。

6.4.3 继电器屏的屏面布置应符合以下要求：

1) 继电器屏的屏面布置应在满足试验、运行方便的条件下，适当紧凑。

2) 相同安装单位的屏面布置宜对应一致，不同安装单位的继电器装在一块屏上时，宜按纵向划分，其布置宜对应一致。

3) 当设备或元件装设两套主保护装置时，宜分别布置在两块屏上。

-
-
- 4) 对由单个继电器构成的继电保护装置,调整、检查工作较少的继电器布置在屏上部,较多的布置在屏中部;宜按如下次序由上至下排列:电流、电压、中间、时间继电器等布置在屏的上部,方向、差动、重合闸等继电器布置在屏的中部。
- 5) 组合式继电器插件箱,宜按出口分组的原则,相同出口的保护装置放在一块箱内或上下紧靠布置。一组出口的保护装置停止工作时,不得影响另一组出口的保护装置运行。
- 6) 各屏上设备安装的横向高度应整齐一致。
- 7) 各屏上信号继电器宜集中布置,安装水平高度应一致。高度不宜低于 600mm。
- 8) 试验部件与连接片,安装中心线离地面不宜低于 300mm。
- 9) 对正面不开门的继电器屏,屏的下面离地 250mm 处宜设有孔洞,供试验时穿线之用。

7 二次回路设计的基本要求

7.1 常规控制系统

7.1.1 发电厂和变电所宜采用强电一对一控制接线。强电控制时,直流电源额定电压,可选用 110V 或 220V。

控制回路宜采用控制开关具有固定位置的接线。无人值班变电所的控制回路,宜采用控制开关自动复位的接线。

7.1.2 断路器的控制回路应满足下列要求:

- 1) 应有电源监视,并宜监视跳、合闸绕组回路的完整性。
- 2) 应能指示断路器合闸与跳闸的位置状态;自动合闸或跳闸时应有明显信号。
- 3) 合闸或跳闸完成后应使命令脉冲自动解除。
- 4) 有防止断路器“跳跃”的电气闭锁装置。
- 5) 接线应简单可靠,使用电缆芯最少。

7.1.3 断路器宜采用双灯制接线的灯光监视回路。断路器在合闸位置时红灯亮,跳闸位置时绿灯亮。

330kV~500kV 变电所断路器也可采用音响监视的单灯制接线。

7.1.4 在配电装置就地操作的断路器,可只装设监视跳闸回路的位置继电器,用红、绿灯作位置指示灯,正常时暗灯运行,事故时绿灯闪光,并向控制室发出声、光信号。

7.1.5 当发电厂与变电所装设有两组蓄电池时,对具有两组独立跳闸系统的断路器,应由两组蓄电池的直流电源分别供电。当只有一组蓄电池时,两独立跳闸系统宜由两段直流母线分别供电。保护的两组出口继电器,也应分别接至两组跳闸绕组。断路器的两组跳闸回路都应设有断线监视。

7.1.6 分相操动机构的断路器,当设有综合重合闸或单相重合闸装置时,应满足事故时单相和三相跳、合闸的功能。其他情况下,均应采用三相操作控制。

采用单相重合闸的线路,为确保多相故障时可靠不重合,宜增设由不同相断路器位置触点串并联解除重合闸的附加回路。发电机变压器组的高压侧断路器、变压器的高压侧断路器、并联电抗器断路器、母线联络断路器、母线分段断路器和采用三相重合闸的线路断路器均宜选用三相联动的断路器。

.....

7.1.7 主接线为一台半断路器接线时,为使二次接线运行、调试方便,每串的二次接线宜分成五个安装单位。当为线线串时,每条出线作为一个安装单位,每台断路器各为一个安装单位;当为线路变压器串时,变压器、出线,每台断路器各为一个安装单位。当线路接有并联电抗器时,并联电抗器可单独作为一个安装单位;也可与线路合设一个安装单位。

7.1.8 220kV~500kV 倒闸操作用的隔离开关宜远方及就地操作;检修用的隔离开关、接地刀闸和母线接地器宜就地操作。额定电压为 110kV 及以下的隔离开关、接地刀闸和母线接地器宜就地控制。

隔离开关、接地刀闸和母线接地器,都必须有操作闭锁措施,严防电气误操作。防电气误操作回路的电源应单独设置。

7.1.9 液压或空气操动机构的断路器,当压力降低至规定值时,应闭锁重合闸、合闸及跳闸回路。对液压操动机构的断路器,不宜采用压力降低至规定值后自动跳闸的接线。弹簧操动机构的断路器应有弹簧拉紧与否的闭锁及信号。

7.1.10 对具有电流或电压自保持的继电器,如防跳继电器等,在接线中应标明极性。

7.2 常规信号系统

7.2.1 在控制室应设中央信号装置。中央信号装置由事故信号和预告信号组成。

发电厂应装设能重复动作并延时自动解除音响的事故信号和预告信号装置。

有人值班的变电所,应装设能重复动作,延时自动或手动解除音响的事故和预告信号装置。

无人值班的变电所,只装设简单的音响信号装置,该信号装置仅在变电所就地控制时才投入。

单元控制室的预告信号装置宜与热控专业协调一致。

7.2.2 中央信号接线应简单、可靠,对其电源熔断器应有监视。中央信号装置应具备下列功能:

- 1) 对音响监视接线能实现亮屏或暗屏运行;
- 2) 断路器事故跳闸时,能瞬时发出音响信号及相应的灯光信号;
- 3) 发生故障时,能瞬时发出预告音响,并以光字牌显示故障性质;
- 4) 能进行事故和预告信号及光字牌完好性的试验;
- 5) 能手动或自动复归音响,而保留光字牌信号;
- 6) 试验通信事故信号时,不应发出通信信号;
- 7) 事故音响动作时,应停事故电钟。但在事故音响信号试验时,不应停钟。

7.2.3 中央信号可采用由制造厂成套供应的闪光报警装置,也可采用由冲击继电器或脉冲继电器构成的装置。

7.2.4 强电控制时也可采用弱电信号。对屏台分开的控制方式,应在屏上设置断路器的位置信号,由断路器的位置继电器触点控制。

7.2.5 当设备发生事故或异常运行时,宜用一对一的光字牌信号。对弱电信号系统,如光字牌过多,屏面布置有困难或信号传输距离较远时,也可采用间接分区信号。即由断路的对象灯闪光表示事故或异常运行的对象,由一组光字牌来显示事故或异常运行的性质。

7.2.6 为避免有些预告信号(如电压回路断线、断路器三相位置不一致等)可能瞬间误发信号,可将预告信号带 0.3s~0.5s 短延时动作。元件过负荷信号应经其单独的时间元件后,

接入预告信号。

7.2.7 330kV~500kV 变电所的预告信号宜分区装设。

7.2.8 直流系统的事故、预告信号应重复动作。当直流屏装设主环外时，还应在主环设直流系统故障的总信号光字牌。

7.2.9 在配电装置就地控制的元件，应按各母线段分别发送总的事故和预告音响和光字牌信号。

7.2.10 倒闸操作用的隔离开关宜在控制室装设位置指示器。检修用的就地操作隔离开关，在控制室内可不装设位置指示器。

7.2.11 继电保护及自动装置就地布置时，主要的保护和自动装置的动作信号应能传送到主控制室。为使继电保护及自动装置动作后能及时将信号继电器予以复归，宜设事故分析光字牌或“掉牌未复归”小母线，并发送光字牌信号。

7.2.12 在主控制室各发电机的控制屏台上，宜装有与汽机控制屏之间相互联系的指挥信号。系统调频的发电厂可装有主控制室与锅炉房的通信信号。

7.3 常规测量系统

7.3.1 发电厂和变电所电测量仪表的设置应符合 DL/T 5137 的有关规定。

7.3.2 发电厂和变电所的二次仪表和遥测宜共用变送器。

7.3.3 当发电机和变压器装设在线监测装置时，宜装设在电气屏上。

7.3.4 直流屏布置在控制室主环外时，宜在中央信号控制屏上增设直流母线电压表。

7.3.5 测量回路的电流回路额定电流可选 5A 或 1A；电压回路宜为 100V；当为二次仪表时，应与变送器输出参数一致。

7.3.6 对屏台分开的控制方式，常测表计宜布置在屏上，选测表计宜布置在台的立面上，对运行需要经常监视的常测表计（发电机的有功、无功功率表等）及同步表计等也可布置在台的立面上。

7.3.7 当电流互感器二次侧接有常测与选测表计时，宜先接常测表计，后接选测表计。

选测接线不应直接切换电流互感器的二次回路，应通过中间变流器或变送器的二次侧来进行切换。

7.4 交流电流、电压回路

7.4.1 电流互感器的选择应符合以下要求：

- 1) 应满足一次回路的额定电压、最大负荷电流及短路时的动、热稳定电流的要求；
- 2) 应满足二次回路测量仪表、继电保护和自动装置的要求；
- 3) 500kV 保护用电流互感器的暂态特性应满足继电保护的要求。

7.4.2 电流互感器的配置应符合以下要求：

- 1) 电流互感器二次绕组的数量与准确等级应满足继电保护自动装置和测量表计的要求。
- 2) 用于保护装置时，应减少主保护的不保护区。保护接入电流互感器二次绕组的分配，应注意避免当一套线路保护停用而线路继续运行时，出现电流互感器内部故障时的保护死区。

3) 对中性点直接接地系统，可按三相配置；对中性点非直接接地系统，依具体要求可按两相或三相配置。

- 4) 当采用一台半断路器接线时,对独立式电流互感器每串宜配置三组。
- 5) 用于自动调整励磁装置时,应布置在发电机定子绕组的出线侧。
- 7.4.3 用于变压器差动保护的各侧电流互感器铁芯,应具有相同的铁芯型式。
- 7.4.4 用于同一母线差动保护的电流互感器铁芯,应具有相同的铁芯型式。
- 7.4.5 当测量仪表与保护装置共用一组电流互感器时,宜分别接于不同的二次绕组。若受条件限制需共用电流互感器同一个二次绕组时,应按下述原则配置:
- 1) 保护装置接在仪表之前,避免校验仪表时影响保护装置工作;
 - 2) 电流回路开路能引起保护装置不正确动作,而又未设有效的闭锁和监视时,仪表应经中间电流互感器连接,当中间互感器二次回路开路时,保护用电流互感器误差仍应保证其准确度要求。
- 7.4.6 当几种仪表接在电流互感器的一个二次绕组时,其接线顺序宜先接指示和积算式仪表,再接记录仪表,最后接发送仪表。
- 7.4.7 电流互感器的二次回路不宜进行切换,当需要时,应采取防止开路的措施。
- 7.4.8 电流互感器的二次回路应有且只能有一个接地点,宜在配电装置处经端子接地。由几组电流互感器绕组组合且有电路直接联系的保护回路,如差动保护,电流互感器二次回路的接地点宜在控制室。
- 7.4.9 110kV 及以上的电流互感器的额定二次电流宜选 1A。
- 7.4.10 电压互感器的选择应符合以下要求:
- 1) 应满足一次回路额定电压的要求。
 - 2) 容量和准确等级(包括电压互感器剩余绕组)应满足测量仪表、保护装置和自动装置的要求。
 - 3) 对中性点非直接接地系统,需要检查和监视一次回路单相接地时,应选用三相五柱或三个单相式电压互感器,其剩余绕组额定电压应为 $100\sqrt{3}$ 。中性点直接接地系统,电压互感器剩余绕组额定电压应为 100V。
 - 4) 500kV 电压互感器应具有三个二次绕组,其暂态特性和铁磁谐振特性应满足继电保护的要求。
- 7.4.11 当主接线为一台半断路器接线时,线路和变压器回路宜装设三相电压互感器;母线宜装设一相电压互感器。
- 7.4.12 应保证电压互感器负载端仪表、保护和自动装置工作时所要求的电压准确等级。电压互感器二次负载三相宜平衡配置。
- 7.4.13 电压互感器的一次侧隔离开关断开后,其二次回路应有防止电压反馈的措施。
- 7.4.14 电压互感器二次绕组的接地
- 对中性点直接接地系统,电压互感器星型接线的二次绕组应采用中性点一点接地方式(中性线接地)。中性点接地线(中性线)中不应串接有可能断开的设备。
- 对中性点非直接接地系统,电压互感器星型接线的二次绕组宜采用 B 相一点接地方式,也可采用中性点一点接地方式(中性线接地)。当采用 B 相接地方式时,二次绕组中性点应经击穿保险接地。B 相接地线和 B 相熔断器或自动开关之间不应再串接有可能断开的设备。
- 对 V-V 接线的电压互感器,宜采用 B 相一点接地, B 相接地线上不应串接有可能断开的设备。
- 电压互感器开口三角绕组的引出端之一应一点接地,接地引线上不应串接有可能断开的

设备。

几组电压互感器二次绕组之间有电路联系或者地电流会产生零序电压使保护误动作时，接地点应集中在控制室或继电器室内一点接地。无电路联系时，可分别在不同的控制室或配电装置内接地。

由电压互感器二次绕组向交流操作继电器保护或自动装置操作回路供电时，电压互感器二次绕组之一或中性点应经击穿保险或氧化锌避雷器接地。

7.4.15 在电压互感器二次回路中，除接成开口三角形的剩余二次绕组和另有规定者（例如自动调整励磁装置）外，应装设熔断器或自动开关。

电压互感器接成开口三角形的剩余二次绕组应抽取试验芯。抽取的试验芯宜按同步系统接线的要求而定，并注意与零序方向保护的极性相配合。

7.4.16 电压互感器二次侧互为备用的切换，应由在电压互感器控制屏上的切换开关控制。在切换后，在控制屏上应有信号显示。中性点非直接接地系统的母线电压互感器，应设有绝缘监察信号装置及抗铁磁谐振措施。

7.4.17 当电压回路电压降不能满足电能表的准确度的要求时，电能表可就地布置，或在电压互感器端子箱处另设电能表专用的熔断器或自动开关，并引接电能表电压回路专用的引接电缆，控制室应有该熔断器或自动开关的监视信号。

7.5 发电厂电气系统的计算机监控

7.5.1 当单元机组的电气系统采用 DCS 控制时，在单元控制室内，电气、热控的自动化水平宜协调一致。

7.5.2 计算机监控范围可包括：

- 1) 发电机变压器组或发电机变压器线路组；
- 2) 发电机励磁系统；
- 3) 厂用高压电源，包括单元工作变压器和启动/备用或公用/备用变压器；
- 4) 单元低压变压器及低压母线分段；
- 5) 单元程控电动机；
- 6) 单元机组用柴油发电机程控起动命令；
- 7) 消防水泵程控起动命令；
- 8) 机组辅助车间的程控可留有通信接口。

7.5.3 计算机监测应符合 DL/T 5137 的规定，范围可包括：

- 1) 第 7.5.2 条所规定的各项目；
- 2) 单元机组直流和 UPS 系统。

7.5.4 当采用 DCS 监控时，应设有供电气监视操作的操作员站和 CRT。操作员站台宜保留下列硬手操，辅助屏上宜保留下列常规仪表及闪光报警设备：

- 1) 发电机变压器组断路器紧急跳闸按钮；
- 2) 发电机灭磁开关紧急跳闸按钮；
- 3) 柴油发电机起动按钮；
- 4) 报警光字牌：
 - 发电机变压器组主保护动作；
 - 发电机变压器组后备保护动作；

——单元机组异常总信号，包括瓦斯、温度、过负荷、失磁、接地、冷却器设备故障、电压回路断线、断路器机构异常及控制回路断线等；

——厂用电源或厂用分支故障信号；

——备用电源切换信号；

——备用电源或备用分支故障信号；

——柴油发电机自启动失败；

——UPS故障总信号；

——直流系统故障总信号；

5) 常规仪表：

——发电机定子 AC 线电压；

——发电机定子 B 相电流；

——发电机励磁电流。

7.5.5 计算机监控系统应采集下列数据：

1) 开关量：监控所涉及的全部开关量，包括程控、连锁、报警、动态画面等信号所需的开关量，当采用微机型保护及自动装置时，有关开关量可采用数字通信方式。

2) 模拟量：监测所涉及的全部模拟量，测点应符合 DL/T 5137 的规定，还包括发电机、变压器在线监测装置和主变压器、厂用高压变压器的温度模拟量。

3) 脉冲量：单元机组范围内电能脉冲量，应符合 DL/T 5137 的规定。

4) 事件顺序记录量 (SOE)：单元机组范围内的断路器跳闸和继电保护动作开关量。

推荐的数据量见附录 D。

7.5.6 电气装置与 DCS 的通信接口

网控计算机、单元辅助车间程控、电气保护与自动化装置 (ASS、AVR 等)、变压器有载调压装置等宜设置与 DCS 的通信接口。

7.5.7 发电机顺序控制应符合以下规定：

1) 发电机变压器组顺序控制应与整套护、机、电顺序控制设计相配合；

2) 顺序控制应能与软手操之间实现无扰动切换；

3) 机组的起停过程应与厂用系统的切换相配合；

4) 发电机变压器组由 DCS 顺控时，宜不设手动准同步。

7.5.8 实时画面及实时参数显示宜包括下列内容：

1) 发电机变压器组画面及模拟量显示；

2) 发电机励磁系统画面及模拟量显示；

3) 单元厂用工作高压电源和启动/备用或公用/备用电源和电动机画面及模拟量显示；

4) 单元低压变及 PC 电源进线和电动机画面及模拟量显示；

5) 保安电源系统画面及模拟量显示；

6) 直流系统画面及进线回路模拟量显示；

7) UPS 系统画面及进线回路模拟量显示。

7.5.9 性能计算、报表管理应包括下列内容：

1) 监控和监测范围内的参量召唤显示和报警、打印；

2) 发电机和厂用电系统主要参数、性能计算及曲线显示；

3) 电厂管理必要的曲线显示和打印。

7.5.10 设有两单元公用厂用电源段时，宜能分别在每一单元的 DCS 中进行监视和控制，确保任何时候只能在一个地方发出有效操作命令，并不使两套 DCS 耦合在一起。

7.5.11 对断路器及远方控制的隔离开关，宜在就地设远方/就地切换开关。

7.5.12 继电保护、自动准同步、自动调整励磁、高压厂用电源自动切换应采用专门的独立装置。

7.6 变电所和发电厂网络部分的计算机监控

7.6.1 计算机监控系统应具有以下功能：

- 1) 数据采集和处理；
- 2) 事故顺序记录；
- 3) 远方集中和就地控制操作；
- 4) “四通”（即遥控、遥调、遥测、通信）调度和通信；
- 5) 电压和无功功率调节和控制；
- 6) 防误操作闭锁；
- 7) 同步鉴定；
- 8) 人机对话。

7.6.2 计算机监控范围应包括：

- 1) 主变压器和联络变压器；
- 2) 输电线、母线设备及 330kV~500kV 并联电抗器；
- 3) 所用电力系统；
- 4) 消防水泵的起动命令。

7.6.3 计算机监测应符合现行的 DL/T 5137 的有关规定，范围可包括：

- 1) 第 7.6.2 条所规定的项目；
- 2) 35kV 及以下并联电容器、并联电抗器；
- 3) 直流系统及 UPS。

7.6.4 220kV 及以上的变电所和发电厂网络部分的计算机监控系统应采用开放式、分层分布式结构。就地监控单元宜采用智能型设备。

7.6.5 计算机监控系统应采集以下数据：

- 1) 开关量：监控、监测所涉及的全部开关量；
- 2) 模拟量：监控、监测所涉及的全部电气模拟量，应符合 DL/T 5137 的有关规定，还应包括变压器、电抗器的温度模拟量；
- 3) 脉冲量：应符合 DL/T 5137 的有关规定；电能计量也可采用数字通信输入方式；
- 4) 事件顺序记录（SOE）：监控范围内的断路器事故跳闸或继电保护动作的开关量。推荐的数据采集量见附录 E。

7.6.6 实时画面及实时参数显示宜包括下列内容：

- 1) 主接线画面及模拟量显示；
- 2) 所用电画面及模拟量显示；
- 3) 直流系统画面及模拟量显示。

7.6.7 性能计算及报表管理应包括下列内容：

- 1) 监控和监测范围内的参量召唤显示和报警、打印；

-
-
- 2) 高压母线、变压器、线路主要参数、潮流分布、性能计算和曲线显示;
 - 3) 电网管理必要的曲线显示和打印。
- 7.6.8 220kV 及以上的线路、主变压器的继电保护和安全自动装置应采用专门的独立装置。

8 控制室控制的各安装单位的接线

8.1 发 电 机

8.1.1 根据保护装置的性质,按保护装置的动作对象,可将出口方式分为以下几组:全停、解列灭磁、程序跳闸、解列、缩小故障范围、减出力、减励磁、厂用电源切换、信号等,也可根据实际系统不同条件适当减少合并出口。

8.1.2 对于主控制室控制方式,汽机屏上应装设发电机事故跳闸按钮,并串接信号继电器。信号继电器应装在发电机保护屏上。

8.1.3 对于主控制室控制方式,应设主控制室控制屏与汽机控制屏之间的指挥信号。指挥信号应能相互发送信号,由对侧复归。由主控制室发至汽机屏的信号宜包括:

- 1) 注意;
- 2) 增加;
- 3) 减少;
- 4) 发电机已合闸;
- 5) 发电机已断开;
- 6) 停机;
- 7) 更改命令;
- 8) 电话。

由汽机屏向主控制室发送的信号宜包括:

- 1) 注意;
- 2) 减负荷;
- 3) 可并列;
- 4) 汽机调整;
- 5) 更改命令;
- 6) 机器危险。

仅在发送“注意”信号时,才应发出音响和光信号;在发送其他信号时,仅应发出光信号。

8.1.4 发电机出口或发电机变压器组各侧断路器全断开时,应闭锁发电机的强行励磁装置。

8.1.5 对于不设失磁保护的发电机,当发电机灭磁开关跳闸时,应经连接片联动发电机断路器跳闸。不设发电机出口断路器的中、小型发电机变压器组,其灭磁开关跳闸时,应经连接片作用于发电机变压器组保护出口继电器,以断开发电机。

8.1.6 对于发电机-变压器-线路组接线方式,当主变压器高压侧出口装设断路器时,该断路器应在单元控制室控制;当主变压器高压侧不装设断路器而只在对侧开关站侧设断路器时,该断路器宜在单元控制室控制,并设有可靠的跳闸通道。

8.2 变压器和并联电抗器

8.2.1 变压器通风冷却装置控制应符合以下要求：

1) 自然油循环风冷却变压器的通风控制回路，宜由交流电源供电，按变压器上层油温及负荷可自动及手动起停通风电动机；向控制室发送的通风故障信号宜用直流电源；通风电动机群宜由共用的熔断器及热元件进行保护，并且装设断相信号；通风控制设备装设在变压器控制箱内。

2) 强迫油循环风（水）冷却变压器的通风控制柜由制造厂成套供应。每台通风控制柜应由两路电源供电，电源供电侧宜用自动开关保护；变压器冷却器全停时，应自动发出信号，并根据现行的电力变压器标准的规定，限时断开变压器各侧断路器。

3) 125MW 及以上容量的发电机变压器组，其厂用高压工作变压器冷却器全停时，应按变压器油温设定值切换厂用电源。

8.2.2 应装设变压器和并联电抗器温度信号以及变压器远方测温。对需远方测温的变压器，宜采用每台变压器单独设温度指示调节仪方式进行远方测温，并由温度指示调节仪发送变压器上层油温越限信号。若一台变压器具有两个及以上远方测温点时，应共用一个温度指示仪，各点温度的检测应为选测方式。

8.2.3 带负荷调压的变压器，应在变压器控制屏设有远方调压的控制和信号指示设备。或由计算机监控系统进行监控。

8.2.4 变压器及并联电抗器的瓦斯继电器与中间端子盒之间的联线应采用防油导线。中间端子盒应具有防雨措施，盒内端子排应横向排列安装，瓦斯继电器接入中间端子盒的连线，应从端子排下侧进线接入端子，跳闸回路的端子与其他端子之间应留出间隔端子并单独用一根电缆。中间端子盒的引出电缆应从端子排上侧连接。对单相变压器的瓦斯继电器保护宜分相报警。变压器及并联电抗器瓦斯保护动作后应有自保持。

8.2.5 高压并联电抗器保护动作时应跳开线路两侧断路器。

8.3 送 电 线 路

8.3.1 线路的自动重合闸装置应符合 GB14285 外，还应符合下列要求：

- 1) 应设自动重合闸投入与切除的选择开关。
- 2) 自动重合闸可按控制开关或计算机合闸命令与断路器位置不对应的原理启动，综合重合闸宜实现由保护启动的方式。
- 3) 控制开关（或计算机）或遥控装置将其断开，或断路器投于故障线路上随即由保护装置将断路器断开时，自动重合闸装置均不应动作；母线保护动作时，应闭锁重合闸。
- 4) 在任何情况下，自动重合闸装置的动作次数应符合预先的规定，自动重合闸动作时应发出信号至计算机或光字牌。
- 5) 自动重合闸装置动作后应自动复归。
- 6) 自动重合闸装置，应能在重合闸后加速继电保护的動作。必要时，还应能在重合闸前加速其动作；当用控制开关或计算机合闸时，应采用加速继电保护的措施。
- 7) 当断路器处于不允许实现自动重合闸的不正常状态（例如气压、液压降低等）时，应将自动重合闸装置闭锁。
- 8) 对于发电机-变压器-线路组接线方式，重合闸装置装设与否则经计算确定，且仅装

设单相跳闸单相重合，三相跳闸时严禁重合。

8.3.2 对双侧电源线路的手动合闸回路，宜串接重合闸切换开关的触点，以防止未经同步检查而误合闸。系统联络线设有手动同步接线时，手动合闸回路中可不再串接重合闸切换开关的触点。

8.3.3 线路出线侧的电压互感器或电压抽取装置二次侧，应装设熔断器或自动开关，并应设有回路完整性监视。

8.3.4 中性点非直接接地系统的线路宜装设接地检测装置。

8.4 电 容 补 偿 装 置

8.4.1 并联电容补偿装置应附合 GB 50227 的有关规定。并联电容补偿装置的合闸操作只能在某一选定的控制方式下进行，跳闸操作不受控制方式的限制。

8.4.2 串联补偿装置强补部分的投入时间，应根据电力系统稳定要求及主设备允许时间决定。强补部分的投入，宜由保护及综合重合闸装置控制，必要时还可以增设远动信号启动强补。

当线路保护使断路器单相断开后，宜于非故障两相进行强补。条件允许时，也可简化为对三相进行强补。

在线路断路器单相重合时限以前，宜将强补回路自动解除。

在线路两相故障时，不宜进行强补。

8.4.3 串联补偿的保护间隙击穿时，应瞬时发出预报信号，并延时自动使并联断路器三相合闸。并联断路器自动合闸时，应发出事故音响信号。

8.4.4 串联补偿的强补断路器和并联断路器的“防跳”接线，应按断路器能稳定于合闸状态的要求设计。

8.5 母 线 设 备

8.5.1 旁路断路器安装单位的控制、信号、测量仪表及保护装置二次接线的设计，应满足所代替的安装单位的有关要求。

8.5.2 母线接地刀闸只有在该母线无电压时才允许合闸，可采用有电闭锁继电器来闭锁。母线接地刀闸合闸后，应闭锁与该母线连接的全部隔离开关的合闸。

8.5.3 双母线接线系统，应设置由母联断路器及其隔离开关的辅助触点串联组成的母线倒闸隔离开关闭锁接线。

8.5.4 旁路隔离开关的闭锁应符合以下规定：

1) 各线路的旁路隔离开关，必须在旁路断路器断开及其旁路母线隔离开关合闸时才可操作；对于线路旁路隔离开关的操作，还必须在其出线接地刀闸断开时，才可操作。

2) 旁路断路器的旁路母线侧隔离开关，必须在旁路断路器断开，及连接为母线联络运行的隔离开关打开时，才可操作。

3) 旁路回路旁路母线侧的接地刀闸，必须在旁路断路器旁路母线侧的隔离开关断开时，才可操作。

4) 旁路回路的旁路断路器侧的接地刀闸，必须在旁路断路器及其旁路母线侧隔离开关断开，且连接为母线联络运行的隔离开关断开时，方可操作。

8.5.5 单母线分段带旁路断路器接线的隔离开关闭锁应符合以下规定：

1) 断路器的旁路母线隔离开关, 必须在断路器断开及该隔离开关相连的接到母线的分段隔离开关断开时, 才可操作。

2) 断路器的母线分段隔离开关, 必须在断路器断开及该隔离开关相连的接到旁路母线的分段隔离开关断开时, 才可操作。

3) 与断路器并联的专用分段隔离开关, 必须在断路器及其相连的接分段隔离开关均合闸时, 才可操作。

4) 各回路的旁路隔离开关, 旁路母线的有关接地刀闸闭锁条件与第 8.5.4 条相同。

8.5.6 当变电所或升压站采用计算机监控时, 防误操作功能宜由计算机监控装置完成。

8.6 厂(所)用电源

8.6.1 高压厂用工作电源与启动/备用电源之间宜设带同步闭锁的手动切换装置。明备用的高、低压电源应设事故备用电源切换装置; 暗备用的低压电源不宜设备用电源自动投入装置。

8.6.2 变电所的所用变压器, 当有专用备用变压器时, 应装设备用电源的自动投入装置。

8.6.3 备用电源自动投入装置的接线原则:

1) 当采用慢速自动切换时, 应保证工作电源断开后, 才可投入备用电源。对于 200MW 及以上容量的发电机的厂用备用电源可采用同步鉴定的快速自动投入方式(串联切换或并联切换方式), 当快切不成功时应能自动转为慢速切换(鉴定残压);

2) 任何原因引起运行的工作电源消失时, 备用电源自动投入装置均应尽快动作;

工作电源供电侧断路器跳闸时, 应联动其负荷侧断路器跳闸。

装设专门的低电压保护, 当厂用工作母线电压降低至 0.25 倍额定电压以下, 而备用电源电压在 0.7 倍额定电压以上时应自动断开工作电源负荷侧断路器;

200MW 及以上容量的发电机的厂用备用电源快速自动投入接线, 应具有相位差及电压差的同步鉴定装置。装置的整定原则应使备用电压尽快自动投入, 又不对电动机产生有害的冲击。

3) 应设有投入或切除备用电源自动投入的选择开关;

4) 备用电源自动投入装置应能保证只动作一次;

5) 当在厂用母线速动保护动作或工作分支断路器限时速断或过电流保护动作时, 工作电源断路器由手动跳闸(或由 DCS 跳闸)时, 应闭锁备用电源自动投入装置;

8.6.4 当备用电源投入于故障母线时应加速保护动作。

8.6.5 发电厂同一级电压的厂用母线有两个及以上的备用电源时, 宜各装设独立的备用电源自动投入装置, 两个备用电源的二次回路可不相互切换。

8.6.6 当高压厂用电系统由 DCS 控制时, 事故切换应采用专门的自动切换装置来完成。自动切换装置的状态信号, 事故信号及预告信号应进 DCS。

8.7 故障录波装置

8.7.1 单机容量为 125MW 及以上的发电机变压器组宜装设专用故障录波装置。220kV 及以上电压等级的变压器也可装设专用的故障录波装置。

8.7.2 故障录波装置的电流输入应接入电流互感器的保护级线圈, 可与后备保护共用一个二次绕组, 接在保护的后面。

8.7.3 故障录波装置应由机组的短路或接地故障、励磁系统故障、频率异常和非电量故障起动。故障录波装置应记录主要保护动作开关量,同时反应故障起动前后和系统振荡时的波形及记录。

9 二次回路设备的选择及配置

9.1 控制和信号设备的选择

9.1.1 控制开关的选择应符合该二次回路额定电压、额定电流、分断电流、操作频率、电寿命和控制接线等的要求。

9.1.2 位置指示灯及其附加电阻的选择应符合以下规定:

1) 当母线电压为 1.1 倍额定值时,如灯泡短路,附加电阻限定的电流应不大于跳合闸绕组或合闸接触器绕组的最小动作电流及长期热稳定电流;可按照限定电流不大于上述绕组额定电流的 10% 来选择附加电阻值;附加电阻的额定功率应不小于上述条件下附加电阻消耗功率的 2 倍。

2) 母线电压为 95% 额定值时,灯泡上的电压降应不小于灯泡额定电压的 60%~70%。

3) 发光二极管信号灯及附加电阻的选择应按照 1.1 倍额定电压时回路电流不大于发光二极管额定电流;0.95 倍额定电压时不小于发光二极管稳定起光电流,以决定附加电阻值。

9.1.3 跳、合闸位置继电器的选择应符合以下规定:

1) 母线电压为 1.1 倍额定值时,通过跳、合闸绕组或合闸接触器绕组的电流应不大于其最小动作电流和长期热稳定电流。

2) 母线电压为 85% 额定值时,加于位置继电器线圈的电压应不小于其额定值的 70%。

9.1.4 断路器的跳、合闸继电器、电流起动电压保持的防跳继电器以及自动重合闸出口中间继电器和其串接信号继电器的选择应符合以下规定:

1) 电压线圈的额定电压可等于供电母线额定电压;如用较低电压的继电器串接电阻降压时,继电器线圈上的压降应等于继电器电压线圈的额定电压;串联电阻的一端应接负电源。

2) 额定电压工况下,电流线圈的额定电流的选择,应与跳合闸绕组或合闸接触器绕组的额定电流相配合,继电器电流自保持线圈的额定电流宜不大于跳、合闸线圈额定电流的 50%,并保证串接信号继电器电流灵敏度不低于 1.4。

3) 跳、合闸中间继电器电流自保持线圈的电压降应不大于额定电压的 5%;电流起动电压保持“防跳”继电器的电流起动线圈的电压降应不大于额定电压的 10%。

9.1.5 具有电流和电压线圈的中间继电器,其电流和电压线圈应采用正极性接线。电流与电压线圈间的耐压水平不应低于 1000V、1min 的试验标准。

9.1.6 串联信号继电器与跳闸出口中间继电器并联电阻的选择应符合以下规定:

1) 额定电压时信号继电器的电流灵敏系数宜不小于 1.4;

2) 0.8 倍额定电压时信号继电器线圈的电压降应不大于额定电压的 10%;

3) 选择中间继电器的并联电阻时,应使保护继电器触点的断开容量不大于其允许值;应不超过信号继电器串联线圈的热稳定电流。

9.1.7 重瓦斯保护回路并联信号继电器或附加电阻的选择应符合以下规定:

- 1) 并联信号继电器的额定电压等于供电母线额定电压；
- 2) 当用附加电阻代替并联信号继电器时，附加电阻的选择应符合 9.1.6 条第 1、3 款的规定。

9.2 二次回路的保护设备

9.2.1 二次回路的保护设备用于切除二次回路的短路故障，并作为回路检修、调试时断开交、直流电源之用。保护设备可采用熔断器或自动开关。

9.2.2 对具有双重化快速主保护和断路器具有双跳闸线圈的安装单位，其控制回路和继电保护、自动装置回路宜分设独立的熔断器或自动开关，并由双电源分别向双重化主保护供电。两组电源间不应有电路上的联系。继电保护、自动装置屏内电源消失时应有报警信号。

9.2.3 凡两个及以上安装单位公用的保护或自动装置的供电回路，应装设专用的熔断器或自动开关。

9.2.4 一般情况下（第 9.2.2 和 9.2.3 条除外），控制、保护和自动装置供电回路熔断器或自动开关的配置应符合以下规定：

1) 当本安装单位仅含一台断路器时，控制、保护及自动装置可共用一组熔断器或自动开关。

2) 当一个安装单位含几台断路器时，应设总熔断器或自动开关，并按断路器设分熔断器或自动开关，分熔断器或自动开关应经总熔断器或自动开关供电；公用保护和公用自动装置应接于总熔断器或自动开关之下。对其他保护或自动控制装置按保证正确工作的条件，可接于分熔断器或自动开关或总熔断器或自动开关之下。

3) 本安装单位含几台断路器而各断路器无单独运行可能或断路器之间有程序控制要求时，保护和各断路器控制回路可共用一组熔断器或自动开关。

4) 发电机出口断路器和自动灭磁装置控制回路可合用一组熔断器或自动开关。发电机出口不装设断路器时，自动灭磁装置控制回路应单独装设熔断器或自动开关。

9.2.5 控制、保护和自动装置供电回路的熔断器或自动开关应有监视，可用断路器控制回路的监视装置进行监视。如保护或自动装置单独装设熔断器或自动开关时，宜采用继电器进行监视，其信号应接至另外的电源。

9.2.6 信号回路熔断器或自动开关的配置应符合以下规定：

1) 每个安装单位的信号回路（包括隔离开关位置信号、事故和预告信号、指挥信号等），宜用一组熔断器或自动开关；

2) 公用信号（如中央信号、闪光报警器等），应装设单独的熔断器或自动开关；

3) 厂用电源及母线设备信号回路，宜分别装设公用的熔断器或自动开关；

4) 闪光小母线的分支线上，不宜装设熔断器或自动开关。

9.2.7 信号回路的熔断器或自动开关应加以监视，可使用隔离开关位置指示器，也可用继电器或信号灯来监视。当采用继电器监视时，信号应接至另外的电源。

9.2.8 电压互感器二次回路保护的配置应符合以下规定：

1) 电压互感器回路中，除接成开口三角形的剩余绕组和另有规定者（例如电磁式自动调整励磁装置用电压互感器）外，应在其出口装设熔断器或自动开关；当二次回路发生故障可能使保护或自动装置不正确动作时，宜装设自动开关。

2) 0.5 级电能表电压回路，宜由电压互感器出线端装设单独熔断器或自动开关供电。

3) 电压互感器二次侧中性点引出线上, 不应装设保护设备; 当采用 B 相接地方式时, B 相熔断器或自动开关应接在绕组出线端与接地点之间。

4) 电压互感器接成开口三角的剩余绕组的试验芯出线端, 应装设熔断器或自动开关。

9.2.9 设备所需交流操作电源, 宜装设单独的熔断器或自动开关并加以监视。

9.2.10 熔断器额定电流的选择:

1) 熔断器额定电流应按回路的最大负荷电流选择, 并满足选择性的要求。干线上熔断器熔件的额定电流应较支线上的大 2 级~3 级。

2) 选择电压互感器二次侧熔断器时, 其最大负荷电流应考虑到双母线仅一组运行时, 两组电压互感器的全部负荷由一组电压互感器供给的情况。

9.2.11 自动开关额定电流的选择应符合以下规定:

a) 自动开关额定电流应按回路的最大负荷电流选择, 并满足选择性的要求; 干线上自动开关脱扣器的额定电流应较支线上的大 2 级~3 级。

b) 电压互感器二次侧自动开关的选择应满足以下要求:

1) 自动开关瞬时脱扣器的动作电流, 应按大于电压互感器二次回路的最大负荷电流来整定;

2) 当电压互感器运行电压为 90% 额定电压时, 二次电压回路末端经过渡电阻短路, 加于继电器线圈上的电压低于 70% 额定电压时, 自动开关应瞬时动作;

3) 自动开关瞬时脱扣器断开短路电流的时间应不大于 20ms;

4) 自动开关应附有用于闭锁有关保护误动的常开辅助触点和自动开关跳闸时发报警信号的常闭辅助触点。

9.3 小母线和二次回路标号

9.3.1 各安装单位的控制、信号电源, 宜由电源屏或电源分屏的馈线以环状或辐射状供电, 在控制屏上宜敷设控制和信号小母线。厂用电源和母线设备控制屏上还可分别敷设公用的辅助信号小母线。

当以辐射方式向继电保护和自动装置供电时, 供电线应设保护及监视设备。

9.3.2 控制和信号小母线应为单母线, 按屏组分段, 双侧供电, 于适当地点以刀开关分段, 开环运行。同时每块控制屏 (包括电源屏) 上装设一个为本屏内各安装单位共用的电源切换开关或刀开关, 以便寻找接地故障时使用。

9.3.3 各安装单位的电压回路使用隔离开关的辅助触点切换时, 电压小母线宜敷设在配电装置。各安装单位的电压回路使用继电器切换或不需切换时, 电压小母线宜敷设在控制室。

9.3.4 控制屏及保护屏顶上的小母线不宜超过 28 条, 最多不应超过 40 条。小母线宜采用 $\phi 6\text{mm} \sim \phi 8\text{mm}$ 的绝缘铜棒。

当屏顶上不能装设小母线时, 也可通过端子排连接。端子排宜单独成组排列。

9.3.5 小母线的色别见附录 F。小母线的代号和回路标号见附录 G。二次直流回路的数字标号见附录 H。二次交流回路的数字标号见附录 I。

9.4 端 子 排

9.4.1 端子排应由阻燃材料构成。端子的导电部分应为铜质。安装在潮湿地区的端子排应当防潮。

9.4.2 安装在屏上每侧的端子距地不宜低于 350mm。

9.4.3 端子排配置应满足运行、检修、调试的要求，并适当与屏上设备的位置相对应。

每个安装单位应有其独立的端子排。同一屏上有几个安装单位时，各安装单位端子排的排列应与屏面布置相配合。

9.4.4 每个安装单位的端子排，可按下列回路分组，并由上而下（或由左至右）按下列顺序排列：

1) 交流电流回路（自动调整励磁装置回路除外）按每组电流互感器分组，同一保护方式的电流回路宜排在一起。

2) 交流电压回路（自动调整励磁装置回路除外）按每组电压互感器分组。

3) 信号回路按预告、位置、事故及指挥信号分组；当光字牌布置在屏的上部时，可将信号回路端子排排在上部，其余顺序同上。

4) 控制回路按熔断器或自动开关配置的原则分组。

5) 其他回路按励磁保护、自动调整励磁装置的电流和电压回路、远方调整及联锁回路等分组。

6) 转接端子排排列顺序为：本安装单位端子、其他安装单位的转接端子、最后排小母线兜接用的转接端子。

9.4.5 当一个安装单位的端子过多或一个屏上仅有一个安装单位时，可将端子排成组地布置在屏的两侧。

9.4.6 屏上二次回路经过端子排连接的原则如下：

1) 屏内与屏外二次回路的连接，同一屏上各安装单位之间的连接以及转接回路等，均应经过端子排。

2) 屏内设备与直接接在小母线上的设备（如熔断器、电阻、刀开关等）的连接宜经过端子排。

3) 各安装单位主要保护的电源应经过端子排。保护的负电源应在屏内设备之间接成环形，环的两端应分别接至端子排；其他回路均可在屏内连接。

4) 电流回路应经过试验端子，预告及事故信号回路和其他需断开的回路（试验时断开的仪表、至闪光小母线的端子等），宜经过特殊端子或试验端子。

9.4.7 每一安装单位的端子排应编有顺序号，并宜在最后留 2~5 个端子作为备用。当条件许可时，各组端子排之间也宜留 1~2 个备用端子。在端子排组两端应有终端端子。

正、负电源之间以及经常带电的正电源与合闸或跳闸回路之间的端子排，宜以一个空端子隔开。

9.4.8 一个端子的每一端宜接一根导线，导线截面不宜超过 6mm²。

9.4.9 屋内、外端子箱内端子排列，亦应按交流电流回路、交流电压回路和直流回路等成组排列。

9.4.10 每组电流互感器的二次侧，宜在配电装置端子箱内经过端子连接成星形或三角形等接线方式。

9.4.11 强电与弱电回路的端子排宜分开布置，如有困难时，强、弱电端子之间应有明显的标志，宜设空端子隔开。如弱电端子排上要接强电缆芯时，端子间应设加强绝缘的隔板。

9.4.12 强电设备与强电端子的连接和端子与电缆芯的连接应用插接或螺丝连接，弱电设备与弱电端子间的连接可采用焊接。屏内弱电端子与电缆芯的连接宜采用插接或螺丝连接。

9.5 控制 电 缆

9.5.1 控制电缆的敷设和选型应符合 GB 50217 的有关规定。

9.5.2 发电厂和变电所应采用铜芯控制电缆和绝缘导线。按机械强度要求，强电控制回路导体截面应不小于 1.5mm^2 ，弱电控制回路导体截面应不小于 0.5mm^2 。

9.5.3 继电保护用电流互感器二次回路电缆截面的选择，应保证互感器误差不得超过规定值。计算条件应为系统最大运行方式下最不利的短路形式，并应计及电流互感器二次绕组接线方式、电缆阻抗换算系数、继电器阻抗换算系数及接线端子接触电阻诸因素。对系统最大运行方式如无可根据，可按断路器的断流容量确定最大短路电流。

9.5.4 测量仪表装置用电流互感器的准确级次，按照该电流互感器二次绕组所串接的准确度要求最高的仪表选择，并符合 DL/T 5137 的规定。电流互感器二次回路电缆截面的选择，按照一次设备额定运行方式下电流互感器的误差不超过上述条件下选定的准确级次。计算条件应为电流互感器一次电流为额定值、一次电流三相对称平衡，并应计及电流互感器二次绕组接线方式、电缆阻抗换算系数、仪表阻抗换算系数和接线端子接触电阻及仪表保安系数诸因素。

9.5.5 继电保护和自动装置用电压互感器二次回路电缆截面的选择，应保证最大负荷时，电缆的电压降不应超过额定二次电压的 3%，但对电磁式自动电压校正器的连接电缆芯的截面（铜芯）不应小于 4mm^2 。

9.5.6 电测量仪表用电压互感器二次回路电缆截面的选择，应符合以下规定：

- 1) 指示性仪表回路电缆的电压降，应不大于额定二次电压的 1%~3%；
- 2) 用户计费用 0.5 级电能表电缆的电压降，应不大于额定二次电压的 0.25%；
- 3) 电力系统内部的 0.5 级电能表电缆的电压降可适当放宽，但应不大于额定电压的 0.5%；
- 4) 对 0.5 级以下电能表二次回路的电压降宜不超过额定二次电压 0.25%；
- 5) 当不能满足上述要求时，电能表、指示仪表电压回路可由电压互感器端子箱单独引接电缆，也可将保护和自动装置与仪表回路分别接自电压互感器的不同二次绕组。

9.5.7 控制回路电缆截面的选择，应保证最大负荷时，控制电源母线至被控设备间连接电缆的电压降不应超过额定二次电压的 10%。

9.5.8 当控制电缆的敷设长度超过制造长度时，或由于屏、台的搬迁而使原有电缆长度不够时，或更换电缆的故障段时，可用焊接法连接电缆。焊接法连接电缆时在连接处应设连接盒。有可能时，也可用其他屏上的端子排连接。

9.5.9 控制电缆宜采用多芯电缆，应尽可能减少电缆根数。当芯线截面为 1.5mm^2 时，电缆芯数不宜超过 37 芯。当芯线截面为 2.5mm^2 时，电缆芯数不宜超过 24 芯。当芯线截面为 4mm^2 及以上时，电缆芯数不宜超过 10 芯。

弱电控制电缆不宜超过 50 芯。

9.5.10 对双重化保护的电流回路、电压回路、直流电源回路、双套跳闸绕组的控制回路等，两套系统不应合用一根多芯电缆。

9.5.11 七芯及以上的芯线截面小于 4mm^2 的较长控制电缆应留有必要的备用芯。但同一安装单位的同一起止点的控制电缆不必在每根电缆中都留备用芯，可在同类性质的一根电缆中预留备用芯。

9.5.12 应尽量避免将一根电缆中的各芯线接至屏上两侧的端子排,若为六芯及以上时,应设单独的电缆。

9.5.13 对较长的控制电缆应尽量减少电缆根数,同时也应避免电缆芯的多次转接。

在同一根电缆中不宜有两个及以上安装单位的电缆芯。在一个安装单位内截面要求相同的交直流回路,必要时可共用一根电缆。

9.5.14 控制电缆的绝缘水平可采用 0.45/0.75kV 级;但 330kV~500kV 开关站的控制电缆宜用 0.63/1kV 级的绝缘水平。

9.5.15 信号电缆屏蔽层的选型

开关量信号电缆可选用外部总屏蔽。

高电平模拟信号电缆宜选用对绞芯加外部总屏蔽,必要时也可用对绞芯分屏蔽。

低电平模拟信号或脉冲信号电缆宜选用对绞芯分屏蔽,必要时也可选用对绞芯分屏蔽加外部总屏蔽。

10 励磁系统

10.1 一般规定

10.1.1 励磁系统的电流和电压不大于 1.1 倍额定值的工况下,其设备和导体应能连续运行。励磁系统的短时过励磁时间应按照发电机励磁绕组允许的过负荷能力和发电机允许的过励磁特性限定。

10.1.2 励磁系统的电气设备和导体的介电强度应满足发电机自动灭磁过电压、定子异常运行和暂态传变过电压、可控整流器换弧尖峰过电压的要求,必要时应装设励磁过电压保护。

10.1.3 励磁系统顶值电压倍数、允许强励时间和电压响应应符合以下规定:

1) 励磁系统的顶值电压倍数宜为 1.8~2 倍额定励磁电压;当有特殊要求时,可与制造厂协商确定。

2) 励磁系统允许的强励时间:

对空气冷却励磁绕组的汽轮发电机,在 2 倍额定励磁电压时应不小于 50s;

对水内冷和氢内冷励磁绕组的汽轮发电机,在 2 倍额定励磁电压时应不小于 10s。

3) 常规励磁系统的电压响应比应不小于 2 倍/s;对高起始响应励磁系统,当电压增量达到顶值电压与额定励磁电压之差的 95% 前提下,相应的响应时间上升值应不大于 0.1s,下降值应不大于 0.15s。

10.1.4 励磁系统控制用的交流和直流电源的电压偏差为额定值的 +10%~-15%,当额定频率为 50Hz 时,频率偏差为 +2Hz~-3Hz 范围之内时,励磁系统应能保证同步电机在额定工况下连续运行。

10.1.5 发电机应按以下规定装设自动灭磁装置:

1) 12MW~50MW 的发电机,可采用发电机励磁绕组对电阻放电的灭磁方式,也可采用对消弧栅放电的灭磁方式;在励磁机励磁回路可采用串联接入灭磁电阻的方式。

2) 对大、中型发电机和励磁机的励磁回路,可采用对电阻或非线性电阻放电的灭磁方式;当为可控硅整流桥时,机组故障继电保护动作灭磁时,应采用继电保护跳灭磁开关经电阻或非线性电阻灭磁;正常停机时可采用逆变灭磁。

10.1.6 发电机励磁回路的灭磁电阻可约为励磁绕组热状态电阻值的4~5倍。电阻长期热稳定电流宜为0.1~0.2倍发电机额定励磁电流。采用消弧栅放电的灭磁方式时，在灭磁过程基本结束后应在励磁绕组上并联接入异步电阻。异步电阻的参数可与上述发电机灭磁电阻相同。异步电阻还可供作过电压限制器的串联电阻。

10.1.7 励磁机励磁回路串联接入的灭磁电阻可约为励磁机励磁绕组热状态电阻值的10倍。

10.1.8 发电机应装设自动电压调整器(AVR)。AVR的性能和AVR控制下励磁系统的性能应符合附录J的规定。200MW及以上高起始响应励磁系统和远距离输电的发电机变压器组，宜按照附录J中J.0.9的规定配备电力系统稳定器(PSS)。

10.1.9 AVR的电压测量回路应接于机端电压互感器二次侧；无功调差回路应接于机端电流互感器二次回路。当需由电压互感器提供调整用功率时，应装设AVR专用的电压互感器。仅提供AVR测量信号时，可与保护、仪表共用电压互感器。

10.1.10 复式励磁装置应接于机端电流互感器二次侧。

10.1.11 作为某些不能满足强行励磁的AVR的补充措施，发电机应装设继电强行励磁装置。继电强行励磁装置应符合下列规定：

1) 并列运行的各机组的强行励磁装置，应分别接入不同相别的电压，以保证任何类型的相间短路时，均有一定数量的发电机进行强励。

2) 在某些类型的相间短路情况下，若AVR不能保证强励，则继电强励装置接入电压的相别应与AVR相配合，以便AVR不能反应时，继电强励能够动作。

3) 为避免继电强励与AVR相别相互配合上的复杂性，以及为提高继电强励装置的灵敏性，也可采用正序电压或复合电压(全电压和负序电压)起动的强行励磁装置。

4) 全电压和正序电压的设计整定值宜选为85%额定电压。负序电压的设计整定值宜选为12%额定电压。

5) 继电强励装置的电压测量回路应接入两组不同的电压互感器二次侧；在任一组电压互感器的一次侧或二次侧断相时，强励装置不应误动作，并应发出断相信号；强行励磁装置动作时也应发出强励动作信号。

6) 当备用励磁装置代替工作励磁装置运行时，继电强励装置应切换至备用励磁装置。

7) 继电强行励磁装置的接线中应串接发电机或发变组断路器的辅助触点，以便发电机投运后才自动接入强行励磁装置。

10.1.12 单机容量为300MW及以上的发电机，可不装设手动调整励磁装置，但自动调整励磁装置中应设有保证发电机励磁电压从空载励磁电压的20%至额定励磁电压的110%范围内稳定平滑地调节单元。

10.1.13 励磁回路仪表的上限值不得低于额定工况的1.3倍。仪表的综合误差不得超过1.5%。发电机励磁绕组电流表宜经变送器接入。

10.1.14 发电机励磁绕组回路应串接供试验时接入标准仪表用的试验连接板。

10.1.15 励磁回路正常工作时应为不接地系统。励磁回路的连接导体可为电缆或硬母线。当采用电缆连接时，导体的正、负极不允许共处于一根电缆内。

10.2 直流励磁机励磁系统

10.2.1 直流励磁机应与发电机同轴运转。励磁机宜采用自并励方式，可带有或不带有附加励磁绕组。

10.2.2 当配置备用励磁装置时，应设工作和备用励磁切换屏。切换屏内应装设工作和备用励磁的投、切刀开关。屏上还应分别装设工作和备用励磁系统的电压表。

10.2.3 灭磁开关应满足励磁系统连续运行电流、灭磁过电压和暂态过电压的要求。灭磁开关应保证灭磁过程中不致使励磁电流突然中断。应设有灭磁开关跳闸时连动发电机或发电机变压器组断路器跳闸的接线。

10.2.4 AVR 应具有相复励特性。控制台上应设 AVR 的投入、试验和切断三位置开关。

1) 投入位置：接通 AVR 的电压和电流输入，将 AVR 的输出接至励磁机自并励励磁绕组或附加励磁绕组。

2) 试验位置：接通 AVR 的电压和电流输入，将 AVR 的输出接至试验电阻。

3) 断开位置：切断 AVR 的电压输入，将 AVR 电流输入的电流互感器二次侧短路并接地，切断 AVR 的输出回路。

10.2.5 发电机控制台上应装设继电强励切换用三位置开关和强励动作信号灯。

1) 工作励磁系统位置：可起动工作励磁系统强励接触器。

2) 备用励磁系统位置：可起动备用励磁系统强励接触器。

3) 断开位置：切断继电强励输出。

10.2.6 手动调整励磁装置的设计应符合以下规定：

1) 当为手动分励变阻器调压时，控制台前应设有供调节用的手轮及传动用链轮；分励变阻器应安装在控制台下的电缆夹层内。

2) 当为电动分励变阻器调压时，发电机控制台上应装设调压按钮和相应的信号灯。

3) 分励变阻器应串接供强励限定用的固定电阻；分励变阻器的可调电阻应保证滑动触点切换时不致使励磁电流突然中断。当变阻器调至最大值时，应将励磁机励磁绕组闭路。

10.2.7 每台发电机励磁回路应装设专用的绝缘检查电压表和切换开关。当励磁回路一点接地后可将发电机励磁回路切换至励磁回路两点接地保护。

10.2.8 控制台上应装设灭磁开关、分励变阻器、AVR、强行励磁装置的控制和信号设备。控制台上应装设发电机励磁绕组电压表和电流表、AVR 输出电流表、励磁回路绝缘检查电压表。发电机励磁绕组电流表的变送器应装设在发电机出线间的励磁屏内。绝缘监察电压表的刻度应以绝缘电阻值表示。

10.2.9 灭磁和励磁切换屏应安装在发电机出线间。屏的布置应满足操作及维护的方便。屏下电缆沟的深度应根据大截面电缆安装的要求确定。屏上应装设发电机励磁绕组的电压表、电流表和备用励磁装置的电压表。

10.3 交流励磁机励磁系统

10.3.1 交流励磁机励磁系统的励磁机与副励磁机应采用与发电机同轴运转的中频发电机，符合带整流负载的交流发电机的要求，在出口各型短路时不致损坏。副励磁机应采用永磁式恒压发电机。副励磁机从空载到相当于发电机强励状态下，其端电压的变化不应超过 10%～15% 额定值。

10.3.2 AVR 可设两套，当 AVR 设一套时，其可控整流器和触发脉冲单元应设两套。

10.3.3 AVR 全控整流桥回路中交流侧和直流侧电缆的电压降应限制在强励工况下允许的电压降范围之内。AVR 全控桥交流侧的连接电缆宜采用中频电缆或多根并联的工频电缆。

10.3.4 全厂同类型机组宜设一套供调试 AVR 用的中频电源装置。装置可采用移动式或装

在主厂房底层室内的固定式。

10.3.5 功率整流装置的并联支路数等于或大于 4 时，如有一支路退出运行应能保证强励电流；两支路退出运行时，应能提供发电机额定工况下所需的励磁电流，此时可限制发电机强励，并给出信号。

10.3.6 整流装置的每个功率元件均应装设快速熔断器保护。并联整流柜的交流侧应装设断路器。系统接线和柜的结构及布置应能达到发电机运行中进行整流柜的检查和维修并保证其安全、方便。

10.3.7 整流装置并、串联元件应有均流和均压措施。整流元件的均流系数应不低于 0.85，均压系数应不低于 0.9。

10.3.8 空冷却器应采用可靠的低噪声风机。应配置备用风机，运行风机故障时，备用风机应能自动投入并发出信号。风机的供电应由两回独立的电源线路供电。风冷整流装置柜应为封闭式，进风口应有空气过滤器。

10.3.9 水冷却整流柜的供水水源应满足水冷却器水质、水压和水量的技术要求。水源中断时整流柜应发出信号。

10.3.10 整流励磁系统应按以下规定装设励磁回路过电压保护装置。过电压保护动作后应能自动记录，自动恢复。

- 1) 静止二极管整流励磁系统应装设灭磁及发电机转子绕组和整流桥交流侧的过电压保护；
- 2) 旋转二极管整流励磁系统在采用高反向峰值电压二极管的前提下，可取消阻容抑制器件，但应有换弧过电压保护；
- 3) 静止可控整流器励磁系统宜分别装设整流桥交流侧过电压保护、可控整流器换相尖峰过电压保护、灭磁过电压保护和发电机非全相运行和大转差运行的过电压保护。

10.3.11 自动电压调整器可装设在继电器室或励磁小室。自动电压调整柜上应装设全控整流桥交流侧和直流侧的电压表，自动电压调整器的输出电流表。当可控整流桥为两组时，每组整流桥的正极和负极应分别装设电流表。

10.3.12 发电机控制屏上或 CRT 上应有下列测量仪表或数据显示：

- 1) 发电机励磁绕组电压（旋转二极管整流时除外）；
- 2) 发电机励磁绕组电流（旋转二极管整流时除外）；
- 3) 副励磁机输出电压；
- 4) 励磁机励磁电流；
- 5) 励磁机励磁电压；
- 6) AVR 输出电压；
- 7) ACR 和 DCR 的切换平衡电压；
- 8) 手动调整励磁装置输出电流（当设有手动调整励磁装置时）；
- 9) 励磁回路绝缘监察电压（旋转二极管整流时除外）。

10.3.13 交流励磁机—静止二极管整流励磁系统及交流励磁机—静止可控整流励磁系统的灭磁柜、整流柜宜装设在发电机出线间附近。柜上应装设发电机励磁绕组电压表、电流表及每台整流柜的直流输出电流表。

10.3.14 交流励磁机—静止可控整流器励磁系统，在正常停机时宜采用逆变灭磁。机组事故停机时，应由继电保护跳灭磁开关进行灭磁。发电机逆变灭磁时，励磁回路应接有续流二极管。二极管应选用压降较小的元件，并装设在励磁机附近。

10.3.15 交流励磁机—旋转二极管整流励磁系统应在励磁机励磁绕组采用非线性电阻灭磁或逆变灭磁。旋转二极管应用高反向峰值电压的器件。旋转二极管宜分正、负级组安装。整流装置多个并联支路中的一个支路退出运行，应能保证强行励磁输出。并联支路超过4个时，同一相有1/2支路退出运行时，应能提供额定励磁电流，此时可限制发电机强励并给出信号。旋转二极管及快速熔断器应为高机械强度的器件，在发电机大修期内不应由于疲劳而损坏或明显改变特性。快速熔断器熔断时应有信号指示，并配套提供手提式变频检查观测器。

10.4 静止励磁系统

10.4.1 电压源—静止可控整流器励磁系统的励磁变压器宜接于发电机出线端，也可接于高压厂用电源母线的馈线上。当励磁变压器接于发电机出线端时，高压侧可不设断路器或熔断器；应设置起励电源。

10.4.2 起励电源可由蓄电池供电，也可由380V厂用电源经起励变压器、起励整流装置及起励接触器接至发电机励磁绕组。起励装置的容量应满足发电机在规定时间内可靠起励的要求，当发电机转速达到95%额定转速时，可人为操作或由DEH接口按程序自动合上发电机励磁绕组磁场开关和起励接触器进行起励；当发电机空载电压达到10%~25%额定电压时起励特性应能完成。当发电机空载电压达到25%~40%额定电压时应自动切断起励接触器，也可采用定时限自动切断起励接触器方式。

10.4.3 励磁变压器宜采用Yd11接线方式，当励磁变压器容量不大于1800kVA时，也可采用Yy12接线。励磁变压器二次绕组及中性点都不应接地。

10.4.4 在满足灭磁开关开断电流的前提下，励磁变压器的阻抗标么值宜尽可能小。励磁变压器可选用干式树脂绝缘或油浸式变压器。变压器一、二次绕组之间应设金属屏蔽层并可靠接地，当励磁变压器为干式绝缘时，应靠近可控整流器柜布置。当励磁变压器为油浸绝缘时，应布置在户外靠近可控整流器柜处。

10.4.5 励磁变压器的容量应满足1.1倍发电机额定励磁电流下长期运行的要求。当励磁变压器初级绕组供电电压为80%额定电压时，励磁变压器相应的二次电压扣除励磁变压器压降、换弧电抗压降及电缆压降后，应满足发电机强励顶值电压的要求。励磁变压器应满足发电机空载实验时130%额定机端电压的要求。

10.4.6 电压源—可控整流器励磁系统在正常停机时宜采用逆变灭磁；事故停机时应由继电保护跳灭磁开关进行灭磁。

10.4.7 电压源—可控整流器励磁系统的励磁变压器可不接入发电机变压器组差动保护范围内。励磁变压器应设主保护及后备保护，动作于停机。有关设计应符合GB14285的要求。

10.4.8 复励—静止可控整流器励磁系统的串联变压器或励磁变流器宜串接于发电机出线端。串联变压器或励磁变流器宜带气隙。电压源与电流源的组合应具有相复励特性。

10.4.9 静止可控整流器励磁系统在发电机控制台上或CRT上应有下列仪表或数据显示：

- 1) 发电机励磁绕组电压；
- 2) 发电机励磁绕组电流；
- 3) ACR和DCR切换平衡电压；
- 4) 功率因数。

10.5 备用励磁系统

10.5.1 当发电机的励磁由同轴直流励磁机供给时,对于地区重要发电厂或发电机台为3台及以上的发电厂,可装设一套备用励磁装置。

当采用交流励磁系统时,制造厂已设置必要的备用措施,不应装设备用励磁装置。

10.5.2 可采用刀开关进行工作及备用励磁系统的切换,工作、备用励磁切换屏上应分别装设工作及备用励磁电源的电压表。

10.5.3 备用励磁装置可由交流电动机直流发电机组构成,也可采用可控整流装置。备用励磁装置的容量及其规范应满足下列要求:

- 1) 额定电压和额定容量应大于所代替的最大一台发电机所要求的励磁规范。
- 2) 最小工作电压应满足所代替的最小一台发电机空载运行所要求的励磁规范。
- 3) 最大输出电压和电流应不小于所代替的最大一台发电机的强励电压和强励电流;强励顶值电压、励磁电压响应比和强励允许时间应不小于所代替的发电机强励规范的要求。
- 4) 对交流电动机直流发电机构成的备用励磁装置,电动机容量宜为直流发电机额定容量的两倍。

当电网故障,厂用电电压降低时,为保证备用励磁机组能供给发电机强行励磁,备用励磁机组的转动惯量应满足下式要求:

$$GD^2 \geq \frac{4.28 \times 10^7}{N} P$$

式中 GD ——备用励磁机组的转动惯量, $N \cdot m^2$;

P ——备用励磁机的额定容量, kW;

N ——备用励磁机组的额定转速, r/min。

不满足上式计算结果时,应加飞轮。飞轮应与备用励磁机成套供应。

10.5.4 对于主控室控制方式,备用励磁机组的控制、信号设备及测量仪表,宜装设在中央信号控制屏台上。当备用励磁机组代替工作励磁机运行时,在中央信号控制屏、各发电机控制屏台及直流屏上都应装设不能同时操作的电气远方控制和调节设备。

10.5.5 备用励磁装置宜设有强励限时复归接线。备用励磁装置输出强励顶值电压倍数应能调整,以满足选用的该发电机强励规范的要求。

10.5.6 当备用励磁装置代替工作励磁装置时,可不考虑该台发电机的自动电压调整器投入运行;但备用励磁装置投入运行后,应能使继电强行励磁装置投入。

10.5.7 备用励磁装置应设专用配电屏,安装在备用励磁装置附近。屏内母线和刀开关的工作电流,按备用励磁装置的额定电流选择。专用屏引出的电缆按最大一台发电机的最大工作励磁电流选择;距离较远时,还应校验强励时电缆上的电压降,其电压降不应超过备用励磁装置顶值电压的10%。

10.5.8 备用励磁装置专用屏上不宜装设事故跳闸按钮。

11 同步系统

11.0.1 发电厂和变电所宜采用单相同步系统。

11.0.2 发电厂的主控制室应装设带有闭锁的手动准同步装置和一套自动准同步装置。发电厂的单元控制室每台机组宜设一套自动准同步装置；同时，也可设一套带有闭锁的手动同步装置。

发电厂的网络部分控制、电力系统内需要经常解列、并列变电所的主控制室应装设带有闭锁的手动准同步装置或捕捉同步装置。

11.0.3 发电厂和装有同步装置的变电所内，下列断路器应能进行同步操作：发电机、发电机双绕组变压器组高压侧、发电机三绕组变压器各电源侧、母线分段、母线联络、旁路、一台半断路器接线的全部断路器。发电厂 35kV 以上系统联络线上、变电所的变压器各侧断路器及系统联络线上，可根据需要装设同步操作设备。

200MW 及以上机组的高压厂用电源切换宜采用同步闭锁措施。必要时也可采用同步操作设备。

若备用电源距系统电气距离很远，工作电源与备用电源相角差太大或非同一系统而进行电源切换时，应采取相应措施。

11.0.4 手动准同步装置宜选用组合式同步表，宜采用集中同步方式，也可采用分散同步方式。当采用集中同步方式时，同步设备宜装设在中央信号控制屏上。在该屏上能对任一被并列机组进行调速调压，并能对任一被并列设备进行同步操作。

11.0.5 同步系统的闭锁措施应符合以下规定：

- 1) 对被选择进行并列的断路器应有闭锁，每次同时只允许一个同步点进行同步操作；
- 2) 各同步装置之间应闭锁，只允许一套同步装置进入工作；
- 3) 进行手动调速（调压）时，应切除自动准同步装置的调速（调压）回路；
- 当在发电机控制屏上进行手动调速（调压）时，应切除集中同步屏上的手动调速（调压）回路；

自动准同步装置上的自动调速（调压）装置和集中同步屏上的手动调速（调压）装置，每次应只对一台发电机进行调速（调压）；

4) 自动准同步装置的同步转换开关，应具有“工作”、“断开”和“试验”三个位置，当在“试验”位置时，应切除出口回路。

11.0.6 当进、出线及母线上均装设电压互感器时，同步电压由断路器两侧电压互感器二次侧取得；如果有开环可能，当该环上某一电压互感器退出运行，断路器仍要求同步操作时，同步电压也可用“近区优先法”取得。

12 交流不停电电源系统（UPS）

12.1 系 统 配 置

12.1.1 发电厂 UPS 的负荷统计宜包括：

- DCS 或微机监测、监控系统；
- 锅炉灭火保护系统 FSSS；
- 汽轮机数字式电液控制系统 DEH；
- 给水泵汽轮机数字式电液控制系统 MEH；
- 炉膛火焰电视监视系统；
- 汽包水位电视监视系统；

- 汽机监视仪表；
 - 事故应急跳闸系统 ETS；
 - 火灾监测系统 RDS；
 - 汽机旁路系统；
 - 需辅助电源的变送器；
 - 扩音系统；
 - 其他自动和保护装置；
 - 电能计费系统；
 - MIS 和厂级管理计算机系统。
- 变电所用 UPS 的负荷统计宜包括：
- 微机监测、监控系统；
 - 电能计费系统；
 - 自动和保护装置；
 - 需辅助电源的变送器；
 - 火灾监测系统。

12.1.2 发电厂采用 DCS 控制时，每单元机组应配置 UPS。计算机监控的变电所、发电厂的网路部分计算机监控系统和辅助车间的计算机系统也可装设 UPS。

12.1.3 UPS 应为静态逆变装置。UPS 宜为单相输出。输出电压为 220V、50Hz、额定功率因数 0.8。当容量较大时或有三相电源的负载时，也可选用三相输出式。

UPS 输出的配电屏馈线应采用辐射状供电方式

12.1.4 UPS 正常运行时，发电厂宜由保安电源供电；变电所宜由所用电源供电。当输入电源故障消失或整流器故障时，宜由发电厂（变电所）蓄电池组经闭锁二极管供电。

12.1.5 UPS 的正常交流输入端、旁路交流输入端、由蓄电池馈线的输入端、逆变器的输入端和输出端以及 UPS 输出端应装设具有热、磁脱扣器的自动开关进行保护。

12.1.6 UPS 应配备必要的变送器、总报警信号与控制室或计算机系统相联系。

12.2 设备布置

12.2.1 UPS 主机及主配电屏应布置在通风良好的室内，交流配电屏宜布置在负荷集中的电子设备间。

12.2.2 UPS 设备应满足环境温度 $-5^{\circ}\text{C} \sim 40^{\circ}\text{C}$ 及相对湿度 95% 的要求。由于整流器、逆变器及旁路变压器运行中为发热器件，应布置在房间内，室内应加强通风、散热、防爆及防潮。

13 接地与抗干扰

13.1 常规二次回路和设备的接地

13.1.1 常规二次机柜的金属外壳、电缆的金属外铠和电缆设施的安全接地应符合现行 GBJ50065 的规定。

13.1.2 有交流电源输入的二次机柜应有工作接零。供电电缆中应含中性线芯。中性线芯不

应与二次机柜的金属外壳相连接。

当为三相五线制交流电源向二次机柜供电时，供电电缆中应含中性线芯和保护接地线芯。接地线芯应与二次机柜的金属外壳相连接。接地线芯的材料和截面应符合现行 GB 50065 的要求。

13.1.3 电流互感器二次绕组的接地

每组电流互感器二次绕组中性点应仅一点接地。

与其他电流互感器二次绕组无电路联系的电流互感器的二次绕组中性点宜在配电装置接地。

几组电流互感器二次绕组间有电路联系的保护回路，每组电流互感器二次绕组均应各经一根多芯电缆引至控制室或继电器室，在控制室或继电器室将其中性点线相联并一点接地。

13.1.4 电压互感器二次绕组的接地

电压互感器每组二次绕组的相线和中性线应在一根多芯电缆中引至控制室或继电器室。电压互感器每组开口三角二次绕组应在一根多芯电缆中引至控制室或继电器室。有电联系的电压互感器二次侧的接地应仅在一个控制室或继电器室经小母线相连一点接地，电压互感器二次绕组采用 B 相接地时，应在配电装置将二次绕组中性点经放电间隙或氧化锌阀片接地。

电压互感器接地线上不得串接熔断器或自动开关。

13.2 电子装置的逻辑接地

13.2.1 装有电子装置的屏柜，应设有供公用零电位基准点逻辑接地的总接地板。总接地板铜排的截面应不小于 100mm²。

13.2.2 当单个屏柜内部的多个装置的信号逻辑零电位点分别独立并且不需引出装置小箱（浮空）或需与小箱体连接时，总接地铜排可不与屏体绝缘；各装置小箱的接地引线应分别与总接地铜排可靠连接。各屏柜的总接地铜排应首末可靠连接成环网，并仅在一处引出与电力安全接地网相连。

13.2.3 当屏柜上多个装置组成一个系统时，屏柜内部各装置的逻辑接地点均应与装置小箱壳体绝缘，并分别引接至屏柜内总接地铜排。总接地铜排应与屏柜壳体绝缘。组成一个控制系统的多个屏柜组装在一起时，只应有一个屏柜的总接地铜排有引出地线连接至安全接地网。其他屏柜的绝缘总接地铜排均应分别用绝缘铜绞线接至有接地引出线的屏柜的绝缘总接地铜排上。

当采用没有隔离的 RS-232-C 从一个房间到另一个房间进行通信时，它们必须共用同一接地系统。如果不能将各建筑物中的电气系统都接到一个公共的接地系统时，它们彼此的通信必须实现电气上的隔离，如采用隔离变压器、光隔离、隔离化的短程调制解调器。

13.2.4 零电位母线应仅在一处用绝缘铜绞线或电缆就近连接至接地干线上（例如控制室夹层的环型接地母线上）。零电位母线与主接地网相连处不得靠近有可能产生较大故障电流和较大电气干扰的场所，例如避雷器、高压隔离开关、旋转电机附近及其接地点。

13.2.5 逻辑接地系统的接地线应符合以下规定：

1) 逻辑接地线应采用绝缘铜绞线或电缆，不允许使用裸铜线，不允许与其他接地线混用。

2) 逻辑接地绝缘铜绞线或电缆的截面应符合以下规定：

——零电位母线（铜排）至接地网之间：应不小于 35mm²；

- 屏间零电位母线间的连接线：应不小于 16mm²。
- 3) 逻辑接地线与接地体的连接应采用焊接，不允许采用压接。
- 4) 逻辑接地线的布线应尽可能短。

13.3 计算机系统的接地

13.3.1 计算机系统应有稳定、可靠的接地。

13.3.2 发电厂、变电所的计算机宜利用电力保护接地网，与电力保护接地网一点相连，不宜设置独立的计算机接地系统。当为中性点非直接接地系统或低压配电网时，电力保护接地网的接地电阻不能满足计算机接地电阻的要求时，应补充接地体。

13.3.3 计算机系统应设有截面不小于 100mm² 的零电位接地铜排，以构成零电位母线。零电位母线应仅由一点焊接引出两根并联的绝缘铜绞线或电缆，并于一点与最近的交流接地网的接地干线焊接。例如焊接至控制室电缆夹层的环形接地母线上。环形接地母线应与室外接地网可靠连接，室外接地网应至少有两处与主接地网相连。计算机零电位母线接入主接地网的接地点与大电流入地点沿接地导体的距离不宜小于 15m。

13.3.4 计算机系统内的逻辑地、信号地、屏蔽地均应用绝缘铜绞线或电缆接至总接地铜排，达到“一点接地”的要求。

13.3.5 主机及外设的接地方式如下：

- 1) 主机和外设机柜应与基础绝缘，对地绝缘电阻应大于 50MΩ，并与铜制电缆管、电缆槽道等绝缘；
- 2) 集中布置机柜的接地，应用绝缘铜绞线或电缆引接至总接地铜排；
- 3) 距离主机较远的外设（如 I/O 通道、CRT 控制台等）的接地，应用绝缘铜绞线或电缆直接引接至总接地铜排；
- 4) 打印机等电噪声较大的外设，可通过三孔电源插座的接地脚接地；
- 5) 继电器柜、操作台等与基础不绝缘的机柜，不得接到总接地铜排，可就近接地。

表 13.3.7 各种用途接地线的截面选择表

序号	连接对象	接地铜线最小截面 mm ²
1	总接地板—接地点	35
2	计算机系统地—总接地板	16
3	机柜间链式接地连接线	2.5
4	机柜与钢筋接地连接线	2.5
5	外设经三孔插头接地	按厂家提供电缆规范

注：

1. 表中接线采用绝缘铜绞线或电缆。
2. 计算机系统地包括逻辑地、信号地、屏蔽地。

13.3.6 计算机信号电缆屏蔽层的接地方式如下：

- 1) 当信号源浮空时，屏蔽层应在计算机侧接地；
- 2) 当信号源接地时，屏蔽层应在信号源侧接地；
- 3) 当放大器浮空时，屏蔽层的一端宜与屏蔽罩相连；另一端宜共模接地（当信号源接地时接信号地；当信号源浮空时接现场地）。

13.3.7 各种用途接地线的截面选择见表 13.3.7。

13.4 其他抗干扰措施

13.4.1 控制电源馈线不宜构成闭环运行。不应使地电位差串入二次回路。电缆通道应有均压措施。

-
-
- 13.4.2 二次回路中可能产生过电压时，应设放电消弧等措施。
- 13.4.3 电子回路的导体和电缆应尽可能远离干扰源，必要时应设置干扰隔离措施。
- 13.4.4 电子装置的电源进线应设必要的滤波去耦措施。
- 13.4.5 控制室、二次设备间、电子装置应有可靠屏蔽措施。
- 13.4.6 电缆的屏蔽层应可靠接地。

附录 A

(标准的附录)

本规程用词说明

- A.0.1 执行本规程条文时，要求严格程度的用词，说明如下，以便执行中区别对待。
- 1) 表示很严格，非这样做不可的用词：

——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作的用词：

——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用词：

——正面词采用“宜”；

——反面词采用“不宜”。
- 4) 表示有选择，在一定条件可以这样作的用词：

——采用“可”。
- A.0.2 条文中指明应按某些有关标准规范的规定执行时，一般写法为“应按……执行”或“应符合……要求或规范”。非必须按照所指的标准规范执行时，写法为“可参照……”。
- A.0.3 条文中条、款之间承上启下的连接用语一般采用“符合下列要求或规定”、“遵守下列规定”或“满足下列要求”。
- A.0.4 本规程中大容量机组是指单机容量为 200MW 及以上的机组；大型发电厂是指全厂总容量为 600MW 及以上的发电厂。

附录 B

(标准的附录)

控制室的屏间距离和通道宽度			mm
距 离 名 称	采 用 尺 寸		
	一 般	最 小	
屏正面至屏正面	1800	1400	
屏正面至屏背面	1500	1200	
屏背面至屏背面	1000	800	
屏正面至墙	1500	1200	
屏背面至墙	1200	800	

距 离 名 称	采 用 尺 寸	
	一 般	最 小
边屏至端	1200	800
主要通道	1600～2000	1400

- 注
1. 复杂保护或继电器凸出屏面时，不宜采用最小尺寸。
 2. 直流屏、事故照明屏等动力屏的背面间距不得小于1000mm。
 3. 屏背面至屏背面之间的距离，当屏背面地坪上设有电缆沟盖板时，可适当放大。
 4. 屏后开门时，屏背面至屏背面的通道尺寸，不得小于1000mm。

附 录 C
(标准的附录)

控制屏（屏台）上模拟母线的色别

序 号	电压等级 kV	颜 色	序 号	电压等级 kV	颜 色
1	直流	褐	11	交流 20	紫蓝
2	交流 0.10	浅灰	12	交流 35	鲜黄
3	交流 0.23	深灰	13	交流 63	橙黄
4	交流 0.38	黄褐	14	交流 110	朱红
5	交流 3	深绿	15	交流 154	大蓝
6	交流 6	深蓝	16	交流 220	紫
7	交流 10	绛红	17	交流 330	白
8	交流 13.8	浅绿	18	交流 500	淡黄
9	交流 15.75	绿	19	交流 1100	中蓝
10	交流 18	粉红			

- 注
1. 模拟母线的宽度宜为12mm。
 2. 励磁系统的直流回路模拟母线的色别同序号1。
 3. 变压器中性点引线的模拟母线的色别为黑色。

附 录 D
(标准的附录)
发电机变压器组数据 I/O 量

- D.0.1 开关量输入量
- 1) 发变组高压侧断路器位置（一台半断路器接线时包括两台断路器）。
 - 2) 主变压器进线及母线隔离开关位置。
 - 3) 主变压器进线接地刀闸位置。
 - 4) 主变压器中性点接地刀闸位置。

- 5) AVR 交、直流侧开关位置。
- 6) 工频手动调整励磁装置交、直流侧开关位置。
- 7) 高压厂用工作电源进线断路器位置。
- 8) 高压厂用备用电源进线断路器位置。
- 9) 高压启动/备用变高压侧断路器位置。
- 10) 高压启动/备用变高压侧隔离开关位置。
- 11) 高压启动/备用变高压侧接地刀闸位置。
- 12) 高压启动/备用变高压侧旁路隔离开关位置。
- 13) 主厂房低压变压器高、低压侧断路器位置。
- 14) 主厂房低压厂用母线备用进线断路器位置。
- 15) 主厂房低压备用变压器高、低压侧断路器位置。
- 16) 柴油发电机断路器位置。
- 17) 400V 保安电源进线断路器位置。
- 18) AVR 手动、自动、停用状态位置。
- 19) ASS 投、切位置。
- 20) 主变压器、厂用高压工作变压器、启动/备用变压器的冷却装置电源切换。
- 21) 设备异常信号。

D.0.2 SOE 量输入

- 1) 发电机变压器组保护动作。
- 2) 主变压器高压侧断路器跳闸。

D.0.3 开关量输出

- 1) 发电机变压器组高压侧断路器（一台半断路器接线时为两组开关量）的跳、合闸。
- 2) 远方操作隔离开关跳、合闸。
- 3) 合、跳 AVR 直流侧断路器。
- 4) 合、跳高压工作、备用电源进线断路器。
- 5) AVR 升/降压。
- 6) 工频手动励磁装置升/降压。
- 7) 主变压器通风冷却装置电源自动开关跳、合闸。
- 8) 各种自动装置和切换装置投/退。
- 9) 各级电压、手动隔离开关、接地刀闸的防误闭锁。

D.0.4 模拟量输入

- 1) 发电机定子三相电流、三线间电压、功率因数、频率（有功功率、无功功率可由计算机算出）。
- 2) 主励磁机电压、电流。
- 3) 永磁副励磁机电压。
- 4) 工频手动调整励磁装置输出电压。
- 5) 主变压器油温、绕组温度或铁芯温度。
- 6) 系统电网频率、高压母线电压。
- 7) 高压工作及启动/备用变压器电流、油温及绕组温度或铁芯温度。
- 8) 高压工作电源进线电流、母线电压。

-
- 9) 高压备用电源进线电流。
 - 10) 高压公用段母线电压。
 - 11) 启动/备用变压器电流、油温、绕组或铁芯温度。
 - 12) 单元低压变压器电流。
 - 13) 低压备用变压器电流。
 - 14) 单元 400V 母线电压。
 - 15) 公用 400V 母线电压。
 - 16) 柴油发电机电流、电压、频率、有功功率。
 - 17) 保安电源进线电流。
 - 18) UPS 输出电压、频率、电流。
 - 19) 直流母线电压。
 - 20) 充电器输出电流。

D.0.5 脉冲量输入

- 1) 发电机有功、无功电能。
- 2) 厂高变有功、无功电能。

附录 E

(标准的附录)

变电所及发电厂电网部分数据 I/O 量

E.0.1 开关量输入

- 1) 所有各级高压断路器、隔离开关、接地刀闸位置。
- 2) 400V 断路器位置：400V 所用母线分段断路器、所用变压器高、低压侧断路器、消防水泵电动机等需远方控制的 400V 电动机的断路器位置。
- 3) 直流系统主回路开关位置。
- 4) 主变压器中性点接地刀闸位置。
- 5) 并联电容器放电线圈处接地刀闸位置。
- 6) 有载调压变压器的调压开关位置。
- 7) 全所各安装单位本体设备异常信号、保护装置、自动装置异常信号。
- 8) 直流系统异常信号。

E.0.2 SOE 量

- 1) 主变压器、母线设备及线路保护动作、断路器跳闸。
- 2) 主变压器、通风冷却装置电源自动开关位置。

E.0.3 开关量输出

- 1) 各级高压断路器，需要远方操作的电动隔离开关跳、合闸。
- 2) 400V 断路器（所用变压器、分段、消防水泵和需远方控制的 400V 电动机）跳、合闸。
- 3) 主变压器通风冷却装置电源自动开关跳、合闸。
- 4) 有载调压主变压器的调压开关升/降。
- 5) 各种自动装置和切换装置的投/退。

- 6) 各级电压手动隔离开关、接地刀闸的防误闭锁。

E.0.4 模拟量输入

a) 330kV~500kV 母线和线路：

- 1) 单侧电源线路：三相电流，单向三相有功、无功功率。
- 2) 双侧电源及联络线路：三相电流，双向三相有功、无功功率，三相电压。
- 3) 一台半断路器接线各串上的断路器单相电流。
- 4) 母线电压互感器：单相或三相电压、频率。
- 5) 并联电抗器：三相电流。
- 6) 外桥断路器：三相电流，双向三相有功、无功功率。

b) 110kV~220kV 母线和线路：

- 1) 单侧电源线及用户线路：三相电流，单向三相有功、无功功率。
- 2) 侧电源及用户线路：三相电流，双向三相有功、无功功率。
- 3) 旁路断路器：与所代线路的模拟量相同。
- 4) 母联、分段、内桥断路器：三相电流。
- 5) 母线电压互感器：单相或三相电压、频率。
- 6) 外桥断路器：三相电流，双向三相有功、无功功率。

c) 10kV~63kV 母线、线路和无功补偿装置：

- 1) 单侧电源及用户线路：单相电流，单向三相有功、无功功率。
- 2) 双侧电源及用户线路：单相电流，双向三相有功、无功功率。
- 3) 旁路断路器：与所代线路的模拟量相同。
- 4) 母联、分段、内桥断路器：单相电流。
- 5) 母线电压互感器：单相电压。
- 6) 外桥断路器：单相电流，双向三相有功功率。
- 7) 母线绝缘监测：三相相电压。
- 8) 并联电抗器、电容器：单相电流。

d) 变压器和所用电：

- 1) 双绕组变压器：高压侧单相电流、单向三相有功（如有送、受电运行时，应为双向）、无功功率；低压侧三相电流（有无功补偿装置时）
- 2) 三绕组变压器和自耦变压器：
 - 高压侧单相电流，单向三相有功（如有送、受电运行时，应为双向）、无功功率；
 - 中压侧单相电流，单向三相有功、无功功率；
 - 低压侧单相电流（有无功补偿装置时为三相），单向三相有功、无功功率；
 - 公共绕组单相电流。
- 3) 三绕组或自耦联络变压器：
 - 高压侧单相电流，双向三相有功、无功功率；
 - 中压侧单相电流，双向三相有功、无功功率；
 - 低压侧单相电流（有无功补偿装置时为三相），单向三相有功、无功功率。
 - 公共绕组单相电流
- 4) 所用电：
 - 工作变压器高压侧单相电流、低压侧三相电流；

- 备用变压器高压侧单相电流、备用分支：单相电流；
- 400V 母线分段单相电流；
- 400V 母线电压互感器单相线电压；
- 所用电动机单相电流。

e) 直流系统

- 1) 蓄电池进线电压、正反向电流。
- 2) 充电进线电流、电压。
- 3) 浮充电进线电流、电压。
- 4) 直流母线电压。
- 5) 直流绝缘监视：正对地电压、负对地电压。

E.0.5 脉冲量

- a) 330kV~500kV 线路及并联电抗器：
 - 1) 单侧电源线路：正向三相有功、无功电能。
 - 2) 双侧电源及联络线路：正、反向三相有功、无功电能。
 - 3) 并联电抗器：正向三相无功电能。
- b) 10kV~220kV 线路
 - 1) 单侧电源线路：正向三相有功、无功电能。
 - 2) 双侧电源及联络线路：正、反向三相有功、无功电能。
- c) 变压器
 - 1) 双绕组变压器：高压侧正向三相有功、无功电能。
 - 2) 三绕组变压器和自耦变压器：
 - 高压侧正向三相有功、无功电能；
 - 中压侧正向三相有功、无功电能；
 - 低压侧正向三相有功、无功电能。
 - 3) 所用变压器：低压侧三相有功电能。
 - 4) 所用供电线：三相有功电能。

附 录 F
(标准的附录)

小 母 线 的 色 别

符 号	名 称	颜 色	符 号	名 称	颜 色
+ KM	控制小母线 (正电源)	红	YM-a	电压小母线 (A 相)	黄
- KM	控制小母线 (负电源)	蓝	YM-b	电压小母线 (B 相)	绿
+ XM	信号小母线 (正电源)	红	YM-c	电压小母线 (C 相)	红
- XM	信号小母线 (负电源)	蓝	YM-n	电压小母线 (零线)	黑
(+) SM	闪光小母线	红色、间绿			

注：本表为部标 JB616—1984 中规定的色别。

附录 G
(标准的附录)
小母线符号和回路标号

表 G1 小母线符号和回路标号

序号	小母线名称	原 编 号		新 编 号 一		新 编 号 二	
		文字符号	回路标号	文字符号	回路标号	文字符号	回路标号
(一) 直流控制、信号及辅助小母线							
1	控制回路电源	+ KM、- KM		L+、L-		+、-	
2	信号回路电源	+ XM、- XM	701、702	L+、L-		+ 700、- 700	7001、7002
3	事故音响信号 (不发通信时)	SYM	708			M708	708
4	事故音响信号 (用于直流屏)	ISYM	728			M728	728
5	事故音响信号 (用于配电装置时)	2SYM·Ⅰ 2SYM·Ⅱ、 2SYM·Ⅲ	727·Ⅰ 727·Ⅱ 727·Ⅲ			M7271 M7272 M7273	7271 7272 7273
6	事故音响信号 (发通信时)	3SYM	808			M808	808
7	预告音响信号 (瞬时)	1YBM 2YBM	709 710			M709 M710	709 710
8	预告音响信号 (延时)	3YBM 4YBM	711 712			M711 M712	711 712
9	预告音响信号 (用于配电装置时)	YBM·Ⅰ YBM·Ⅱ YBM·Ⅲ	729·Ⅰ 729·Ⅱ 729·Ⅲ			M7291 M7292 M7293	7291 7292 7293
10	控制回路断线预告信号	KDM·Ⅰ KDM·Ⅱ KDM·Ⅲ					
11	灯光信号	(-) XM	726			M726	726
12	配电装置信号	XPM	701			M701	701
13	闪光信号	(+) SM	100			M100	100
14	合闸	+ HM - HM		L+ L-		+ -	
15	“信号未复归”光字牌	FM PM	703 716			M703 M716	703 716
16	指挥装置音响	ZYM	715			M715	715
17	自动调整周波脉冲	1TZM 2TZM	717 718			M717 M718	717 718

续表

序 号	小母线名称	原 编 号		新 编 号 一		新 编 号 二	
		文字符号	回路标号	文字符号	回路标号	文字符号	回路标号
(一) 直流控制、信号及辅助小母线							
18	自动调整电压脉冲	1TYM 2TYM	Y717 Y718			M7171 M7181	7171 7181
19	同步装置超前时间整定	1TQM 2TQM	719 720			M719 M720	719 720
20	同步装置发合闸脉冲	1THM 2THM 3THM	721 722 723			M721 M722 M723	721 722 723
21	隔离开关操作闭锁	GBM	880			M880	880
22	旁路闭锁	1PBM 2PBM	880 900			M881 M900	881 900
23	厂用电源辅助信号	+ CFM - CFM	701 702	L + L -		+ 701 - 702	7011 7012
24	母线设备辅助信号	+ MFM - MFM	701 702	L + L -		+ 701 - 702	7021 7022
(二) 交流电压、同步和电源小母线							
25	同步电压 (运行系统)	TQM·I TQM·II					
26	同步电压 (待并系统)	TQM·I TQM·II					
27	同步发电机残压	TQM·I					
28	第一组或奇数母线段的电压	1YM·a 1YM·b 1YM·c 1YM·L 1SYM·c YM·N	A630 B630 C630 L630 S630 N630	L1 N L3 N		L1—630 L2—630 L3—630	A630 B630 C630 L630 S630 N630
29	第二组或偶数母线段的电压	2YM·a 2YM·b 2YM·c 2YM·L 2SYM·c YM·N	A640 B640 C640 L640 S640 N640	L1 N C3 N		L1—640 L2—640 L3—640 N	A640 B640 C640 L640 S640 N640
30	6~10kV 备用线段的电压	9YM·a 9YM·b 9YM·c	A690 B690 C690	L1 L2 L3		L1—690 L2—690 L3—690	A690 B690 C690
31	转角	ZM·a ZM·b ZM·c	A790 B790 C790	L1 L2 L3		L1—790 L2—790 L3—790	A790 B790 C790
32	低电压保护	1DYM 2DYM 3DYM	011 013 02			M011 M013 M02	011 013 02
33	电源	DYM·a DYM·n		L1 N		L1 N	
34	旁路母线电压切换	YQM·c	C712	L3		L3—712	C712

注：1. 表中交流电压、同步电压小母线的符号和标号，适用于电压互感器二次侧中性点接地、同步设备和接线采用单相制。扩建工程小母线的符号和标号一般按原工程接线配合。

2. 母线设备控制 (或继电器) 屏上有几组电压小母线时，可用以下标志加以区分：

6kV 或 10kV 系统为 1YM·a-6~1YM·L-6 等；

35kV 系统为 1YM·a-3~1YM·L-3 等；

110kV 系统为 1YM·a-11~1YM·L-11 及 1SYM·c-11 等；

220kV 系统为 1YM·a-22~1YM·L-22 及 1SYM·c-22 等；

330kV 系统为 1YM·a-33~1YM·L-33 及 1SYM·c-33 等；

500kV 系统为 1YM·a-50~1YM·L-50 及 1SYM·c-50 等。

附录 H
(标准的附录)
二次直流回路数字标号

表 H1 二次直流回路数字标号

序号	回路名称	原 数 字 标 号				新 编 号 一				新 编 号 二			
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
1	正源回路	1	101	201	301	101	201	301	401	101	201	301	401
2	负源回路	2	102	202	302	102	202	302	402	102	202	302	402
3	合闸回路	3~31	103~131	203~231	303~331	103	203	303	403	103	203	303	403
4	合闸监视回路	5	105	205	305					105	205	305	405
5	跳闸回路	33~49	133~149	233~249	333~349	133 1133 2233	233 2133 2233	333 3133 3233	433 4133 4233	133 1133 2233	233 2133 2233	333 3133 3233	433 4133 4233
6	跳闸监视回路	35	135	235	335					135 1135 1235	235 2135 2235	335 3135 3235	435 4135 4235
7	备用电源自动合闸回路	50~69	150~169	250~289	350~369					150~169	250~269	350~369	450~469
8	开关设备的位置信号回路	70~89	170~189	270~289	270~289					170~189	270~289	370~389	470~789
9	事故跳闸音响信号回路	90~99	190~199	290~299	390~399					190~199	290~299	390~399	490~499
10	保护回路	01~099 (或 11~199)								01~099 (或 0101~0999)			
11	发电机励磁回路	601~699								601~699 或 6011~6999			
12	信号及其他回路	701~999 (标号不足时可递增)								701~799 或 7011~7999			
13	断路器位置通信回路	801~809								801~809 或 8011~8099			
14	断路器合闸线圈或弹动机构电动机回路	871~879								871~879 或 8711~8799			
15	隔离开关操作闭锁回路	881~889								881~889 或 8810~8899			
16	发电机调速电动机回路	T991~T999								991~999 或 9910~9999			
17	变压器零序保护共用电流回路	J01、J02、J03								001、002、003			
18	变送器回路									A001~A999			
19	至微机系统数字量									DX01~DX999			
20	至闪光报警装置									S001~S999			

注:

1. 无备用电源自动投入的安装单位, 序号 7 的编号可用于其他回路。
2. 断路器或隔离开关为分相操动机构时, 序号 3、5、14、15 等回路标号后应以 A、B、C 标志区别。

附 录 I
(标准的附录)
二次交流回路数字标号

表 II 二次交流回路数字标号

序号	回路名称	原 回 路 标 号 组					
		用 途	A 相	B 相	C 相	中 性 线	零 序
1	保护装置及测量仪表电流回路	LH	A4001~A4009	B4001~B4009	C4001~C4009	N4001~N4009	L4001~L4009
2		1LH	A4011~A4019	B4011~B4019	C4011~C4019	N4011~N4019	L4011~L4019
3		2LH	A4021~A4029	B4021~B4029	C4021~C4029	N4021~N4029	L4021~L4029
4		9LH	A4091~A4099	B4091~B4099	C4091~C4099	N4091~N4099	L4091~L4099
5		10LH	A4101~A4109	B4101~B4109	C4101~C4109	N4101~N4109	L4101~L4109
6		29LH	A4291~A4299	B4291~B4299	C4291~C4299	N4291~N4299	L4291~L4299
7		1LLH					LL411~LL41
8		2LLH					LL421~LL42
9	保护装置及测量仪表电压回路	YH	A601~A609	B601~B609	C601~C609	N601~N609	L601~L609
10		1YH	A611~A619	B611~B619	C611~C619	N611~N619	L611~L619
11		2YH	A621~A629	B621~B629	C621~C629	N621~N629	L621~L629
12	经隔离开关辅助触点或继电器切换后的电压回路	6~10kV	A(C,N)760~769,B600				
13		35kV	A(C,N)730~739,B600				
14		110kV	A(B,C,L,S-C)710~719,N600				
15		220kV	A(B,C,L,S-C)720~729,N600				
16		330(500)kV	A(B,C,L,S-C)730~739,N600[A(B,C,L,S-C)750~759,N600]				
17	绝缘检查电压表的公用回路		A700	B700	C700	N700	
18	母线差动保护共用电流回路	6~10kV	A360	B360	C360	N360	
19		35kV	A330	B330	C330	N330	
20		110kV	A310	B310	C310	N310	
21		220kV	A320	B320	C320	N320	
22		330(500)kV	A330(A350)	B330(B350)	C330(C350)	N330(N350)	
序号	回路名称	新 回 路 标 号 组					
		用 途	A 相	B 相	C 相	中 性 线	零 序
1	保护装置及测量仪表电流回路	T1					
2		T1—1					
3		T1—2					
4		T1—9					
5		T2—1					
6		T2—9					
7		T11—1					
8		T11—2					

续表

序号	回路名称	新回路标号组一					
		用途	A相	B相	C相	中性线	零序
9 10 11	保护装置及测量仪表电压回路	T1 T2 T3					
12 13 14 15 16	经隔离开关辅助触点或继电器切换后的电压回路	6~10kV 35kV 110kV 220kV 330(500)kV					
17	绝缘检查电压表的公用回路						
18 19 20 21 22	母线差动保护共用电流回路	6~10kV 35kV 110kV 220kV 330(500)kV					
23 24	未经切换的电压互感器回路	TV01 TV09	A611~A619 A691~A699	B611~B619 B691~B699	C611~C619 C691~C699	L611~L619 L691~L699	N611~N619 N691~N699
序号	回路名称	新回路标号组二					
		用途	A相	B相	C相	中性线	零序
1 2 3 4 5 6 7 8	保护装置及测量仪表电流回路	T1 T1—1 T1—2 T1—9 T2—1 T2—9 T11—1 T11—2	A11~A19 A111~A119 A121~A129 A191~A199 A211~A219 A291~A299 A1111~A1119 A1121~A1129	B11~B19 B111~B119 B121~B129 B191~B199 B211~B219 B291~B299 B1111~B1119 B1121~B1129	C11~C19 C111~C119 C121~C129 C191~C199 C211~C219 C291~C299 C1111~C1119 C1121~C1129	N11~N19 N111~N119 N121~N129 N191~N199 N211~N219 N291~N299 N1111~N1119 N1121~N1129	L11~L19 L111~L119 L121~L129 L191~L199 L211~L219 L291~L299 L1111~L1119 L1121~L1129
9 10 11	保护装置及测量仪表电压回路	T1 T2 T3	A611~A619 A621~A629 A631~A639	B611~B619 B621~B629 B631~B639	C611~C619 C621~C629 C631~C639	N611~N619 N621~N629 N631~N639	L611~L619 L621~L629 L631~L639
12 13 14 15 16	经隔离开关辅助触点或继电器切换后的电压回路	6~10kV 35kV 110kV 220kV 330(500)kV	A(C,N)760~769,B600 A(C,N)730~739,B600 A(B,C,I,S-C)710~719,N600 A(B,C,I,S-C)720~729,N600 A(B,C,I,S-C)730~739,N600[A(B,C,L,S-C)750~759,N600]				
17	绝缘检查电压表的公用回路		A700	B700	C700	N700	

续表							
序号	回路名称	新 回 路 标 号 组 二					
		用 途	A 相	B 相	C 相	中 性 线	零 序
18	母线差动保护 共用电流回路	6~10kV	A360	B360	C360	N360	
19		35kV	A330	B330	C330	N330	
20		110kV	A310	B310	C310	N310	
21		220kV	A320	B320	C320	N320	
22		330(500)kV	A330(A350)	B330(B350)	C330(C350)	N330(N350)	
23	未经切换的	TV01	A611~A619	B611~B619	C611~C619	L611~L619	N611~N619
24	PT 回路	TV09	A691~A699	B691~B699	C691~C699	L691~L699	N691~N699

注：在设计中序号 330kV 系统的 13、16 和序号 19、22 的标号需要加以区分时，330kV 系统的序号 13 和 22 的标号相应改为 A(B、C、L)750~759 和 A350、B350、C350。

附 录 J
(提示的附录)

AVR 的性能和 AVR 控制下励磁系统的性能

- J.0.1** AVR 应保证发电机空载端电压能在（70%~110%）额定电压范围内稳定、平滑地调节。电压的分辨率应不大于额定电压的 0.2%~0.5%。
- J.0.2** 发电机空载运行状态下，AVR 的给定电压变化率应不大于 1% $U_{e/s}$ （ U_e 为发电机额定电压），应不小于 0.3% $U_{e/s}$ 。
- J.0.3** AVR 应保证发电机端电压的调差率能在下列范围内均匀地整定：
- 电子型 AVR：±10%。
 - 电磁型 AVR：±5%。
- J.0.4** AVR 应保证发电机端电压的静差率：
- 电子型 AVR：<1%。
 - 电磁型 AVR：<3%。
- J.0.5** 发电机空载额定电压工况下，当电压给定阶跃响应为 ±10% 时，AVR 应保证发电机端电压的超调量：
- 常规励磁系统：应不超过阶跃量的 50%。
 - 快速励磁系统：应不超过阶跃量的 30%。
 - 过渡过程电压振荡不应超过 3 次，调节时间不应超过 10s。
- J.0.6** 当发电机突然零起升压时，AVR 应保证其端电压超调量不得超过额定值的 15%，电压摆动不得超过 3 次，调节时间不应超过 10s。
- J.0.7** 当发电机空载运行状态下频率变化 1% 时，AVR 应保证发电机端电压不大于下列规定：
- 电子型 AVR：±0.25%。
 - 电磁型 AVR：±2%。
- J.0.8** 大型发电机的 AVR 应为集成电路或微机型，并具有下列性能：
- 宜能实现与自动准同步装置（ASS）和数字式电液调节器（DEH）之间的通信接

□。

——应配备有以电压差为判据的交流调节器（ACR）和发电机励磁电流为判据的直流调节器（DCR）和相应的平衡切换电压表。

——应附有过励、低励、V/Hz 限制和保护，最低励磁限制动作的整定值应能先于励磁自动切换和失磁保护的动作。

——应附有当硅整流器柜快速熔断器熔断、冷却电源停电、部分整流柜退出时的励磁电流限制。

——应设有测量电压回路断相、触发脉冲丢失和强励时的就地 and 远方信号。

——电压回路断相时应闭锁强励。

J.0.9 高起始响应励磁系统的 AVR 应配备电力系统稳定器（PSS）。输电距离长和 200MW 及以上的新装机组上也应配备 PSS。PSS 应配备必要的保护和限制器。

J.0.10 无刷励磁系统的 AVR 应配备励磁系统接地的自动检测器。

.....

火力发电厂、变电所二次接线 设计技术规程

DL/T 5136—2001

条文说明

目 次

3 术语、代号	1501
4 总则	1501
5 控制方式	1502
6 控制室及其屏（屏台）的布置	1503
6.1 总的要求	1503
6.2 主控制室和网络控制室的布置	1504
6.3 单元控制室的布置	1505
6.4 控制屏（屏台）及继电器屏的屏面布置	1505
7 二次回路设计的基本要求	1506
7.1 常规控制系统	1506
7.2 常规信号系统	1507
7.3 常规测量系统	1507
7.4 交流电流、电压回路	1508
7.5 发电厂电气系统的计算机监控	1512
7.6 变电所和发电厂网络部分的计算机监控	1513
8 控制室控制的各安装单位的接线	1515
8.1 发电机	1515
8.2 变压器和并联电抗器	1515
8.3 送电线路	1516
8.4 电容补偿装置	1516
8.5 母线设备	1517
8.6 厂（所）用电源	1517
8.7 故障录波装置	1518
9 二次回路设备的选择及配置	1519
9.1 控制和信号设备的选择	1519
9.2 二次回路的保护设备	1520
9.3 小母线和二次回路标号	1521
9.4 端子排	1521
9.5 控制电缆	1522
10 励磁系统	1523
10.1 一般规定	1523
10.2 直流励磁机励磁系统	1527
10.3 交流励磁机励磁系统	1527
10.4 静止励磁系统	1529
10.5 备用励磁系统	1530
11 同步系统	1530
12 交流不停电电源系统（UPS）	1532

12.1	系统配置.....	1532
12.2	设备布置.....	1534
13	接地与抗干扰	1534
13.1	常规二次回路和设备的接地.....	1534
13.2	电子装置的逻辑接地.....	1535
13.3	计算机系统的接地.....	1536
13.4	其他抗干扰措施.....	1537

3 术语、代号

列出本规程中主要的术语、代号。列出的原则是避免混淆、误解和便于简化说明。

4 总 则

4.0.1 本条中规定了火力发电厂、变电所二次接线设计中应遵守的基本原则，内容包括控制、信号、测量表计、继电保护、自动装置以及电源配置等。阐明了使用标准设计、典型设计的必要性。

根据多次修订讨论会议的精神，确定了二次接线设计的基本原则是：“安全可靠、技术先进、经济适用、符合国情”。这四个方面各有独立的内涵，但又相互制约，处理恰当也能相互促进。

可靠性包括两个含义，即不误动和不拒动。对于调节回路则是不拒调不误调。对于发电厂、变电所二次接线设计而言，可靠性是首要的。提高可靠性应贯彻于整个设计中，如正确设计电路、合理选择参数、配备可靠电源、处理好设备安装的气象和电磁环境等。必要时设置闭锁、连动、双通道回路，甚至用三取二电路来防止拒动和误动。

当前二次接线设计开发及采用先进技术具有广阔的领域。发电厂集散控制系统设计中如何高度分散、节约控制电缆，控制如何提高集中和自动化的水平实现有效的技术经济管理；220kV 终端变电所和 110kV 及以下的无人值班变电所以及城网改造中如何以崭新的面貌来改造，都是二次接线设计革新的课题。先进技术生命力体现在技术、经济的合理性，而且要有一定的超前观点去看待。采用先进技术的步骤应是先试点，后推广，避免大面积出现重复性技术问题，从而少交学费。

由于我国是一个发展中的大国，不但应与国际标准接轨，而且要少花钱，办好事。所以要经济适用，符合国情。引进技术要国产化，涉外工程与国内工程要区别对待，设计方案要为主人所乐于接受。

二次接线设计是一项复杂的系统性工程，往往牵一发而动全身，对各部分之间的连锁反应要特别注意。所以二次接线的标准设计、典型设计显得特别需要。目前计算机辅助设计(CAD)大大地为此创造了有利条件，这是提高设计质量、简化和加快二次接线设计的最佳途径。

4.0.2 “电压 250V 以上的回路不宜进入控制和保护屏”是指正常运行时对地的电压。此规定的目的是保证人身安全。

220V 直流系统充电状态、励磁系统、380/220V 中性点非直接接地的交流电源系统以及 380/220V 中性点经高电阻接地系统的线间电压均有可能超过 250V，但正常运行中对地电压不超过 250V。只有当这些电源系统产生一点接地时另一点对地电压可能超过 250V。但此时多有接地报警，自动或人为切除接地故障。可认为这些电源对地电压不超过 250V。但为了安全，采用 380V 中性点不接地电源时，最好经隔离变压器后接入控制和保护屏。上述电源的测量回路也尽可能经变送器或电压互感器后再接至控制和保护屏。

5 控制方式

5.0.1 本条按机组容量不同规定了采用单元控制室控制方式或主控制室控制方式。单机容量为 100MW 及以下的小型发电厂，宜采用主控制室的控制方式；单机容量为 125MW 机组的大、中型发电厂，宜采用单元控制室的控制方式；单机容量为 200MW 及以上的大型发电厂，应采用单元控制室的控制方式。

一般情况下不推荐设置电气网络控制室。只有当技术经济合理时，也可另设网络控制室。

5.0.2 为提高火力发电厂整体自动化水平，为机炉电运行统一管理的实施创造条件，单机容量为 300MW 及以上机组的单元控制室内电气设备的控制宜采用分散控制系统（DCS），实现以 CRT、键盘为主的监控方式，从而对炉、机、电进行全面的监控，达到单元控制室内集中、统一、协调的控制格局。

单元控制室由 DCS 实现监测和控制的电气设备项目应包括发电机变压器组，厂用电源系统，主厂房内主要高、低压交流电动机和直流电动机。

采用与热工合用 DCS 方案的优点是单元性强。从一般性概念讲，锅炉、汽机、发电机三大主机同等重要，同在一个计算机网络中监控，特别是国内运行人员素质提高后，炉、机、电统一由 1~2 个值班员负责，有利于提高效率和管理水平。但是，从已经运行的工程中发现，电气专业的监控要求与热工专业的监控要求有很多是不同的。如发生电气故障（开关跳闸等），要求推出相关画面，并在相应画面上出现对应的报警信号等，使运行人员很快掌握事故情况。而热工的要求不一样，如一台给水泵事故掉闸，不要求推出相关画面，因为运行人员关心的不是给水泵的跳闸画面，而是关心汽包水位的变化情况。因而，DCS 设计时，应满足热工、电气不同专业的功能要求。

本条文规定了“电力网络部分电气元件的控制宜采用计算机监控或强电控制接线”。计算机特别是微处理机在电力系统中的应用，为网络控制室常规监控系统的改进，提高网络控制的自动化水平，提供了先进而有效的技术手段。计算机技术发展到了今天，网络部分的所有信息处理工作，都可以由计算机或微处理机来承担。现在，网络部分监控用计算机来实现的越来越普遍，从而，有效地完善了监控系统的功能，提高了运行的可靠性，适应技术的发展趋势。强电控制接线，有长期的运行经验，基本上满足可靠性要求，故仍保留该方式。

5.0.3 考虑到主厂房内互为备用的低压厂用变压器的重要性，本条规定了应在单元控制室内控制，以便在处理事故时，有利于运行操作。

条文中明确规定了应在第一单元控制室的电力网络部分或网络控制室内控制的设备和元件。此外，还应有各单元发电机变压器组及启动/备用变压器高压断路器的位置信号和必要的表计。必要的表计通常包括，发电机一相电流表、一个相间电压表、有功功率表、锅炉压力表和主蒸汽温度表、启动/备用变压器高压侧一相电流表。

5.0.4 本条规定了应在主控制室内控制的设备元件。由于中、小机组也有发电机变压器组接线，因而本文推荐发电机变压器组也应在主控制室内控制。

5.0.5 目前变电所的值班方式有两种，一种是有人值班方式，即在变电所设值班人员，由值班人员对变电所实行控制；还有一种是无人值班方式，即在变电所不设值班人员，由调度

中心通过远动装置实行遥控、遥测、通信和遥调。

目前,在 35kV~110kV 变电所已广泛采用了无人值班方式。

根据设计运行经验,设计无人值班变电所应具备以下条件:

1) 变电所设备可靠性要高。

2) 变电所的设备要具有可控性:

——断路器、隔离开关、接地器、所用电和直流系统的主要开关设备等,应配备电动操作机构。

——需要远方或自动控制的油系统、水系统、气系统的各种阀门、需配备电动操作机构;

——继电保护和自动装置应能远方整定和复归;

——要考虑变压器的自动灭火和各房间的自动消防装置以及其他的自动控制装置。

3) 变电所的无人值班要与所在电力系统的自动化水平和管理水平相适应。

4) 无人值班的变电所距离系统的维护中心不能太远,以便能及时处理事故,减少停电损失。

在本条中规定了“220kV 枢纽变电所、330kV~500kV 变电所,宜采用计算机监控”。目前,国内已有多个变电所采用了计算机监控,这是发展趋势。无人值班变电所的控制方式,见《35~110kV 无人值班变电所设计规程》。

5.0.6 本条规定了各设备和元件的继电保护装置和电能计量装置的安装地点。推荐“在二次设备采用分散布置时,继电保护装置和电能计量装置,也可布置在二次设备间。”

目前,已建成的 500kV 变电所的二次设备布置有二种方式:集中布置和分散布置。集中布置即传统的布置方式,将变电所中所有的控制、保护和自动装置,都集中布置在主控制室内。分散布置即在 500、220kV 配电装置设二次设备间,将该配电装置各安装单位的二次设备,布置在二次设备间。二次设备间内可设监控系统的信息采集终端,担负该二次设备间有关的模拟量、开关量、脉冲量等信息的采集和预处理。处理后的信息通过计算机电缆或光缆构成的数字信息通道传至主控制室。实现变电所的综合自动化。

5.0.7 本条文对二次设备间提出了要求。二次设备间的环境条件应满足继电保护装置和控制装置的安全可靠要求,要有良好的电磁屏蔽措施。

5.0.8 本条规定了发电厂和变电所就地控制的设备和元件。对于大容量机组,交流事故保安电源和交流不停电电源是非常重要的设备,这些设备都采用就地控制方式,对一些重要信号及仪表参数应传至控制室,便于运行人员及时掌握和处理。

5.0.9 直流主屏靠近蓄电池室布置,其目的是缩短联络电缆长度,减少电压降。充电设备宜与直流主屏布置于同一房间,便于运行操作。

直流分配电屏宜布置在负荷中心处,目的是缩短馈线电缆,减少回路电压降和便于操作。

6 控制室及其屏(屏台)的布置

6.1 总的要求

6.1.1 中、小型发电厂或变电所的主控制室或大型发电厂在靠近高压配电装置设置的网络

控制室，均应按照设计规划容量在第一期工程中一次建成，以免扩建施工时影响现有设备的安全运行。

单元控制室按两机一控设计时，必须在该单元第一台机组安装时一次建成。

单元控制室的布置地点应与机务、热控等专业密切配合，共同决定。决定单元控制室的位置时，电气专业的辅助设备，如直流设备、火灾报警及消防设施等应综合考虑。

6.1.2 确定控制室的布置时，应与建筑、照明、暖通、系统保护和远动通信等专业相互配合，使建成的控制室既便于运行管理又经济实用、美观大方。设计控制室时应注意其朝向及与配电装置的相对位置，以便于采光、巡视和节约控制电缆。

控制室内屏（屏台或台）的布置应尽量使屏（屏台或台）间以及与其他设备间连接的控制电缆根数最少、长度最短、敷设时交叉最少。

6.1.3 控制室内的屏间距离和通道宽度要能便于运行、维护和设备调试，可参照附录 B；当控制室的某壁有凸出物或柱子时，应按屏与这些凸出部分的实际距离校验。

——对封闭式结构的屏，因屏后要开门，屏背面对屏背面的通道尺寸可增大为 1000mm。

——控制室安全通道的布置要有利于防火和紧急事故时人员的安全疏散，应设置不少于两个出入口。对主控制室及网控室，其中一个门可通过室外扶梯。出入口要考虑防尘、防噪等措施，以保证有较好的运行、维护条件。

——屏前接线的屏可以靠墙布置。

6.1.4 控制室的布置应注意留有适当的备用屏（屏台或台）位置，避免给工程扩建造成困难。

6.1.5 在常规控制方式下，控制屏（屏台）与被控制对象在配电装置间隔排列顺序相对应，不但可达到运行管理概念清晰，避免误操作；而且可使二次电缆交叉最少，电缆长度最短。

6.1.6 控制屏（屏台或台）面上的模拟母线应当清晰、连贯。当采用计算机监控时，CRT 的显示画面接线应与实际布置相对应，模拟母线的色别参照附录 C 的规定。

6.1.7 在常规控制方式下，控制屏（屏台或台）的型式较多，应选用防尘性能好，结构合理，便于调试、检修，外型尺寸符合国标要求的屏（屏台或台）。当为单个屏时宜选用宽 800mm、深 600mm、高 2200mm 的屏。

由于近几年计算机技术的飞速发展，其可靠性也大大提高，电厂采用计算机一般都是冗余配置，当采用计算机监控方式时，硬操后备（除个别以外）基本不设，所以可取消常规控制屏，只设操作员站及辅助屏。

6.1.8 本条文是为了防止非值班人员误碰或误操作控制设备。

6.2 主控制室和网络控制室的布置

6.2.1 发电厂有 330kV～500kV 电压级时的网络控制室和 330kV～500kV 变电所的主控制室，宜采用控制屏和继电器屏分隔在两室布置的方式。因上述控制室屏数一般较多，两室分开，可改善值班人员的工作条件，控制室的通风、采暖和照明设施等也可考虑得完善一些。对继电器室，两室分开后，平常来往人少，不仅对调试人员的干扰减少，也可使室内的灰尘减少，对继电器及电子设备运行有利。

对不设网络控制室的发电厂，为了节约电缆，在配电装置内设二次设备间。

6.2.2 发电厂主控制室主环一般采用 U 型布置。为了便于运行监视，当主环正面屏（屏台

或台)总长度超过6m时,宜采用弧型布置。主要的电气设备的控制屏(屏台或台)应放在主环的正面,以便于运行人员监视、操作。

当主控制室设计计算机监控时,主控制室的面积可大大减小,其布置宜按操作员站和辅助屏的方式布置。

6.2.3 变电所及网络控制室的布置应根据工程规模决定主环正面布置。主环一般采用直列式布置。为了便于运行监视,当主环正面屏(屏台)总长度超过7m时,宜采用弧型布置。

线路并联电抗器、串联补偿电容器及无功补偿装置的控制屏应根据规划确定布置在主环正面或侧面。

一个半断路器接线一般用于220kV以上的系统,其重要性要求它布置在主环正面。一个半断路器接线的中间断路器为一串元件(进出线)共用,其二次接线互相关联,故将全部设备(包括进出线断路器和母线设备)按一个整体考虑,合理布置在控制屏上,这样,便于运行监视与操作,也可减少控制电缆的交叉。

6.2.4 不论是发电厂或变电所的电气主控制室还是网络控制室,电度表屏及记录仪表屏都应布置在抄表方便的地方。

6.3 单元控制室的布置

6.3.1 同一单元控制室中两台机组的主机控制屏宜按炉机电、炉机电的顺序排列布置。两台机组控制屏布置完全对应,可减少误操作,并有利于运行人员的培训和替换。同时两台机组的设计、制造可以用一套图纸,比较简单。一般两台机组共用一套公用设备,电气设备相对集中布置可减少运行值班人员。为达到电气设备相对集中,减人增效的目的,也可采用炉机电、电机炉顺序排列布置。

对于厂用电源控制屏,习惯的做法是高压厂用电源系统和发电机布置在一块屏上,低压厂用电源系统,如果主屏上有位置,也可布置在主屏上。如在主屏上布置有困难,则可将厂用电源控制屏布置在控制室的一侧或后排。

网控屏放在第一单元控制室时,为了使电气监控相对集中,网控屏布置在两机中间的位置为宜。如为一机一控,则网控屏布置在主环的一侧。

在DCS控制方式下,操作员站及辅助屏的布置需与热控专业统筹协商确定。

6.3.2 单元控制室的控制屏(屏台或台),应与热控专业协调,尤其是BTG屏更应统一配套。应做到控制屏(屏台或台)的外形尺寸和色彩一致。

当电气部分的保护屏、自动装置屏、计算机监控设备等布置在继电器室或电子设备间时,继电器室、电子设备间应靠近控制室。这样既节省二次控制电缆又有利于管理运行。

6.4 控制屏(屏台)及继电器屏的屏面布置

6.4.1 控制屏光字牌宜布置在屏的上部,显示更为醒目。测量表计布置在光字牌下面居屏的中间位置,指针更为清晰准确。

现在,大部分电厂及变电所采用屏台分开设辅助屏的结构。这种布置视野广阔,更有利于值班人员的操作与监视,但控制室面积较大,屏间电缆增多。故当主接线复杂而控制室布置有条件时,可采用这种方式。当采用这种方式时,将经常监视的常测仪表、同步表计和操作设备等布置在屏台上,而将一般测量仪表,光字牌及断路器、隔离开关的位置指示器布置在辅助屏上。

6.4.2 在 DCS 控制下，必要的光字牌、测量表计及其他显示设备应布置在辅助屏上。在应急情况下，为了运行人员操作方便，用于安全停机的应急操作按钮布置在计算机操作台上。

6.4.3 当主设备要求装设两组主保护时，应使两组主保护设备和出口跳闸回路完全独立、任一主保护检修、调试时，另一组主保护可不受影响地可靠运行。因此宜将两组主保护分别装设于不同的保护屏上。

7 二次回路设计的基本要求

7.1 常规控制系统

7.1.1 “控制开关具有固定位置的接线”指操作人员完成控制指令后，控制开关触点便固定于完成指令后的位置，控制开关触点的此位置起到了指令记忆的作用，用以在断路器自动变位（自动合闸或自动跳闸）时发出不对应报警信号。此接线用于有人值班方式。

“控制开关具有自动复位的接线”指操作人员完成控制指令后，控制开关触点便自动断开。断路器的位置由位置继电器或断路器的辅助触点来代表。另设位置记忆继电器。当位置继电器和位置记忆继电器触点不对应时，发出报警信号。此接线用于无人值班遥控方式。

7.1.2 本条规定了断路器控制回路设计的四项基本要求。其中前两款与 7.1.1 条有密切联系。第 3 款可由设计或制造厂成套完成。第 4 款是保证经济性。

7.1.3 双灯制灯光监视接线在我国广泛应用，符合运行习惯。330kV~500kV 变电所规模大，所以也可采用单灯音响接线。由于电力系统不推荐单相运行，分相断路器设有“三相不一致”位置信号，单相重合闸过程仅为短暂过程，所以不推荐布置困难的六灯制接线。

7.1.4 本条适用于 6kV~35kV 配电装置。

7.1.5 本条规定了对具有两组独立跳闸系统的断路器的控制电源供电原则。目的是使两系统互不影响，提高可靠性。

7.1.6 本条规定了对分相操动机构的断路器控制原则。其中“不同相断路器位置触点串并联解除重合闸的附加回路”的示意图如下：

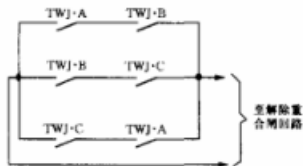


图 1 不同相断路器位置触点串并联解除重合闸的附加回路
TWJ—断路器跳闸位置继电器的常开触点；
A、B、C—断路器跳闸位置继电器的相别

最后一句中“三相联动的断路器”指有条件时宜为机械联动，困难时也可电气联动。

7.1.7 本条规定了一台半断路器接线的安装单位的划分原则。

7.1.8 330kV 及以上电压等级的隔离开关开断时电弧和焊渣威胁人身安全。远方操作指远离隔离开关下部，即在控制室或配电装置的其他构架上装设控制按钮。就地操作指在隔离开关操动机构或机构操动箱上操作。本条还规定了需设防电气误操作措施，可为机械、电气或计算机方式。防误操作电源单独设置的目的是为避免该回路接地时影响控制、保护回路。

7.1.9 液压和弹簧操动机构的断路器，制造厂都配备有这些闭锁，设计中仅作外部接口的连接。但制造厂的观点偏重保证断路器安全，设有压力降低至规定值后自动断开断路器的接

线；此方式不宜在电力系统中使用。

7.1.10 设计图纸中标明该类继电器的极性，可提示制造厂或现场接线时注意，防止接错而使功能失效。

7.2 常规信号系统

7.2.1 本条规定了不同情况下中央信号装置的设置原则。

7.2.2 本条规定了中央信号接线及功能的基本要求。

7.2.3 两种方式中，前者性能好，但价格贵。

7.2.4 本条主要指具有马赛克控制屏、台的情况。

7.2.5 本条后一句针对 330kV~500kV 大型变电所情况。

7.2.6 为了简化中央信号接线，将瞬时预告和延时预告信号合并，改为短延时预告信号。对于过负荷信号则应设单独的时间元件后，接入预告信号。这是因每次短路切除后，因过负荷元件整定值较低，即使该回路电流不超过额定电流，电流元件也会不返回，也会造成误发一次过负荷信号。

7.2.7 因 330kV~500kV 变电所规模大，所以预告信号宜分区装设，便于尽快发现信号。

7.2.8 直流系统非常重要且网络庞大，所以事故信号（例如浮充整流器事故跳闸等）及预告信号（如接地）需重复动作。直流屏装设在主环外时，应有远方总信号，直流屏上还应得分信号。这样可达到及时发现故障和节约电缆的目的。

7.2.9 本条主要针对 10kV~35kV 配电装置。

7.2.10 倒闸操作的隔离开关，在控制室装设位置指示器，可使运行人员监视运行状态。

7.2.11 事故分析光字牌便于运行人员快速判断事故性质及重要性，处理事故简捷。设掉牌未复归小母线则可不必将保护动作的所有信号都发光字牌，可使接线简化。

7.2.12 本条适用于地区电网的小型电站。

7.3 常规测量系统

7.3.1 该规程是电测量和电能计量设计的专门规程，也是本规程引用标准之一。

7.3.2 当采用变送器时，应兼顾常规仪表、计算机及遥测三方面的技术要求，宜共用变送器。当变送器输出容量不够或需隔离时，可采用模拟量扩容回路。

7.3.3 在线检测可包括发电机定子铁芯局部过热、漏氢、轴系扭振、绕组及铁芯气体离子分析仪等。这些装置与继电保护和电力系统密切相关，集中装设在电气屏上，可使系统更为协调。

7.3.4 目的是便于监视直流系统运行状态。

7.3.5 当符合 7.3.2 条的规定时，则采用变送器。

110kV 及以上的电流互感器的额定二次电流有 5A 及 1A 两种产品。一般宜选用 1A 产品，这样可降低电流互感器二次负载容量，选用较小的电缆截面。继电保护、测量仪表、变送器均有 1A 及 5A 产品与之配套。

110kV 以下的电流互感器因受二次侧开路电压、仪表保安系数等因素的影响，目前多仅有二次额定电流为 5A 的产品。

7.3.6 常测表装于屏上，表计尺寸可稍大，便于监视。选测表装于台上便于操作。

7.3.7 本条规定的目的是防止电流互感器二次侧开路。

7.4 交流电流、电压回路

7.4.1 电流互感器的选择原则：

第1款 本款的技术要求在一次设备选择中确定。

第2款 取消电流互感器10%误差曲线的有关规定，并非用按10%误差曲线校验继电保护用电流互感器二次负载的方法不科学，而是因为按国际标准IEC的规定，继电保护用电流互感器仅列出其极限准确倍数、额定二次负载及电流误差，制造厂可不再提供10%误差曲线。这两种方法实质上是一致的，并无原则性差别。但IEC的方法实用时比较简单，故使用IEC标准。使用IEC标准的前提必须是额定二次负载阻抗不超过电流互感器的额定二次负载。这些阻抗包括继电保护电流元件阻抗、二次电缆阻抗和接线接触电阻。从这方面看，在一次短路电流对电流互感器额定电流之比不大时，应用10%误差曲线的方法，有可能选更小截面的电缆，而不必将总阻抗限制在电流互感器额定二次负载阻抗之内。这是10%误差曲线更严密的优点之一。但在目前看，继电保护固态化、微机化的结果，阻抗都大为降低；加之高压、超高压系统的电流互感器二次额定电流可选为1A，中、低压电流互感器一次短路电流倍数都不会太大，用10%误差曲线来确定二次电缆截面的优点已不太突出，故取消10%误差曲线的规定。

在此说明如下几点：

1) 国内已生产出用于测量或计算用电流互感器，保证其准确等级的一次电流范围为额定一次电流的20%~120%。这对正常负荷电流远小于互感器额定一次电流的情况极为有利，因而适用于额定一次电流较大而负荷电流很小及负荷变化范围大的线路和变压器中。

2) 电流互感器铁芯准确级次的表示如下：

——5P10、5P20、10P10、10P20等。

——0.5M5、0.5M10等。

其中“P”表示保护用铁芯，“M”表示仪表用铁芯。P或M之前的数字表示准确等级，P或M之后的数字表示极限准确倍数。

3) IEC标准中规定仪表和保护用电流互感器铁芯准确等级见表1。

表1 IEC标准中电流互感器铁芯准确等级的规定

用 途	标准等级	用 途	标准等级
精密仪表和标准电表	0.1	工业用表、电流、电力表	1
精密功率表、收费电表	0.2	电流表、过电流继电器	3、5
计费电表、精密测量仪表	0.5	继电保护用电流互感器	5P、10P

4) 使用了规定的准确等级的电流互感器后，并不能确保实际的电流误差控制在规定范围之内。因此，还必须校验实际的负载，即实际的消耗伏安数不应超过电流互感器的额定值。此外，对继电保护用电流互感器一次最大短路电流也不应超过电流互感器规定的极限准确倍数。

5) 上述的实际负载阻抗的计算值包括电缆阻抗、接线接触电阻和装置阻抗，并分别乘以相应的阻抗换算系数。计算时应考虑电流互感器的接线方式，对于继电保护用电流互感器的校验条件是最大运行方式下，并考虑一次系统的短路形式。

6) 对于仪表电流回路，准确度的校验条件是在额定一次电流下对称运行。应考虑仪表保安系数。

7) 对于仪表保安系数问题,在 ABB 的《配电装置手册》第 8 版中有下列一段结合算例的浅显明了的描述,摘译如下,作为对本问题的说明。

“当选择电流互感器时,对额定过电流系数(译注:原文为 Rated over-current factor,即国内所称的极限准确倍数或者仪表保安系数)和输出容量必须给予关注。额定过电流系数在铭牌上标明。

对测量仪表用互感器铁芯,额定过电流系数必须尽可能小,例如 M5 或 M10,使保护连接的测量仪表免遭过大的过电流或短路电流。既然额定过电流系数仅在额定负载时有效,实际的过电流系数将随着负载或电流互感器负荷的减小而粗略地成比例增加。必须仔细采取措施,以保证连接的测量仪表的运行负载,包括连接线和电缆,尽可能接近于电流互感器的额定负载,以防止仪表故障。必要时应在二次回路中再串联一个附加的负载阻抗。

例如:

电流互感器为 100/5A、30VA、0.5M5 级	
供电要求为电流表 1 只	2.5VA
有功功率表 1 只	4VA
2.5mm ² 电缆 25m	4.5VA
总计	10VA

由于铁芯产品的输出和额定过电流系数已经是恒定的,在本例中我们有 $30\text{VA} \times 5 = 150\text{VA}$ 。负载仅为 10VA,这便给出过电流系数 $150:10 = 15$ 。显然测量仪表不能加以保护。如选用电流互感器仅为 15VA,过电流系数是 $15 \times 5:10 = 7.5$ 。电流互感器的输出甚至能选择得更小,或者不得不提供一个附加的串联负荷阻抗。”

第 3 款超高压电力系统中暂态过渡时间常数大,500kV 系统可达 60ms~100ms,大型发变组回路可达 300ms。非周期分量衰减慢,特别是当上次短路时电流互感器所存剩磁通与本次短路非周期分量产生的磁通同相位时,将使电流互感器严重饱和,使电流互感器的传变特性变坏。不能按变比传变短路电流周期分量,可使继电保护延迟动作。非周期分量暂态不平衡电流可使保护误动作。对于超高压系统,快速保护要求在 1~2 周波内即 20ms~40ms 内正确动作,这就产生了对电流互感器暂态特性的技术要求。

具有暂态特性的电流互感器有下列四种型式:

- 1) TPS 型:为低漏磁闭路铁芯,其误差由励磁特性和匝数比偏差值来确定,剩磁不限。
- 2) TPX 型:为低漏磁闭路铁芯,在规定条件下峰值瞬间误差不超过 10%,剩磁不限。
- 3) TPY 型:为小气隙铁芯,剩磁不大于铁芯饱和磁通密度的 0.1 倍。瞬间最大误差不超过额定二次对称电流峰值的 7.5%,电流过零误差不得超过 4.5°。
- 4) TPZ 型:为气隙不超过平均磁路长度的 10%,二次电流中不重视一次短路电流中的非周期分量。二次电流误差不超过 10%额定值。

超高压系统可按下列几种情况选用具有暂态特性的电流互感器:

- 1) 输电线路继电保护回路宜选用 TPY 型,有特殊要求时也可用 TPZ。以防止快速自动重合闸时延滞继电保护的動作。
- 2) 当变压器各侧电流互感器二次时间常数差别越大时,在外部短路情况下,差动回路中暂态直流分量越大,如果保护整定值很小,则可能导致保护的误动作。故低压侧电流互感器宜用与高压侧具有相同或相近的铁芯型式,必要时可将互感器装于变压器低压侧的套管

内。如变压器为三个单相式组成，此时电流互感器装于相绕组引线套管内，电流互感器二次三相必须接成三角型接线。当为发电机—变压器—线路组且线路装设快速单相自动重合闸时，宜采用 TPY 型铁芯。实际工程中发电机变压器组高压侧短路电流倍数不大时，发电机变压器组差动保护用电流互感器也可选用其他型式。

3) TPS、TPX 型电流互感器可用于高阻抗继电器回路，如用于电压差动，不宜用于有自动重合闸的场合。

4) 母线保护回路宜选用 TPZ 型电流互感器。

使用暂态特性电流互感器应引起注意的问题：

1) 当为有气隙铁芯的电流互感器时，其励磁阻抗显著减小，励磁电流增大，增大了电流互感器的稳态误差。

2) 由于带气隙电流互感器的励磁阻抗小，空载电流互感器的电流误差效应显著，增大了差动保护的不平衡电流，因而整定值应提高，灵敏度应降低。

3) 有气隙的电流互感器漏抗减小，几组二次绕组并接在一起的接线中，如一台半断路器接线时，汲出电流可能使断路器失灵保护启动元件误判断。由于铁芯气隙使剩磁大大减小，因而短路切除后，电流互感器铁芯磁通由短路状态的很高值下降到很低值，使二次电流（残余电流）继续存在较长时间，使保护延时返回。因此需提高失灵保护的整定值和动作时间以及线路第一段后备保护的动作时间。

短路电流非周期分量的大小、电流互感器剩磁的大小和剩磁与下一次短路非周期分量产生的磁通的相位关系与短路发生瞬间有很大的时间几率性，当然也与电力系统的暂态时间常数和其他因素有关。我国 330kV 系统运行 20 余年，未发生因采用非暂态特性电流互感器而起保护不正确动作的事例，故对 330kV 系统是否需采用暂态特性的电流互感器暂不作规定。不受互感器铁芯饱和影响的母线保护装置可用 5P（或 10P）级铁芯，但连接母线保护的互感器特性应相同。

7.4.2 电流互感器的配置

第 1 款 与 7.4.1 条第 2 款相呼应。

第 2 款 设计中应按本款规定和主接线的具体情况检查分析，尽量消除保护死区。

第 3 款 对中性点直接接地系统，为了使单相接地时保护可靠动作，电流互感器应采用三相式，以取得零序电流。中性点非直接接地系统，电流互感器一般为两相式，以保护相间短路；对重要回路（如发电机）为防止两点异相接地或需提高灵敏度时，则电流互感器可为三相式。

第 4 款 一台半断路器接线多用于 220kV～500kV 母线，属中性点直接接地系统，电流互感器应为三相式。断路器为落地罐式时，则电流互感器配置在新断路器套管内，制造厂按三相配置电流互感器。如采用独立式电流互感器时，设计中应按三相配置。

第 5 款 用于发电机 AVR 的电流互感器，应布置在发电机定子绕组的出线侧，而不应布置在发电机定子绕组的中性点侧。其目的是防止发电机内部短路并跳闸后产生误强励。

7.4.3 目的是在外部穿越性短路时电流互感器的特性一致，减小不平衡电流。对于超高压系统，电流互感器铁芯选型参见 7.4.1 条第 3 款。

7.4.4 目的是减小外部短路时的不平衡电流。对于超高压系统，电流互感器铁芯的选型参见 7.4.1 条第 3 款。

7.4.5 表计与保护对电流互感器的要求不同。前者要求电流互感器在额定电流及以下工作

时满足准确度的要求；短路时电流互感器应饱和，限制二次电流。后者则要求在短路时电流互感器有要求的准确性。所以两者尽可能不共用一个二次绕组。

7.4.6 本条是运行维修方便的习惯性规定。

7.4.7 防止开路的措施包括采用中间变流器、变送器或切换时触点先接通后断开的措施。

7.4.8 强调电流互感器二次回路只能有一个接地点；如果采用两点接地时，会引入地电位差电流。当几组电流互感器二次回路有电联系时接地点应在控制室一点接地，即可避免地中电流和各电流互感器二次回路电流的耦合引起保护误动作。

7.4.9 本条规定的目的是可减小电缆截面。

7.4.10 本条1、2款为选择电压互感器规范时应满足的一般性规定。第3款是不同接地系统单相接地时工况要求。第4款中500kV电压互感器的暂态特性要求为：当电压互感器带25%~100%负载、功率因数在0.7~1.0范围内，一次端子在额定电压下短路时，二次电压在20ms内应降低到短路前峰值的10%以下。

由于超高压系统多用电容式电压互感器，回路中为带铁芯的非线性电感和电容。在一次电压或二次电流剧变时，将产生暂态过程和非工频铁磁谐振，产品应采取抑制措施，保证铁磁谐振特性满足如下要求：一次侧在1.2倍额定电压、二次负载为零，二次侧短路又突然消除，其二次电压峰值应在额定频率的10个周波时间内恢复到与正常值相差不大于10%的数值；在1.5倍一次额定电压时，与上述相同的条件下，其二次电压回路铁磁谐振时间不应超过2s。

7.4.11 线路和变压器回路装设三相电压互感器，则不必设复杂的电压切换。母线保护多为电流相差，必要时设电压闭锁，母线电压互感器可为单相式。对110kV~220kV双母线接线的电压互感器配置可按线路配置电压互感器，保护不要设切换装置，对提高保护可靠性和测量准确性有好处，故可根据各工程的情况，通过技术经济比较，决定电压互感器配置。

7.4.12 电压准确度等级由电压互感器额定容量和二次电缆截面及负载等因素决定，必要时应做校验。二次负载平衡配置，可减少不平衡造成的零序电压。

7.4.13 防止反馈措施一般采用隔离开关辅助常开触头将电压互感器二次回路断开。

7.4.14 本条对不同电压互感器二次绕组的接地分别做了系统性的规定，并强调接地线上不应串可能断开的设备。

7.4.15 本条对电压互感器二次回路保护设备做了原则性规定。开口三角绕组正常运行中无零序电压。励磁用电压互感器保护设备应结合防误强励考虑。试验芯可供单相同步及试验零序方向极性。

7.4.16 双母线时，一组母线的电压互感器故障，两组母线的设备的电压回路（包括保护、仪表及自动装置）需切至另一组母线电压互感器。切换开关应装在电压互感器控制屏上，这样比较直观，不易误操作。中性点非直接接地系统，在单相接地时可能继续运行一段时间，在规定时间内检查，并排除接地回路。这可由人为逐个切断并合上各回路，在某一回路切断瞬间，绝缘监察信号消失，则表示接地故障在该回路。也可装设接地检查装置更为方便。非直接接地系统的电压互感器是个薄弱环节，可因瞬态谐振过电压引起铁芯饱和而损坏。防止办法是在开口三角加非线性电阻或消谐滤波器。

7.4.17 当保护、仪表、自动装置等必须与电能表共用电压互感器二次绕组供电时，则电缆压降大。电能表尤其是高精度电能表对电压回路的误差要求比其他装置严格得多，便不能满足精度要求。根据设计实践要求，特规定此措施。

7.5 发电厂电气系统的计算机监控

7.5.1 单元控制室监控计算机系统为电气、热控公用。近年来的试点已表明其技术性能优越，可大大缩小监视面，简化常规仪表和控制设备。因此在电厂单元控制室采用 DCS 方式时，电气控制系统除按照本规程 7.5.4 条设必要的硬手操、常规仪表、闪光报警器之外，可不再设其他控制屏，以充分利用 DCS 的功能。DCS 配置要统筹规划，根据电气系统参量变化快的特点，提出有关技术要求。这些都需与热控专业相协调。

7.5.2 本条提出单元机组电气系统的监控范围。还包括事故时保证本单元机组安全停机的备用和保安措施。由于直流系统和 UPS 中大量采用手动操动合闸的断路器等，不能进入监控范围。

7.5.3 本条提出电气系统监测范围。监测范围包括相应监控对象外，还包括本单元的直流和 UPS 系统。这部分设备多布置在配电室内，对于单元机组的可靠运行至关重要，所以监测和有关总信号应进入 DCS。

7.5.4 本条提出单元机组采用 DCS 时，至少应保留的后备硬操手段。原则是能保证事故紧急情况可人为硬手操实现安全停机，并在正常运行情况下可直观发电机主要运行状态。对于旋转整流器励磁系统的常测仪表，发电机励磁电流测量困难时，可改为励磁机励磁电流。

7.5.5 本条提出单元机组电气部分数据采集的范围。电气量的特点是变化速度快，要求精度高，所以应特别向 DCS 制造商提出不低于下列性能指标的要求（供参考）。

- 模拟量输入处理精度：误差不大于 $\pm 0.1\%$ 。
- 模拟量输出处理精度：误差不大于 $\pm 0.2\%$ 。
- 电气交流采样模拟量输入采样 16 点/周波 ~ 32 点/周波。
- 电气直流采样模拟量输入采样周期 $\leq 1s$ 。
- 非电气模拟量输入采样周期 $\leq 5s$ 。
- 开关量输入采样周期 $\leq 1s$ 。
- SOE 分辨率 $\leq 2ms$ 。
- 脉冲量输入宽度：80ms ~ 120ms。
- 数据库刷新周期 $\leq 1s$ 。
- CRT 画面数据刷新 $\leq 3s$ 。
- CRT 画面及数据对键盘指令响应时间 $\leq 1s$ 。
- 控制命令从键盘发出到通道板输出响应时间 $\leq 1s$ 。
- 输入信号从通道板输入到 CRT 显示时间 $\leq 1s$ 。

7.5.6 本条提出电气系统与 DCS 接口的原则性要求。

7.5.7 本条对发变组顺序控制原则做了规定，如整套机组顺序配合、顺控与软手操的无扰动切换、启动过程的厂用电切换和可不设手动准同步等。顺控中下列问题简述如下：

- 1) 不设手动准同期的原因是避免接口复杂化。
- 2) 对 AVR、ASS 选型，ASS 与 AVR、DEH 间的接口做了原则性规定。推荐采用数字通信方式，如实际设备有困难时可采用硬接线接口。
- 3) 起、停过程的有关对象采用电动操动机构时，才有可能参加顺控。应设计相应的程控逻辑图，提交 DCS 制造商。DCS 与电动操动机构之间应有强电接口。
- 4) 起、停过程有关对象采用手动操作机构时，便不可能参加顺控，必须设置手动操作

断口。手动操作断口可以采用符合逻辑的 CRT 指导提示,但是否已手动执行完该项操作,不宜由人员随机判定,而必须设有相应的逻辑闭锁。逻辑闭锁含义是手动完成该项操作后,应由该项操作引起的参量变化或机构的位置触点来判定;并自动进入下一程序,或者由 CRT 提示指导进入下一程序。

7.5.8 本条规定了实时画面和模拟量显示设计原则。推荐在画面显示中宜同时显示监测的模拟量,以便对应和直观监视。

7.5.9 本条规定了性能计算及报表管理设计的基本原则。设计中可依据技术发展和需要,不断补充、完善有关功能和范围。

7.5.10 本条规定了高压厂用公用电源接入单元机组 DCS 的方式。规定含三个要求,即任一单元都可控制、任何时候仅一个单元控制有效和两个 DCS 系统不致耦合。以往各工程采用不同方式实现上列要求。经电气进 DCS 研讨会讨论,较简单可靠的方法是:厂用公用电源段任一信号均以隔离方式同时向两个单元的 DCS 发出 I(输入)信号;每一单元 DCS 均向公用段发出 O(输出)信号;公用段设切换单元,经切换决定只能执行某一个单元的命令。

7.5.11 在正常运行时,远方/就地切换开关切至远方位置,接受 DCS 命令。仅就地检修、调试时切换至就地位置,此时应切断与 DCS 间的 I/O 信号。保护量不受远方/就地切换开关的控制,保护量直接接入强电回路可提高工作可靠性,又能简化 I/O 量。

7.5.12 继电保护、自动准同步、自动调整励磁和高压厂用电源自动切换装置采用专门的独立装置,不纳入 DCS 范围。

7.6 变电所和发电厂网络部分的计算机监控

7.6.1 计算机监控系统的设计由电气专业主管,与其他专业做必要的配合。本条对计算机监控系统的功能作全面概括的规定,包括:

第 1 款 采集必要的模拟量、开关量(数字量)、脉冲量并进行数据处理,包括 A/D 转换、光电隔离、消除触点抖动影响、消除浪涌电压冲击、变量换算、时间记录、数据整理、数据储存等。

第 2 款 事件顺序记录的时间分辨率必须满足分辨断路器事故跳闸和继电保护动作顺序的要求。

第 3 款 计算机正常运行时在操作员站进行集中监控;计算机系统故障或对电气设备进行调试时,可在就地监控单元进行操作。

第 4 款 “四遥”变电所计算机监控系统的设计应能满足在调度所进行“四遥”的功能,避免设备重复设置和数据重复采集。

第 5 款 计算机监控系统可对变压器分接头、低压并联电容器、电抗器、高压并联电抗器进行自动或键盘调控。

第 6 款 当设置专门的微机防误装置时,计算机监控系统与微机防误装置间采用数字通信。

第 7 款 对同步条件下才可合闸的断路器的合闸回路设同步闭锁。

第 8 款 指有良好的人机界面,包括画面提示、汉字显示和操作简便等。

7.6.2 本条对计算机监控范围做出了一般性规定。

7.6.3 本条对计算机监测范围做出了原则性规定。模拟量和电能脉冲量应符合 DL/T 5137

的有关规定，同时还应包括相应的非电量的采集。

7.6.4 本条对 220kV 及以上变电所和发电厂网络部分的计算机监控系统结构型式做出了原则性规定。采用开放式、分层分布式结构，有利于提高计算机监控系统的可靠性，便于后续工程扩建和功能扩展。就地监控单元采用智能型设备便于分散布置，节省控制电缆。对于 220kV 以下的变电所和发电厂网络部分，应根据具体工程进行技术经济比较，确定计算机监控系统的结构。

7.6.5 本条对计算机监控系统应采集的数据作出了原则性的规定。

第 1 款 开关量：监控、监测所涉及的全部开关量，包括断路器、隔离开关、接地刀闸位置信号；继电保护动作及故障信号；变压器和电抗器的温度、瓦斯及冷却器故障信号。有些信号也可采用 HCD 码方式输入，如变压器有载调压分接头位置等。

第 2 款 模拟量应符合 DL/T 5137 的有关规定，还应包括变压器、电抗器的热电偶温度模拟量。

第 3 款 脉冲量数量应符合 DL/T 5137 的有关规定；当电能计量采用智能型表计时，也可采用数字通信输入方式。

第 4 款 事件顺序记录（SOE）主要用于事故分析，分辨率要求较高，一般不大于 2ms。

7.6.6 本条对实时画面及实时参数量显示内容作出了一般性规定。

第 1 款 主接线画面及不同电压等级子画面应显示断路器、隔离开关、接地刀闸等的实时位置，模拟量实时参数及潮流方向等。

第 2 款 所用电画面主要显示电源进线开关、分段开关的实时位置和所用变压器模拟量实时参数等。

第 3 款 直流系统画面宜显示充电器及蓄电池组的工作状态、充放电电流和直流母线电压等实时参数。

在上述实时画面基础上，还可根据工程实际情况增加一些在监控、监测范围内的其他实时画面和实时参数显示。如：运行趋势图、模拟量棒图、成组报警画面等。

上述实时画面响应时间和模拟量实时参数更新时间不应大于 3s，开关量实时信息响应时间不应大于 1s。

7.6.7 本条对计算机监控、监测系统性能计算及报表管理内容作出了原则性规定。

第 1 款 监控和监测范围内的参量召唤显示、报警和打印主要包括：事件顺序记录一览表，模拟量、脉冲量成组显示，模拟量越限报警，事故和预告信号显示，历史数据召唤显示和打印，测点投退一览表，模拟量参数整定一览表等。

第 2 款 高压母线、变压器、线路主要参数、潮流分布性能计算及曲线，显示可包括高压母线穿越功率和系统穿越功率计算，电压合格率统计计算，变压器负荷率、损耗统计计算，线路的负荷率及潮流分布计算，电能数据统计计算，以及电压曲线、负荷曲线显示等。当采用交流采样时还应能够计算有功、无功及功率因数等。

第 3 款 电网管理必要的曲线显示和打印主要包括：断路器事故跳闸和正常操作次数的统计、运行日报表和值班表显示和打印、运行操作指导、历史数据分析等运行管理功能。

7.6.8 为了保证变电所和发电厂网络部分运行的可靠性，220kV 及以上的线路、主变压器的继电保护和安全自动装置应采用独立装置。微机保护和计算机监控系统间采用数字通

信。

8 控制室控制的各安装单位的接线

8.1 发 电 机

8.1.1 本条依据是 GB14285 和国内外设计、运行经验。新的保护四统一设计，对 300MW 及以上机组，由于汽轮机旁路一般仅能达到 30%～40% 额定出力，四统一典设已将解列和解列灭磁出口改至全停可在工程设计中执行。但从宏观及今后发展趋势看，GB14285 的规定是合适的，故本规程予以保留。对中、小机组出口也可适当简化。

8.1.2 和 8.1.3 条适用于小机组主控制室控制方式。

8.1.4 采用该闭锁接线，可保证内部故障解除强励。

8.1.5 对于不设失磁保护的发电机，为了防止在灭磁开关跳闸后引起发电机失磁而造成系统的电压崩溃，一般用灭磁开关的辅助触点联跳断路器。对设失磁保护的发电机，当失磁保护投入运行时，灭磁开关是否联跳发电机或发电机变压器组断路器，要依发电机特性及失磁保护的具体功能而定。当发电机允许无励磁运行且失磁保护功能完备时，可将该回路的连接片断开。

对直接与母线连接的中、小型发电机，一般不装设专门的失磁保护。当发电机灭磁开关跳闸时，如不允许无励磁运行，则以灭磁开关辅助常闭触点联动发电机断路器跳闸。跳闸回路设置的连接片可由运行人员按实际要求切、投。考虑到发电机—变压器组可能为发电机出口装设或不装设断路器两种接线，故其具体做法是由灭磁开关辅助常闭触点经连接片接至发电机保护出口继电器或发电机变压器组保护出口继电器，以断开发电机。

8.1.6 对于发电机—变压器—线路组接线方式，不设网控室。当主变压器高压侧出口装设断路器时，该断路器应在单元控制室控制。当主变压器高压侧不装设断路器而只在开关站侧设断路器时，该断路器应在开关站设断路器位置信号和紧急跳闸按钮，并与电厂控制室设有可靠的跳闸通道。据有关资料介绍，当二次电缆跳闸通道超过 25km 时，采用电力载波通道较为经济。

8.2 变压器和并联电抗器

8.2.1 本条三款分别说明如下：

第 1 款 为了减少直流通地故障的机率，变压器冷却器系统控制回路采用交流操作，但为了便于与中央信号回路的工作相配合，通风故障信号仍采用直流操作。

变压器的通风控制回路一般按变压器上层油温和变压器负荷电流进行自动控制，这样运行中当负荷变化大时电动机群切换较频繁。为了简化接线，电动机群由公用熔断器及热元件进行保护，但运行中因保护特性难于配合，当电动机群投入运行的总台数较多时，易发生熔断器单相熔断而经常烧坏电动机的现象。因此，本条文规定应装设断相信号装置。并且，为了简化接线及设备布置，本条文规定通风控制设备装在变压器二次接线箱内，由变压器厂配套供应。

第 2 款 对于强油风冷却及强油水冷却的变压器，当冷却器全停时，变压器厂家规定：额定负荷下，容量为 125MVA 及以下的变压器允许运行时间为 20min；容量为 125MVA 以

上的变压器允许运行时间为 10min。按规定，油面温度尚未到达 75℃ 时，允许上升到 75℃，但运行时间不得超过 1h。所以，条文中提出应按现行的电力变压器标准的规定或厂家提出的数据，设计保护跳闸接线，限时断开变压器各侧断路器。实际运行中，也有不投入自动跳闸接线的，由运行人员接到冷却器全停信号后，按变压器负荷和温度情况，掌握是否要断开变压器。为了可靠，设计时一般还应设计自动跳闸接线。

第 3 款 125MW 及以上的发电机变压器组，厂用高压变压器冷却器全停时，保护应按变压器油温设定值及变压器允许的运行时间作用于厂用电源切换。

8.2.2 当由 DCS 或网控微机监测时，宜采用与计算机有通信接口的温度检测设备。

8.2.3 当电气进 DCS 控制后或者由网控计算机监控时，不设变压器控制屏，仅设电气辅助屏，此时可将变压器远方调压装置安装于该屏上。如果采用 DCS 和网控计算机能够实现远方调压的功能，也可由 DCS 和网控计算机来进行变压器有载调压的监控。

8.2.4 目的是防止短路。防止导线腐蚀以免造成瓦斯保护误动。当变压器由计算机监测时，有条件来显示变压器的更多信号，这样便于迅速处理变压器故障。

8.2.5 高压并联电抗器不设专用的断路器而与线路出线端死连接时，高压并联电抗器故障应跳开线路两侧断路器。

8.3 送 电 线 路

8.3.1 条款中有关计算机监控时的闭锁条件，主要是考虑仅由计算机控制而无硬手操（即控制开关）时的闭锁条件。

据调查计算，在发电机变压器（特别是对大型发电机变压器组）高压侧进行三相重合闸时，对发电机的寿命影响较大，而且以往的常规设计在变压器高压侧也不装设重合闸。因此，对发电机-变压器-线路组接线方式，从发电机寿命出发，并不希望装设重合闸，但考虑到该接线方式线路短时故障较多，为了减少对发电机寿命的影响，不允许装设三相重合闸。是否进行单相重合，必须经过计算。

8.3.2 双侧电源线的手动合闸回路中串接重合闸切换开关的触点，可以在重合闸切换开关投入后，手动合闸时，利用重合闸的同步鉴定或无电压鉴定，来防止非同步合闸。对系统联络线，一般设有手动同步接线，只有当同步选择开关投入后，才能进行断路器的合闸，手动合闸时，利用同步装置的同步检查继电器来闭锁非同步合闸，故手动合闸回路中不再串接重合闸切换开关触点。

8.3.3 对于双母线及单母线的线路，一般在线路侧装设单相电压互感器，供自动重合闸及手动同步电压检测用。对于一个半断路器接线及角形接线，线路上应装设三相电压互感器。该电压互感器供同步、保护、仪表及重合闸电压检测用。上述两种情况的电压互感器回路的监视都很重要，故应设电压回路断线信号。对于单相电压互感器且无保护监视电压断线功能时，可装设带辅助触点的熔断器或自动开关，来发出电压回路断线信号。

8.3.4 对于中、小型变电所非直接接地系统的线路的接地检查，可以采用按钮与重合闸相配合的方式进行。当线路较多或者供电负荷较重要时，宜采用接地检查信号装置检查接地。

8.4 电容补偿装置

8.4.1 并联电容补偿装置一般设有几种控制方式，如自动投切、就地控制、遥控及控制室远方控制。因此，在设计合闸回路时，应保证只能在某一选定的控制方式下进行合闸，但跳

.....

.....

闸操作应不受控制方式的限制。

8.4.2 串联补偿装置强补部分是在线路单相短路时，当单相跳闸后，将串联电容的部分并联分支断开，以提高补偿度。强补时间长，对系统的稳定有利，但强补时，切除了串联电容的部分并联分支，会使强补部分的电容过负荷。允许强补的时间不但要考虑系统稳定的要求，还应根据电容器允许的过负荷而定。

线路单相短路时，断路器单相断开后，对非故障两相进行强补，控制接线会复杂些。对三相进行强补，接线较简单，但由于采用三相强补时，故障相也切除部分并联电容分支，对系统稳定并不起作用，相反，有可能在单相重合时，增大故障相电容器两端的过电压，而使故障相间隙重新击穿，使串补装置完全退出运行。所以，如果单相重合前强补必须退出时，则可采用三相强补，否则，应采用两相强补。

8.4.3 考虑到线路短路过程中，主保护拒动或断路器拒动时，由后备保护或失灵保护跳闸切除故障时间加长，可能会使保护间隙或电容器损坏。故间隙击穿时，应延时使并联断路器三相合闸，以保护间隙和电容器。延时应依据间隙允许的条件决定。由于在短路时，间隙击穿才会合并联断路器，所以并联断路器自动合闸时发出事故音响信号。

8.4.4 为了防止电容器产生过电压，串补装置的强补断路器和并联断路器要求其“防跳”。接线与一般断路器相反，即稳定在合闸状态。

8.5 母 线 设 备

8.5.1 当旁路断路器代替线路断路器时，应由旁路断路器的控制、信号、测量仪表及保护装置代替线路回路的这些装置。如由旁路断路器代替变压器断路器时，则控制、信号回路也应使用旁路断路器的控制、信号装置。但测量仪表和后备保护如接在变压器的套管电流互感器上，则不必切换。为不缩短变压器的差动保护范围，宜将差动保护电流回路切换到旁路断路器回路的电流互感器上。

8.5.2 母线接地刀闸的操作闭锁可用接于电压互感器二次侧的有电闭锁继电器来实现。母线接地刀闸合闸后，应由其辅助触点断开相应母线的隔离开关电磁锁的电源。

8.5.3 双母线接线时，由母联断路器及其两侧的隔离开关的常开辅助触点串联组成闭锁回路。该回路接通时，两条母线等电位，允许各安装单位的两组母线隔离开关进行切换。

8.5.4 该闭锁逻辑是根据运行单位的经验提出的简化方案。如采用微机防误闭锁装置，逻辑条件可提的更严密一些。

8.5.5 本接线多用于110kV及以下电压的中、小型变电所。闭锁条件未考虑接地刀闸的情况。如有接地刀闸时，应增加相关闭锁逻辑部分。

8.5.6 其防误操作闭锁功能由计算机来完成，不单独设置微机防误操作闭锁装置，以便简化接线，节约投资。

8.6 厂（所）用 电 源

8.6.1 当发电机出口不装设断路器，机组启动时，利用启动变压器给辅机供电，机组启动成功并网后要求手动并列切换到高压工作变压器供电。在运行中或解列停机时，也要求手动使工作、备用电源并列切换。所以，各断路器宜设有同步闭锁回路。当发电机出口装设断路器时，其备用电源仅作为瞬时安全停机电源，但该备用电源应设同步闭锁的手动和自动投入回路。

8.6.2 变电所内当设有专用备用变压器时,为提高切换的可靠性应设自动投入装置。采用两台所用变压器时,分段断路器不推荐实现自动投入,因主变压器的通风电源分别接在两段母线上,当自投不成功,引起两段母线失电危害更严重。

8.6.3 中、小容量机组电厂的备用电源采用慢速自动投入,大容量机组电厂的备用电源同时应具有快速及慢速自动投入。为满足快速切换的要求,必须采用快速断路器。随着快切装置的不完善,快切装置本身就具有了实现并联切换,串联切换及鉴定同步或残压的慢速切换功能。第5款说明当母线发生故障时,不能进行备用电源自动投入。

8.6.4 此条适用于未按8.6.3条第5款装设闭锁时,备用电源自投时应加速保护动作。加速分支回路的延时过电流保护,是由切换开关触点串接保护时间继电器触点实现的。当自投成功后,加速回路应切除。各单元控制室为了在备用电源自动投入失败后及时判断是否可以强送,应有信号。

8.6.5 本条文明确规定两个备用电源分别装设独立的备用电源自动投入装置,两个备用电源二次回路不相互切换。有些制造厂研制的备用电源投入装置具有分段投切功能,也可在工程中使用。

8.6.6 切换功能由专用的切换装置来完成可确保电气系统的可靠运行。

8.7 故障录波装置

8.7.1 考虑到大型发电厂和变电所的重要性,对125MW及以上发电机变压器组(包括发电机出口装设断路器的发电机及变压器)和220kV及以上电压等级的变压器宜装设独立的故障录波器。

发电机变压器组故障录波装置的输入模拟量和开关量:

模拟量输入:

发电机定子电流: I_a 、 I_b 、 I_c ;

发电机定子电压: U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} ;

发电机定子零序电流: I_n ;

发电机定子零序电压: U_n ;

主变压器高压侧电流: I_a 、 I_b 、 I_c ;

主变压器高压侧中性点电流: I_n ;

高压厂用变压器高压侧电流: I_a 、 I_b 、 I_c ;

发电机励磁回路:

三机励磁: 副励磁机电流: I_a 、 I_b 、 I_c ;

副励磁机电压: U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} ;

主励磁机电流: I_e ;

主励磁机电压: U_e ;

主励磁机电流: I_a 、 I_b 、 I_c ;

主励磁机电压: U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} ;

发电机励磁电流: I_e ;

发电机励磁电压: U_e ;

静态励磁: 励磁变低压侧电流: I_a 、 I_b 、 I_c ;

励磁变低压侧电压: U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} ;

发电机励磁电流: I_c ;
发电机励磁电压: U_c ;

开关量输入:

发电机差动、差动电流互感器断线、定子接地 $3U_0$ 、定子接地三次谐波、发电机励磁过负荷、励磁系统故障、发电机断水、热工保护、主变压器差动、差动电流互感器断线、发电机低频 (t1、t2、t3、t4)、定子过电压、灵敏段定子匝间、失磁 (t1、t2、t3、t4、t5)、逆功率 (t1、t2)、低值转子接地、高值转子接地、电压互感器断线、高压厂用变压器差动、差动电流互感器断线、母线及失灵等保护动作触点, 此外还有发电机变压器组断路器、发电机失磁开关等辅助触点。

变压器故障录波装置的输入模拟量和开关量

模拟量输入:

变压器高压侧电流: I_a 、 I_b 、 I_c ;
变压器高压侧电压: U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} ;
变压器高压侧中性点电流: I_n ;
变压器中压侧电流: I_a 、 I_b 、 I_c ;
变压器中压侧电压: U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} ;
变压器中压侧中性点电流: I_n ;
变压器低压侧电流: I_a 、 I_b 、 I_c ;
变压器低压侧电压: U_{ab} 、 U_{bc} 、 U_{ca} ;

开关量输入:

变压器差动、差动电流互感器断线、高压侧阻抗保护、中压侧阻抗保护、高压侧接地保护、中压侧接地保护、低压侧过流保护、电压互感器断线、母线及失灵等保护动作触点, 此外还有变压器各侧断路器、中性点隔离开关辅助触点。

8.7.2 故障录波装置需反应短路和系统震荡等故障状态, 所以电流输入应接入保护级电流互感器。

8.7.3 本条的“非电量”指瓦斯、温度等。故障启动后应能记录故障前 0.5s 至故障后 3s 的波形。若系统发生振荡, 应记录 10min 的包络线值。其中前 5min 每隔 0.1s 记录一次, 后 5min 每隔 1s 记录一次。

故障录波的开关量事件分辨率应不大于 1ms。谐波分辨率应不低于九次谐波。波形采样精度应不低于 2%。

9 二次回路设备的选择及配置

9.1 控制和信号设备的选择

9.1.1 本条中前三项是选择二次回路设备必要的基本要求。后三项是根据各种控制开关频繁操作及接线方式不同的特殊要求。

9.1.2 分别按 1.1 倍和 0.95 倍额定电压校验位置灯附加电阻的选择。前者校验附加电阻的热稳定和跳合闸回路的可靠性。后者校验位置灯的最低电压。此外发光二极管方式时, 也应校验了额定电流和起光电流。

9.1.3 对跳、合闸位置继电器的选择分两款。第1款是最高电压时不影响跳、合闸回路的可靠性。第2款是最低电压时位置继电器应能可靠动作。

9.1.4 本条对所涉及的继电器按额定电压、额定电流和电流线圈压降分作三款加以规定。其中第3款对电流起动电压保持的“防跳”继电器的电流起动线圈允许的电压降适当放宽，规定为10%额定电压。这是因为该继电器的电流起动线圈的额定电流在第2款中已规定为不大于跳闸线圈额定电流的50%，且要求电流起动为快速型，为满足可靠防跳，往往线圈匝数多，阻抗大。

9.1.5 规定“正极性接线”是为了防止失去继电器自保持的作用。由于具有电流、电压线圈的中间继电器的电流线圈多与跳、合闸线圈相联系，易产生过电压。所以线圈间的耐压水平不应低于1000V，1min标准。

9.1.6 校验时，首先假定信号继电器的额定电流，则信号继电器的阻抗为确定值。按第1款决定中间继电器并联电阻的最大值，按第3款决定并联电阻的最小值。并联电阻确定后，则不难确定信号继电器线圈的电压降。

9.1.7 重瓦斯继电器动作跳闸时，采用串联信号继电器发信号，按9.1.6条规定设计。重瓦斯保护切换仅发信号而不跳闸时，则由切换片切于并联信号继电器或附加电阻，由串联信号继电器发重瓦斯信号。

9.2 二次回路的保护设备

9.2.1 以往二次直流回路保护设备多选用熔断器，很少选用直流自动开关。原因是没有合适的自动开关以满足选择性动作的要求。近几年国内已生产出此类要求的自动开关。这将在以下有关条文说明中介绍其选择原则。

9.2.2 本条规定了具有双重化快速主保护和双跳闸线圈安装单位控制、保护回路供电的原则。目的是防止装置屏内电源消失时装置拒动，在该电源消失时应发出报警信号。

9.2.3 两个及以上安装单位公用的保护或自动装置是指母线保护、断路器失灵保护、双回平行线的公用保护、同步装置等。

9.2.4 本条对一般情况下熔断器或自动开关的配置分为四款加以规定。目的是简化一般情况下电源保护装置的配备层次。

9.2.5 凡能用断路器位置指示灯监视电源时，不另设电源监视。否则应采用继电器监视。

9.2.6 本条对信号电源保护装置的配置分四款加以规定，其中第3款规定的目的是便于分区发信号。第4款规定是因为闪光回路平时不带电，仅在断路器位置与控制开关不对应时才有闪光正电源。如设熔断器，平时无法监视；熔断器熔断还会拒发信号。

9.2.7 “当采用继电器监视时，信号回路应接至另外的电源”。这是为了防止该电源消失时拒发信号。监视继电器发信号的触点应为常闭触点。

9.2.8 本条第1款系指阻抗保护、失磁保护及AVR等，当供电熔断器熔断时这些保护或自动装置会误动。如采用自动开关，在自动开关跳闸的同时，辅助触头可闭锁其误动。第2款是为了提高电能表的准确性。第3款是防止接地线断开。第4款中试验芯用于同步和校验接地方向元件的极性。

9.2.9 本条指变压器冷却柜、操动机构电动机回路等。

9.2.10 本条第1款中熔片2级~3级的配合是考虑熔件安秒特性的分散性。第1款是针对双母线系统的电压互感器，当一段母线检修时，将全部进出线切换到另一组母线的情况。

9.2.11 第1款 本款对自动开关的额定电流的选择作了规定。本款不但适用于一般控制、信号回路，也适用于电压互感器二次侧主回路和分支回路的配合要求。

第2款 本款对电压互感器二次回路自动空气开关选择的特殊要求作了规定。共分为四段。第一段指电压互感器最大负荷（例如双母线由一组电压互感器向保护、自动装置及仪表供电）时，自动开关瞬时脱扣器不应动作。第二段指系统最低电压下电压互感器二次末端短路时自动开关应瞬时脱扣。如不脱扣某些保护（如阻抗、失磁保护）可能误动作。此时如自动开关瞬时跳闸，可将有关保护闭锁。保护有闭锁或其他方式闭锁时，本款的要求属重复设置，可不考虑。但对中小机组或变电所，电压互感器二次侧自动开关按本款设置还是有必要的。

9.3 小母线和二次回路标号

9.3.1 环状供电可减少电源屏接线数。辐射供电可防止环路引起电磁干扰，多用于超高压的控制、保护回路的供电。辐射状供电时，供电线必须设电源监视和报警；被供电的保护和自动装置屏内另设降压或逆变降压整流保护用熔断器或自动开关时，屏内应设有供电电源监视的报警触点。

9.3.2 本条适用于环状供电方式。

9.3.3 电压小母线有两种敷设方式，一种是每个安装单位的二次电压经隔离开关辅助触点切换后引至主控制室。另一种是将电压小母线敷设在控制室，由隔离开关辅助触点启动中间继电器触点切换后供给该安装单位二次电压。前一种方式比较直观，但电缆较长，隔离开关的辅助触头接触不良时，影响二次电压切换，多用于小规模发电工程。后一种方式增加了继电器，使用电缆长度减少，可靠性提高，多用于220kV以上的回路。

9.3.4 对屏深为600mm时，屏顶小母线可两层布置，最多可安装20根小母线。装设小母线可简化二次接线，这种方式在我国广泛采用。某些控制台或柜不便于安装小母线，涉外工程中习惯不装设小母线时，也可采用端子排构成公共连接点。

9.3.5 小母线的色别、代号和二次回路的各有关标号见附录。在我国习惯于对二次回路进行标号，这样可简化二次回路设计，也便于施工、检修时核对接线。涉外工程时不必受此限制，可按IEC标准或标书规定进行设计。

9.4 端子排

9.4.1 非阻燃材料作端子排绝缘体时，在高温或火灾时会变形或燃烧，造成电缆芯短路，可引起事故扩大。所以端子排不允许采用非阻燃塑料为绝缘体。户内时，端子排绝缘体宜采用塑料或耐高温阻燃材料。户外时，宜采用防潮型阻燃绝缘体，既可阻燃，又可防潮。端子排导体不允许采用铝材或钢材以免接头氧化、接触电阻增大引起电压降过大或发热、断线等。

9.4.2 此规定的目的是留有电缆芯分线空间和便于施工和检查。

9.4.3 端子排与屏上安装单位设备的布置相对应，可减少屏内接线交叉，便于检修调试。

9.4.4 端子排分组，可简化设计，便于调试、运行和查线。

9.4.5 本条主要针对发电机变压器组等二次设备多、接线复杂的安装单位。对二次设备不多、接线不复杂的安装单位，端子排数量不多，不应将端子排布置在屏的两侧，以免引起电缆芯分线时的复杂性。

9.4.6 本条规定了屏上二次回路需经端子排连接的原则。规定的目的是将一个安装单位与

外部接口经端子排分开，以便于检查调试，提高运行可靠性。

9.4.7 端子排组的顺序号以罗马数字编排，可使制造厂作屏背面二次安装接线及运行检查时醒目及运行后必要的改进提供方便。各组端子排宜留有数个备用端子。本条第二段的空端子指设计中不接线，空端子将两侧端子隔开，防止重要回路误碰造成短路或误操作。

9.4.8 设计中不应将一个端子排的任一端接两根导线。二次回路电缆截面通常不大于 6mm^2 。如特殊情况下要求大于 6mm^2 时，设计中可采用多芯并联接于多个端子；此时多个端子应采用可连接端子。

9.4.9 端子箱通常体积小，检查接线比较困难。按本规定分组排列端子排，便于检查、调试。

9.4.10 按照本条规定设计，电流互感器二次侧导线不致过长，可提高接线的可靠性。同时可减少电缆芯。

9.4.11 本条强调强弱电回路的端子排要分开，如有困难才设空端子或隔板，以减少强电回路误串入弱电回路的危险性。

9.4.12 插接和螺丝连接方式施工方便，多用于 1.5mm^2 及以上截面导线的连接。弱电设备出线端子较小且为焊接片时，与外部弱电导线的连接方式可采用焊接。

9.5 控制 电 缆

9.5.1 该规程是本规程的引用标准之一。电缆选型及敷设的通用技术条件按该规程的有关规定执行。

9.5.2 强回路电缆芯载流量大，每个芯线均为铜线，防止安装接线时多次拆卸，造成断线，强回路电缆芯的截面应不小于 1.5mm^2 。弱电回路的电缆芯载流量小，连接时可采用焊接或压接，电缆的截面不小于 0.5mm^2 ，已可满足机械强度要求。

9.5.3 保护用电流互感器二次电缆截面的计算条件应尽可能按系统最大运行方式计算。如无确切的回路电流值时，可按断路器断流容量确定最大短路电流，计算中也要计及最不利的短路形式、电流互感器的二次绕组接线系数等。

9.5.4 测量用电流互感器二次电缆截面选择的依据是保证该主回路额定负载时仪表的准确等级满足要求。在主回路短路时，电流互感器铁芯应饱和，二次电流不应超过仪表安全电流值。

9.5.5 继电保护和安全自动装置电压回路电缆压降不得超过 3% 额定电压的要求取自《继电保护和安全自动装置技术规程》的规定。电磁式 AVR 电压回路是 AVR 输出的功率源，为保证强励的要求，按以往经验，电缆截面应不小于 4mm^2 。

9.5.6 按 DL/T 5137 规定的与电压回路相连的指示性仪表的准确等级通常为：数字式仪表为 0.5 级；指针式仪表为 1.5 级；指针式直流仪表为 1.0 级（经变送器二次测量）或 1.5 级（直接）；所以，如果有条件时，电缆压降宜控制在 1% 额定电压以下，加上电压互感器二次电压误差为 0.5%，可满足所有指示仪表的准确性要求，目前尚无经验，仍规定电缆压降不大于 2.5% 额定二次电压。如不能满足要求时，按第 5 款规定处理。

9.5.7 控制设备和继电器等的可靠起动电压一般不大于额定电压的 80%。在考虑电源电压可能降低至 90% 额定电压，电缆压降应不大于 10% 额定电压。

9.5.8 本条是吸取运行实践经验而规定的。

9.5.9 本条是按以往设计经验和电缆产品规格规定的。

9.5.10 为保证双重化保护通道的独立性，防止一根电缆故障而失效；设两套保护通道分别敷设电缆，达到可靠跳闸的要求。此外，有条件时，两个通道的电缆尽量敷设在不同的电缆沟道内。

9.5.11 电缆中留备用芯，便于以后可能的技术改造。按本条规定设计，即可达到上述目的，又不致于留备用芯过多。

9.5.12 将一根电缆的芯线接至屏的两侧，不利于检修查线。

9.5.13 多根较长的控制电缆订货和敷设费用高，设计中需要统筹考虑芯数，减少电缆根数，但不宜多次转接，引起运行检修时查线的困难。

不宜在一根电缆中设不同安装单位的电缆芯，以免运行检修时互相影响。

9.5.14 在 330kV~500kV 开关站对电缆芯线的差模、共模干扰电压高，要求电缆芯线间及芯线与外屏蔽层之间绝缘提高。

9.5.15 本条取自 GB 50217—1994 的规定。

10 励磁系统

10.1 一般规定

10.1.1 本条内容包括两点。第一点是表明励磁系统包括的设备和导体都应能在 1.1 倍额定工况下连续运行。第二点规定了短时过励磁条件。

所以规定 1.1 倍工况，是因为励磁系统工作条件需计及发电机参加系统无功调节的要求。最苛刻的条件是发电机可在 1.05 倍额定电压下低功率因数运行。如保持定子电流和有功功率不大于额定值，则无功电流为额定值的 1.08 倍，无功功率为额定值的 1.13 倍。无功电流的去磁性电枢反应，将使发电机端电压降低。如要保持 1.05 倍的端电压，向系统送出更大的无功功率，必须加大励磁电流。这就要求励磁系统包括励磁机或励磁变压器、整流柜、灭磁开关等设备以及连接电缆或硬母线的额定电流必须不小于发电机额定励磁电流的 1.1 倍。

大、中型发电机自动电压调节器的不正常工作会使励磁系统过载。不对称短路或者过度的不对称负载产生的定子负序电流会使发电机转子绕组表层过热。因此，可在自动电压调整器中附加过励磁限制和保护以及装设负序反时限过电流继电保护，来限制或保护发电机励磁系统的短时过负荷。

10.1.2 以下有关励磁系统的介电强度是励磁系统设备订货或招标时的必要技术要求。

1) 与励磁绕组在电气上直接或经整流器相连的电气组件（旋转励磁电机除外）的出厂试验电压规定为：

——当额定励磁电压为 500V 及以下时为 10 倍额定励磁电压，但最低不小于 1500V；

——当额定励磁电压超过 500V 时为 2 倍额定励磁电压再加 4000V。

2) 不与励磁绕组直接连接的其余电气组件的耐压试验按照有关标准执行。

3) 当励磁电流达 1.1 倍额定电流工况下，励磁绕组两端的整流电压最大瞬时值不应大于规定的励磁绕组出厂试验电压值的 30%。

4) 应保证任何运行工况下励磁绕组出线端的电压瞬时值不超过规定的励磁绕组出厂试验电压的 65%。

5) 励磁绕组及与其在电气上直接相联的电气组件的现场验收电压为出厂试验电压的 75%，允许反复试验电压及维修后的试验电压为出厂试验电压的 65%。

6) 不与发电机励磁绕组直接电气相连的组件工频试验电压规定为：电流互感器和电压互感器二次回路为 2000V；其他组件额定电压在 12V~60V 时为 1000V；额定电压大于 60V 时为 2 倍额定电压，再加 1000V，但最低不小于 1500V。

7) 试验电压的波形畸变不大于 10% 的工频正弦波电压有效值（均方根值）。试验时间为 1min。

8) 对于可控硅整流励磁系统，当励磁电流不大于 1.1 倍额定励磁电流时，发电机励磁绕组两端所加的整流电压最大瞬时值应不大于励磁绕组出厂工频试验电压的 30%。

10.1.3

第 1 款 依据现有设备系列和经济性以及运行的要求，将顶值电压倍数规定为“宜为 1.8~2”。这不但适用于原有直流励磁机励磁系统，也适用于交流励磁机系统。对于静态励磁系统，如输电距离较远，有特殊要求时，也可根据需要，提出顶值电压大于 2 的要求。所以本款最后提出“有特殊要求时，可与制造厂协商决定”。

关于励磁系统顶值电压和励磁系统顶值电压倍数的术语定义，可参见第 3.1.34 及 3.1.35 条，并作以下附加说明：

当励磁系统的电源决定于同步电机的电压和电流时，电力系统扰动的性质、励磁系统和同步电机的具体设计参数，将影响励磁系统的输出。对这种系统，顶值电压的确定应考虑适当的电压降低和电流增加。

——采用旋转励磁机的励磁系统，顶值电压在额定转速下确定。

——励磁绕组温度为对应于额定工况下的规定值。

——对于电压源励磁系统，顶值电压的确定应考虑励磁电流的降低。

第 2 款 按照发电机不同的冷却方式，规定了不同的允许强励时间。这样既发挥了空冷发电机允许更长的强励时间，也照顾了水内冷和氢内冷机组的实际情况。设计中应根据不同的发电机冷却方式决定允许强励时间。

第 3 款 本条按照常规励磁系统和高起始响应励磁系统分别作了规定。高起始响应励磁系统和励磁系统电压响应比术语的定义见 3.1.35 条 3.1.37。关于励磁系统电压响应比补充如下说明：

——励磁系统电压响应比的确定应以励磁系统电压在起始等于同步发电机额定励磁电压，此后迅速建立励磁系统顶值电压为回路条件。励磁系统响应比的测定仅使用于常规励磁系统。

——励磁系统电压响应比的确定应在同步发电机在额定工况下，突然进行强励的方法进行。测定时强励时间一般不得大于 5s。

——当励磁系统的电源决定于同步发电机的电压及电流时，则电力系统扰动的性质，励磁系统和同步发电机将影响励磁系统的输出，对这种系统，励磁系统电压响应比的确定应包括考虑适当的电压降和电流增加。

——如果由于实际原因，试验只能在单独组件进行或虽为全部励磁控制系统，但只能在轻载或空载进行，或采用分析方法预测性能，此时负载条件应符合同步发电机的额定工况。

——对高起始响应励磁系统只规定顶值电压与响应时间。

不同电力系统，不同容量机组以及机组在电力系统中的地位，都影响上述励磁系统顶值

电压、允许强励时间和电压响应比三个指标的侧重面。空冷小型机组强调顶值电压倍数和允许强励时间。大型机组和大型电力系统则更侧重于励磁系统的高起始响应。可按下列三种情况确定合理的参数：

1) 根据电力系统稳定运行的要求，并考虑到励磁装置制造上的可能性和经济性，一般情况下，大型发电机的强励顶值电压不低于 1.8~2 倍，电压响应比不低于 2 倍比较合理。

2) 对于远距离输电系统，当系统联络阻抗在很大范围内变化时，对送端发电机组可提出采用高的强励倍数和高起始响应的励磁系统，这样能提高系统暂态稳定 15%~20%。如线路送端有负载时，对电力系统的稳定性影响更加显著。因此，对远距离输电的送端发电机组应采用强励倍数大于 2 的快速励磁系统，AVR 为高暂态增益（即不采用暂态增益衰减，增益达 200 左右），且配备电力系统稳定器 PSS 是必要的。

3) 对于远距离输电系统，在输电线路输送相同功率的前提下，受端（负荷中心）的发电机组采用快速响应励磁系统，对故障切除后母线电压的迅速恢复有利，对阻尼振荡也有利。在受端发电机组上投入 PSS，可进一步增加系统阻尼，有利于抑制低频振荡。因此，远距离输电系统的受端机组应为快速励磁系统且配有 PSS。

10.1.4 规定励磁系统控制用交、直流电源电压、频率的偏差率，是国内外招、投标书中必须包括的内容。

10.1.5、10.1.6、10.1.7 此三条均属自动灭磁方式和灭磁电阻的选择，可通用于直流励磁机励磁系统、交流励磁机励磁系统和静态励磁系统。强调了可控硅整流励磁系统中正常停机时宜采用逆变灭磁的规定。

10.1.8 将 AVR 的有关技术要求及装设 PSS 的有关规定集中规定于本条。为使规定条文简明，设附录 J，可作为设计规范书的基本内容。结合本条对附录 J 作简要说明。

1) 本条规定的条件是装设有专门的手动调整励磁装置为前提。如不装设专门的手动调整励磁装置时，AVR 的调压范围应按 10.1.12 决定。

2) AVR 给定电压的变化率主要是为了决定人为调整无功负荷的速度，使其在合适的范围内。

3) 发电机带无功负荷后，无功电流分量的去磁性电枢反应将降低发电机端电压。此外，当为发变组时，变压器电抗标么值不同，发电机变压器组在同样的电流输出时，变压器的电抗压降也会不同。为了补偿无功电流的去磁性电枢反应和不同变压器电抗压降对发电机变压器组无功输出的影响，引入了电压调整率这一概念，装设无功补偿单元使系统中并联运行的发电机或发变组的无功输出达到自动平衡。

4) 静差率又可称为稳态电压调整率是衡量励磁系统稳态调整特性的指标。它表达了负荷变化时 AVR 的最大调节误差。

5)、6) 这两款是衡量励磁系统暂态调整特性的指标。

7) 本款是衡量励磁控制系统对发电机频率变化敏感性的指标。测定的条件是发电机空载、额定电压、额定转速时投入 AVR，然后调节发电机转速，使频率变化为 $-5\% \sim +3\%$ 额定值，测量发电机端电压随频率的变化率，并以额定电压的标么值表示。

8) 大型发电机一般已配有集成电路型 AVR，如 SWTA 型（引进西屋产品）、KKL-3 型（南京自动化设备总厂产品），已用于 300MW 机组。WKKL-1 型微机 AVR 为电力科学研究院开发，南京自动化设备总厂研制，也于 1992 年通过技术鉴定。电力科学研究院研制的 WKKL-3 型微机 AVR 试用于南市发电厂 600MW 自并励静态励磁系统，可配套用于

300MW～600MW 机组。

集成电路型 AVR 一般均能满足本款各项要求，唯因设有大量的转换开关，不利于实现发电机自动顺序起停。在发电机自动顺序起停时，必须设有若干断口，由人员操作转换。

微机型 AVR 能够较灵活方便地与 ASS 及 DEH 接口，软件容错和自检功能也提高了系统运行的可靠性。

9) 对高起始响应的励磁系统和输电距离较长的电力系统的发电机，应配电力系统稳定器 PSS。其必要性和效果在说明 10.1.3 条中已概括说明。PSS 可采用电功率、频率、转速或他们的组合作为输入信号。当采用转速信号时应具有衰减轴系扭振频率信号的滤波措施。PSS 应具有的功能为：自动投、切，手动投、切，输出限幅，故障时自动退出等。

10) 无刷励磁系统中发电机励磁绕组无外引接线，不能直接装设发电机励磁绕组电流表和励磁回路接地保护。一般另配备一套转子电刷，定期自动投入，实现接地的定期自动检测和报警。目前 SWTA 及 HWTa 型 AVR 配套这种接地自动检测装置。

10.1.9 无功调差回路接于机端电流互感器，而不允许接于发电机中性点电流互感器，是为了防止机组已与系统断开而存在的机组内部故障时进行误强励。电磁式 AVR 的调整用功率来自电压互感器，电子式 AVR 仅由电压互感器提供测量信号。前者功率消耗大，应设专用电压互感器。

10.1.10 此规定的目的同上条 10.1.9 条的说明。

10.1.11 发电机装设的 AVR 不能满足强行励磁要求时，才装设继电强励。这主要指中、小型发电机，特别是装设电磁型 AVR 时。可采用接于不同电压互感器的双套电压元件的触点串联后起动强励，任一组电压互感器断相时应发出信号。还应设强励的切、投开关。此外，还应在发电机或发变组断路器合闸后才允许强励投入。备用励磁机代替工作励磁机运行时，强励应切换到备用励磁机。

强励的电压元件可为全电压、正序电压或复合电压（全电压加负序电压）。全电压和正序电压的整定值宜为 85% 额定值。负序电压元件的整定值宜为 12% 额定值。

全电压启动元件的优点是简单，但不同相别短路时可能产生拒动。正序电压元件克服了全电压元件的缺点，但与全电压启动元件一样，变压器高压侧不对称短路时灵敏度欠佳。复合电压启动元件特性最好，但元件也比上两种多。

10.1.12 过去大机组的 AVR 可靠性较差，为此配备有感应调压器型手动调整励磁。近年来 AVR 可靠性有所提高，且多配有 ACR 及 DCR，大多数机组还配有双套 AVR，运行可靠性能得到保证，故已有条件可不再装设手动调整励磁装置。但为了满足作发电机空载及短路特性试验时来调整励磁的需要，在不装设手动调整励磁装置时，AVR 的调节范围则应满足发电机空载励磁电压的 20% 至满载额定励磁电压的 110% 的要求。

10.1.13 发电机励磁电流表直接经分流器接入时，为保证仪表误差，往往二次电缆截面过大。为此，宜经变送器后再接电流表。如为 DCS 监控时此变送器则为必备元件。

10.1.14 连接板的额定电流应能满足 1.1 倍发电机额定励磁电流的要求。

10.1.15 “励磁系统正常工作时应为不接地系统”的目的是提高励磁系统的可靠性。如果励磁系统正常为一点接地系统，运行中产生另一点接地时便可能立即造成转子磁通的不平衡，使转子振荡。励磁系统正常工作时应为不接地系统，运行中产生一点接地时则发出信号或跳闸。

10.2 直流励磁机励磁系统

10.2.1 50MW 及以上机组带有附加励磁绕组，可接至 AVR。自并励绕组则可用于串接分励变阻器进行手动调节励磁，这样手动、自动调节的牵制小，稳定性好。50MW 以下的机组则无附加励磁绕组，AVR 输出直接与分励绕组并联。

10.2.2 50MW 以下机组，灭磁屏内可包括有工作和备用励磁切换设备。对 50MW 及以上机组除设有灭磁屏外，还可另设工作和备用励磁切换屏。切换时要同时看工作和备用励磁的电压表。当工作切至备用时，备用励磁电压值要略高于工作励磁电压。反之类推。目的是要考虑后投入的系统带负荷后的电压降，使励磁切换过程中冲击小，运行平稳。

10.2.3 灭磁开关主常开触头断开前，其主常闭触头先接通灭磁电阻回路，以保证不会因励磁电流突然中断而产生过电压。

10.2.4 相复励特性指随着电流无功分量的增大，励磁电流相应增大。

10.2.5 本条适用于小机组。

10.2.6 对第 2 款说明如下：分励变阻器串接固定电阻的目的是限制最大继电强励电流值。此外，当停机时，手动调整分励变阻器转至最大值，此时励磁电流已减小到最小值，继续转动分励变阻器至最大值极限后，则通过分励变阻器滑动触点将励磁绕组闭路，可使励磁绕组电压为零，以完全消除励磁绕组及电枢绕组的磁场能量。

10.2.7 这种方式适用于中小型机组定期进行励磁系统一点接地的绝缘检查，不适用于大型机组装设一点接地保护的情况。

10.2.8 强调了绝缘检查电压表的刻度和励磁电流变送器的装设地点。

10.2.9 励磁回路的电缆截面往往较大，设计中应注意屏下电缆沟内满足电缆弯曲半径的要求。

10.3 交流励磁机励磁系统

10.3.1 励磁机、副励磁机与发电机同轴运转是独立电源的可靠方式。采用中频机组，不但可使机组体积减小，而且可使整流电源波形更加平滑。励磁机或副励磁机为带三相硅整流桥或可控硅整流桥负载，每个周波内电压波形中相对于换流位置有六个缺口。换流缺口的宽度及深度与负载的大小有关，也与换流电抗的大小有关。所以使交流励磁机的电压波形畸变，给励磁装置的运行带来一些问题，需采取某些措施。对可控硅整流电路，由于同步电压取自交流励磁机机端电压，不利于触发电路的正常工作。因此，还必须对同步电压进行滤波和整形。此外，由于交流励磁机是一个独立的电源，不受大气过电压的影响，操作过电压的可能性也较小。

副励磁机采用永磁式发电机不会产生失励，较以往自励恒压式副励磁机提高了运行的可靠性。副励磁机的外负载特性应尽可能硬，以维持不同负载时端电压的稳定性，保证 AVR 的正常工作。

10.3.2 一般情况下宜设两套 AVR，以保证励磁系统的可靠运行。对于引进型 SWTA、HWT A 型，可以按照其惯例设一套 AVR，但对于易发生故障的可控硅整流桥及触发脉冲单元应设两套，以提高可靠性。

10.3.3 AVR 全控整流桥由永磁式副励磁机供电，输出电流接入励磁机励磁绕组。对于高起始励磁响应的励磁系统，为了尽量减小励磁系统时间常数，往往将励磁机励磁绕组的额定电压设计得尽可能低，额定励磁电流尽可能大，这样可使励磁机励磁绕组的电感降低，时间

常数减小。但随之带来的问题是强励时励磁机励磁绕组的励磁电流很大，这样在引接电缆中的电压降将对限制强励电流有相对较大的影响。尤其是采用 400Hz～500Hz 的中频副励磁机时，工频电缆的阻抗加大，对限制励磁机强励电流会产生显著影响。所以，电缆截面的选择取决于强励时的电压降，而不是允许电流值。目前尚无合适的中频电缆选择，可用工频电缆代替。用多芯电缆并联时，可显著降低电缆的感抗。

10.3.4 AVR 由与发电机同轴的中频副励磁机供电。在发电机未启动前就需要对 AVR 进行调试，所以宜设中频电源装置。

10.3.5 是对单机配套整流柜较多时，对并联支路数所作的规定。对于配置大容量整流器，台数较少的情况下，例如西安整流器厂对 200MW～300MW 机配套两台整流器柜，每台运行时都能满足机组强励要求，则优于本条规定。

10.3.6 整流元件及整流柜装设短路保护并应能在发电机运行中进行整流柜的检查和维修，是设备订货的条件。

10.3.7 串联元件的均压措施是并联高电阻。均压系数的测试条件为：整流装置在正常运行条件下，用示波器测量每个元件的电压波形，计算出反向电压的幅值；或用高内阻直流电压表测量出每个整流元件的反向电压值。均压系数应为：

$$\frac{\text{串联元件平均反向电压}}{\text{某元件最大反向电压}} \geq 90\%$$

并联元件的均流措施是串联低电阻。均流系数的测试条件是：当发电机为额定励磁电流时，测量并联的每支路的电流。均流系数为：

$$\frac{\text{某相各支路平均电流}}{\text{某相支路最大电流}} \geq 85\%$$

整流柜之间的均流系数也应不小于 85%。

10.3.8 当为空气冷却器时，两供电回路之一宜为保安电源。

10.3.9 本条是对水冷却整流器柜的技术要求。前一句是设计要求。后一句是对制造厂配套要求。

10.3.10 强调了过电压保护应能自动记录，自动恢复。并对三种整流励磁系统不同的特点，要求提供不同的过电压保护。转子过电压保护的动作值应高于强励后灭磁和异步运行时的过电压值，同时应低于发电机励磁绕组出厂工频耐压试验幅值的 70%。

10.3.11 当两组可控整流桥并联时，每组整流桥正极和负极的电流表指示相等，表示可控整流元件工作正常。如果一组可控整流元件的脉冲触发回路缺相或可控整流元件回路故障，例如快速熔断器熔断或可控整流元件短路或断路，则整流桥正、负极电流表指示不相等。从而可监视可控整流桥的工作状况。

10.3.12 当为 DCS 方式时，有关参量可由 CRT 显示。

10.3.13 交流励磁机静止二极管整流励磁系统和交流励磁机静止可控整流器励磁系统才装设整流柜和灭磁柜。旋转整流器励磁系统则不同，见 10.3.15 条。

10.3.14 正常停机时，发电机励磁绕组电流小，灭磁时，电弧不易进入灭弧室，对灭磁开关不利。用逆变灭磁，可减小灭磁开关的负担。逆变灭磁换相时会产生尖峰过电压，故加续流二极管。续流二极管设在励磁机附近，是为了降低续流回路的电压降。

10.3.15 交流励磁机旋转二极管整流励磁系统中发电机励磁绕组不对外引出，设有集电环、碳刷易损元件，运行可靠性高。但由于发电机励磁绕组不对外引出，无法装设发电机灭磁装

置,只能在励磁机励磁绕组实现励磁机的灭磁。目前上海电机厂生产的 300MW 机采用旋转二极管整流励磁系统。国内小型机组也有采用旋转可控硅整流励磁系统,不但励磁电压响应快,而且可实现可控硅逆变灭磁。可控硅的控制信号由旋转变压器或光电输入。这为旋转整流器励磁系统的灭磁提供了一条新的途径。

由于旋转整流元件处于高速旋转状态下运行,其机械和电性能要求高,旋转整流器正、负极分安装可靠性高。另外,并联的单个整流元件的额定电流和反向峰值电压也比静止整流器元件要求高。为了在运行中检查快速熔断器是否熔断,应配手提式闪频检查观测器。闪频频率与交流励磁机频率一致,便能以相似静止现象观测熔断器熔断的指示牌。

10.4 静止励磁系统

10.4.1 当励磁变压器接于发电机端时,可不装设高压侧断路器或熔断器,是因短路电流大,动、热稳定要求高,即使装设了该设备,故障时最后还得停机。但要求励磁变压器装设主保护及后备保护。不应将发电机变压器组大差动保护接入励磁变压器低压侧作为主保护,因其不能满足对励磁变压器低压侧短路时的灵敏系数要求。

10.4.2 对起励方式及参数作了原则性规定。起励电源容量应满足发电机建压大于 10% 额定电压的要求。起励成功或失败,起励回路均应能自动退出。实际运行经验,也可能残压起励,但不作为设计方案。

10.4.3 对励磁变压器的接线组别作了规定。励磁变二次侧的负载是可控硅整流桥。由于整流器各臂在一个周期内轮流导通,流经整流臂的电流波形是断续的近似矩形波。触发电角滞后越大,则电流的起伏陡度也越大,电流的谐波量也越大。谐波电流造成谐波电压降,产生了谐波电压。谐波电压中含三次谐波及三次倍数的谐波,便产生了三次谐波对变压器的影响和传递。如低压侧绕组为三角形,则消除了三次谐波电压,避免了零序磁通使变压器铁芯等磁路的发热,也防止了一、二次侧零序电压的传递。

励磁变压器二次绕组及中性点都不允许接地,这样可使励磁系统正常运行不接地系统。运行中产生一点接地也不会立即造成短路和转子磁路的不对称,便提高了励磁回路运行的可靠性。当然,励磁系统的一点接地也可由保护来检测,作用于信号或跳闸。

10.4.4 励磁变压器阻抗标么值越大,则强励时励磁回路电压降也越大。这便限制了强励特性。国内发电机励磁的专家都有一致的看法,认为其标么值宜为 0.06~0.08。但从国外进口的机组,有的励磁变阻抗标么值达 0.175。他们认为其计算条件是限制励磁回路短路时灭磁开关的切断电流,使其处于灭磁开关的额定切断电流之下。计算中还计及冲击电流系数为 2.14,以及制造过程中变压器的阻抗容差为 0.975。但国内励磁专家认为励磁回路电压低,正、负极直接短路的可能性不大。此问题有待进一步研究。

10.4.5 对励磁变压器容量、电压和阻抗压降的选择作了原则性规定。

10.4.6 正常停机时,励磁电流已减至要求的较低的数值。如采用灭磁开关灭磁,则因电流小,不易进入磁吹灭弧室,往往使触头烧损。采用逆变灭磁,可防止灭磁开关切断小电流的困难,使灭磁开关完好,以便事故灭磁。

10.4.7 有关说明见本规程 10.4.1 条说明外,规定了励磁变压器的主保护和后备保护应用于停机。这是因励磁变压器与发电机出线端固定连接,励磁变压器故障后必须停机。

10.4.8 复励静止可控整流器励磁系统是一种较完善的静止励磁系统。它具有电压源外,还具有电流源。可克服电压源静止可控整流器励磁系统在系统近端短路时电压衰减的缺点。国

内该系统已用于中、小型汽轮发电机及大、中型水轮发电机。串联变压器或励磁变流器是电流元件，装于发电机出线端可防止发电机内部故障解列后产生误强励；带气隙可防止短路时铁芯饱和。电压与电流源组合的相复励特性可改善滞相运行或强励时发电机电枢电流对励磁特性的影响。

10.4.9 本条规定了电压源静止可控整流器励磁系统装设有关表计或 CRT 显示的要求。

10.5 备用励磁系统

10.5.1 备用励磁系统是用于规定条件下的同轴直流励磁机励磁系统。交流励磁系统制造厂配套时已设有必要的备用措施，不再设计备用励磁系统。

10.5.2 备用励磁切换的电流值很大，操作是按照先接入后断开方式，保证不致使励磁电流中断，所以可采用刀开关切换。

10.5.3 本条规定了备用励磁装置的型式、容量、电压和强励特性。为了保证低电压下备用励磁在一定时间内的强励磁特性，应按本条第 4 款校核备用励磁机组的转动惯量。如校验后不能满足要求，加装的飞轮转动惯量为所差值。

10.5.4 主环中央信号控制屏台为公用设备，备用励磁机控制、测量、信号设备装在该屏台顺理成章。为适应每台发电机选用由备用励磁机励磁，各发电机控制台上能方便地调整励磁，备用励磁机分励变阻器应采用远方电动传动机构。

10.5.5 强励顶值电压倍数的调整是通过改变备用励磁机分励变阻器的附加电阻值来确定的。备用励磁机适用于各台发电机，所以该附加电阻应为可调式，不能采用固定电阻。

10.5.6 通过设在各台发电机控制屏台上的强励切换开关的选择，可使强励起动元件接通备用励磁机强励接触器进行强励。

10.5.7 备用励磁装置适用于多台机组，往往安装在厂房的初建侧。当电厂扩建后，扩建侧的机组容量往往较初期安装的机组容量大。备用励磁装置专用屏的母线、刀开关的额定电流和输出电缆的截面应按电厂规划选择。

10.5.8 专用屏一般装设在主厂房内，不设围栏。为防止非电气人员误操作，规定不装设事故按钮。

11 同步系统

11.0.1 采用单相同步系统接线简单，减少同步小母线。

单相同步接线及矢量图见表 2。

表 2 单相同步接线及矢量图

同步点	运行系统	待并系统	说 明
中性点直接接地系统母线间			利用电压互感器开口三角形的辅助二次绕组的 C 相电压 $\dot{U}_{CN}$ 和 $\dot{U}'_{CN}$
中性点直接接地系统线路间			利用电压互感器二次电压为 100V 的辅助绕组电压 $\dot{U}_{CN}$ 和 $\dot{U}'_{CN}$

续表

同步点	运行系统	待并系统	说 明
Y/△—11 接线变压器两侧断路器			运行系统电压互感器开口三角形的辅助二次绕组的 C 相电压 $\dot{U}_{CN}$ 和待并系统电压互感器二次侧 b 相接地的 $\dot{U}'_{ab}$
非直接接地系统			电压互感器二次侧为 b 相接地, 利用 $\dot{U}_{ab}$ 和 $\dot{U}'_{ab}$

11.0.2 本条文规定了在电厂网络部分及变电所设置捕捉同步装置。该装置能自动地捕捉到两系统的电压相位差, 在 $0^\circ \sim \pm 30^\circ$ 这一段可同步合闸的时机内, 自动发出合闸脉冲, 使两个待同步系统进行同步合闸。使用捕捉同步装置可免去操作人员人工的同步操作, 同时也缩短了操作时间, 提高了同步合闸的成功率。

大容量发电厂的单元控制室, 不论是二机一控或一机一控, 为提高同步可靠性和灵活性, 本条文规定每台机组宜设一套自动准同步装置, 也可设一套带有闭锁的手动准同步装置。

当电气采用 DCS 控制时, 常规的电气硬手操作设备基本取消。而以往设计的手动准同步装置需在控制台上装 3~4 个转换开关, 这些开关的布置困难, 且目前电厂运行并网时, 一般都采用自动准同步装置。因此仅当用户要求时, 可考虑装设手动准同步装置。

自动准同步装置一般安装在电气继电器屏上; 引进机组也有安装在汽机自启动装置内, 其优点是自动装置发出的调速脉冲直接送至 DEH, 在内部进行连接。有的 DCS 装有自动准同步的独立插件, 由它完成 DCS 操作的自动同步合闸。

11.0.3 对于 200MW 及以上的大容量机组, 高压异步电动机的使用台数多、容量大。由于高压电动机在断电后, 残余电压衰减较慢, 而且幅值较大。电源切换后, 电动机将受到较大冲击。当残余电压和电源电压的相角差为 180° 时, 受冲击最厉害。因而对于 200MW 及以上机组的厂用电系统, 应设同步闭锁措施, 在断路器的控制回路中, 串入同步鉴定继电器的触点。保证在残余电压和投入的电源电压相位差在 30° 以内时合闸。

对发电厂大容量机组的高压厂用系统的断路器, 起动/备用厂用变压器由高压配电装置引接或联络变压器第三绕组引接等方式, 断路器宜设同步闭锁措施。若断路器有非同步可能时, 建议工作和备用断路器均能进行同步操作。如果采用备用电源快速切换装置时, 断路器的两侧均装有电压互感器, 采用手动准同步方式接线并不复杂, 而对电厂的可靠性则可以保证。

若备用电源距系统电气距离很远, 造成工作电源与备用电源之间相角差较大。经计算, 当工作电源与备用电源相角差在 30° 左右时, 在变压器内造成的环流不超过 3 倍。根据变压器运行规程, 变压器在过负荷 3 倍时, 可运行 1.5min。故建议备用电源的取得, 使工作电源与备用电源之间相角差不超过 30° 为宜。

11.0.4 建议取消采用同步小盘方式, 采用上海浦江电表厂生产的 MZ-10 型组合式同步指示表, MZ-10 组合式同步表在控制屏面上占面积少, 因而在工程中已获得了广泛的应用, 已完全可以代替同步小盘。

有反映组合式同步表只反映电压和频率的差值 ΔU 和 Δf ，具体值不直观。根据仪表规程，在发电机回路和母线上都已装设了电压表和频率表。同步时，观察差值的趋势是 $+\Delta U$ ($+\Delta f$) 或 $-\Delta U$ ($-\Delta f$)，然后再根据相应表的指示去操作发电机的调速或调压回路。

11.0.5 本条文规定对被并列的断路器，每次同时只允许一个同步点进行同步操作。为此，所有同步点的同步转换开关应共用一个可抽出的手柄或选用带锁同步开关，所有带锁同步开关共用一把钥匙，此手柄或钥匙只有在“断开”位置才可抽出。DCS 控制时也应具有上述功能。

11.0.6 $1\frac{1}{2}$ 断路器接线的一次系统运行方式较多，例如，有时线路（或变压器）停运，此时该元件回路的隔离开关也断开，该元件的电压互感器也退出运行。若此时一串三台断路器要闭环运行，这使得每台断路器两侧同步所用的电压互感器也不是固定的。

在实际工程中，同步电压的取法常采用“近区优先法”。电压回路切换可以用有关的隔离开关和断路器的辅助触点来实现，也可以用相应的重动继电器触点来切换，后者可以节省控制电缆。

12 交流不停电电源系统（UPS）

12.1 系统配置

12.1.1 根据大多数工程统计列出了目前发电厂和变电所 UPS 供电的主要对象。当然这不是固定不变的。某些工程可能有新的情况，对那些因交流电源瞬时消失可能引起严重后果的要害负荷，则需要由 UPS 供电。为了简化 UPS 主配电屏，可设若干中间配电箱，装设在电子设备间负荷集中的地点进行分配电。在这种情况下，应注意上、下级馈线保护设备的级差配合。

12.1.2 根据本规程 5.0.2 条的规定，单机容量为 300MW 及以上的发电机组宜采用 DCS 控制方式。该型机组容量大，在系统中的重要性高，一旦 UPS 电源消失，将无法收集和处埋信息并失去控制手段。据统计该型机组中 DCS、FSSS、DEH 负荷约占 UPS 总容量的 50% 以上，所以该型机组按单元制每台机设一套 UPS。

100MW~200MW 发电机组、330kV~500kV 变电所、220kV 枢纽变电所和发电厂的网路部分及辅助厂房，如采用计算机监控、监测时，则需装设 UPS。配置 UPS 的套数可按机组容量的大小，单元制方式以及供电的方便性决定。

12.1.3 单相输出式 UPS 的优点是系统简单，不需考虑负荷的平衡，能够充分利用 UPS 的额定容量。三相输出式 UPS 则相反，应将三相负载配置得比较平衡，否则将不能充分利用其额定容量。因此，只有当容量较大或有较大的三相式负载时，才选用三相输出式 UPS。如果实际负载中有小容量的三相负载时，宁可增加一台小容量的三相输出式 UPS。

12.1.4 本条规定了 UPS 的供电方式。即正常时发电厂由保安电源供电；变电所宜由所用电源供电，当供电的交流电源消失时，由带闭锁二极管的蓄电池直流电源不间断地供电。发电厂（变电所）蓄电池的容量应计及 UPS 负荷。为了确定 UPS 订货规范，特作下列说明。

(1) UPS 可由下列单元组成：整流器、逆变器、旁路变压器、闭锁二极管、静态高速切换开关、手控旁路切换开关、蓄电池直流馈电线和配电屏等。

1) 整流器:

——整流器应包括隔离输入变压器、可控整流桥、控制板。当整流器容量较大时,输入变压器宜由三相输入供电。容量较小时可用单相输入变压器。

——整流器用以提供逆变器一个恒压直流电源。该直流电压应不小于蓄电池直流母线最高运行电压,即蓄电池组均衡充电时的母线电压。可取最高运行电压不小于1.125倍的直流母线额定电压。

——整流器输入电压的允许变化率应不小于额定输入电压的 $+10\% \sim -15\%$,允许频率变化率应不小于额定输入频率的 $\pm 5\%$ 。

——整流器应具有全自动限流特性,以防止输出电流超过安全的最大值,当限流元件故障时,其后保护应能使整流器跳闸。

2) 逆变器:

逆变器的输入由整流器直流输出及带闭锁二极管的蓄电池直流馈线并联供电。当整流器输出电源消失时,切换由蓄电池直流馈线供电。当整流器输入电压和频率在允许的规定值范围内变化或蓄电池组直流母线电压变化率为额定值的 $\pm 12.5\%$ 时,逆变器在各种工况运行时,其输出电压的变化率应不超过额定值的 $\pm 1\%$,频率变化率应不超过额定值的 $\pm 0.5\%$,逆变器的总谐波有效值应不大于 5% ,任何单一谐波有效值应不大于 2% 。逆变器应具有全自动限流特性。过载或出口短路时,应将输出电流限制在安全范围内。当短路切除后能自动恢复正常运行。限流元件故障时,后备保护应能将逆变器跳闸,并向控制室发出报警信号。逆变器在功率因数 $0.7 \sim 0.9$ 运行时,最大冲击负荷为额定值的1.5倍时,应能承受60s。

3) 旁路变压器:

旁路变压器由隔离变压器和调压变压器串联组成。隔离变压器输出侧宜设 $\pm 5\%$ 的抽头。旁路变压器应为500V级干式绝缘,变比为380/220V(220/220V)。满负荷且周围气温 40°C 时能长时期可靠运行。

4) 闭锁二极管:

闭锁二极管的额定电流应能长期承受逆变器的最大输入电流。闭锁二极管的反向峰值电压应不小于1500V。

5) 静态高速切换开关

在逆变器输出电压消失、受到过度冲击、过负荷或UPS负载回路短路时,静态高速切换开关应自动将配电柜负载切换到旁路交流电源。从逆变器输出电流消失到切换至旁路电源,总的切换时间应不大于5ms。

——当电源切至旁路时,应经适当延时,向控制室发出信号。

——当逆变器恢复正常运行时,静态切换开关应经适当延时自动将负荷切至逆变器输出。根据需要,也应能手控解除静态切换开关的自动反向切换。

6) 手控旁路切换开关:

手控旁路切换开关应有接通—中间—断开三位置,以便当逆变器和静态切换开关或者后者退出运行进行维修时,不致使负荷停电。手控旁路开关在接通位置时将静态切换开关旁路的同时,应切断逆变器的同步信号。手控旁路开关在中间位置时应再度接入同步信号,以便将配电屏接至逆变器之前试验逆变器的同步。

(2) 应设置逆变器输出与旁路电源的同步控制装置,以保证逆变器输出与旁路电源同步。如果电厂频率偏离限值,逆变器应保持其输出频率在限值之内。当电厂频率恢复正

常时，逆变器应自动地以每秒 1Hz 或更小的频差与电厂电源自动同步。同步闭锁装置应能防止不同步时手动将负载由逆变器切换至旁路。UPS 控制屏上应设有同步指示。手动切换时逆变器输出应与旁路电源同步。逆变器故障或外部短路由静态切换开关自动切换时则不受此条件控制。

12.1.5 本条规定了 UPS 三个输入端及一个输出端均应设自动开关进行保护。自动开关的电磁脱扣器作短路的速断保护，热脱扣器作过负荷及过电流保护。

12.1.6 由于 UPS 布置在直流配电室或单独的房间内，所以应配备必要的变送器和报警总信号，引至控制室或与计算机接口。变送器至少应包括 UPS 输出电压、输出电流。报警总信号至少应包括异常总信号、旁路运行、蓄电池供电。

UPS 装置相应应有各种必要的监视仪表和报警信号。目前产品多配有微机监测装置，可对 UPS 运行状态进行全面的监测报警和显示。

12.2 设备布置

12.2.1 UPS 主机及主配电屏宜布置在一个室内，一般布置在直流配电室，可减短主电缆的长度。交流配电屏宜布置在负荷集中的电子设备间，可缩短分电缆的长度。

12.2.2 本条提出了 UPS 设备环境温度及相对湿度较严格的要求。

UPS 设备为发热量较大的设备，一般发热容量约占 UPS 总容量的 8% 左右，是一个非常突出的问题。UPS 为电子设备，对环境温度比较敏感，必须保证环境气温不高于允许值。必要时可于 UPS 柜顶装设通风管道，将柜内热量由 UPS 通风机排于室外。这样不但有利于 UPS 散热，也避免室内温度过高。

13 接地与抗干扰

13.1 常规二次回路和设备的接地

13.1.1 常规二次回路及设备系指强电直接控制的回路和设备。这些回路的抗电磁干扰的性能较好，一般不需采取特殊的抗干扰措施。这些回路和设备接地目的是保证人身和设备安全，防止高压一次设备或雷电的侵入。采取的措施是将二次机柜的金属外壳、电缆的金属外铠和电缆设施，如电缆支架、桥架、金属穿管等接地。接地线的截面、材料、接地引线的配置等都应符合 SDJB-79 的规定。

13.1.2 二次机柜的接零与接地必须分别独立，不允许混淆。接地指连至接地网，接零指接至交流电源的中性线。电源中性点仅在电源端与接地网相连接。

13.1.3 每组电流互感器二次绕组中性点应仅一点接地。接地的目的是防止高压绕组击穿，将高电压传至二次电流回路而危及人身及设备安全。应仅一点接地是为了防止如两点接地时可能因地电位差在中性线上引起环流，造成继电保护特别是零序电流保护的不正确动作。

当电流互感器二次绕组与其他电流互感器二次回路无电路联系时，中性点一点接地可在任一地点，但在开关站侧更适宜，当一次绕组击穿时，接地线最短，限制高电压传入二次回路最有效。

当多组电流互感器二次回路间有电路联系时，如差动保护、母线差动保护，应将各电流互感器中性点线在控制室并联后一点接地，这样作较明显统一，避免差错。每组电流互感器

都需经一根多芯电缆含中性线引至控制室，可避免电磁干扰产生零序电流。

13.1.4 电压互感器每组二次绕组的相线和中性线应在一根多芯电缆中引至控制室，目的是防止电磁干扰引起零序电压。电压互感器每组开口三角二次绕组引线应在一根多芯电缆中引至控制室的目的是防电磁干扰引起附加的零序电压。电压互感器二次绕组的地线不应与开口三角绕组的地线共用一芯电缆，目的是防止电压互感器二次绕组负载不平衡时，在地线上有零序电流通过，从而产生零序电压降，造成开口三角绕组输出产生附加的零序电压。

有电路联系的电压互感器二次侧应仅在控制室一点接地，防止多点接地造成二次回路短路或产生环流。对于 B 相接地时，在开关站将二次绕组中性点经放电间隙或氧化锌阀片接地。

13.2 电子装置的逻辑接地

13.2.1 电子装置的接地除应遵守 13.1 节的安全接地和接零的规定外，还增加了一项逻辑接地，也称为信号接地。逻辑（信号）接地就是将逻辑信号系统的公共端接到地网，使其成为稳定的参考零电位。由于逻辑（信号）地是所有逻辑电路的公共基准点，对接地电阻的要求较严（一般应不大于 1Ω）。微机中使用的各种 TTL 门电路的逻辑“1”和“0”电平的电

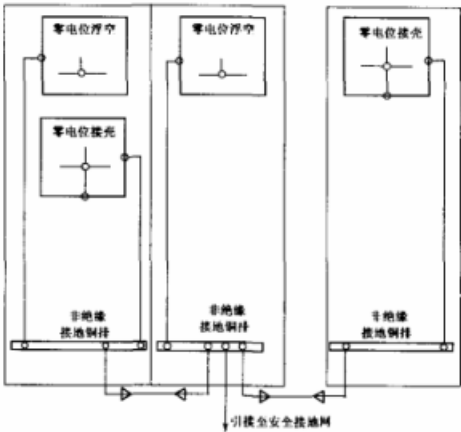


图2 非绝缘接地铜排连接示意图

位差仅 2V 多，如果处理不当，在信号地线上形成电位波动即所谓噪声电压，造成微机不能正常工作，甚至会烧毁元件。因此逻辑信号地电位应十分稳定。为此，应设有公共零电位逻辑接地的总接地板。这种方式特别适用于规模较大由多个装置构成的系统。可构成电阻很小的零电位母线，保证各装置零电位为同一基准点。

13.2.2 本条实施示意图参见图 2。屏柜内的小箱中逻辑地电位浮空或接小箱壳体时，小箱壳体起到屏蔽体作用。小箱壳体结构上与屏体有接触性连接。为了可靠，小箱壳体以接地线及接地铜排相连。由于接地铜排与小箱相连，小箱又与屏体相连，所以接地铜排是不绝缘

的。各屏内的接地铜排首尾相连，并在铜排上一点用电缆接至电力安全接地网，避免地中电流在各屏内铜排上产生电位差。

13.2.3 本条实施示意图见图 3。当屏柜上多个装置组成一个系统时，为避免各装置的逻辑接地点产生噪声电位差，使整个系统无法正常工作，各装置的逻辑接地点必须直接以接地线引至接地铜排，并与小箱壳体绝缘。小箱结构上与屏体相连。接地铜排应与屏体绝缘。与 13.2.2 条相同理由，各屏内绝缘铜排首末相连后仅在一端接至电力安全接地网。

在图 3 左侧为两个柜在一控制室的接地方式，右侧为不同房间之间距离较远无法实现共用一个公共逻辑接地网的情况，故在不同房间内的远程通信应采用隔离。

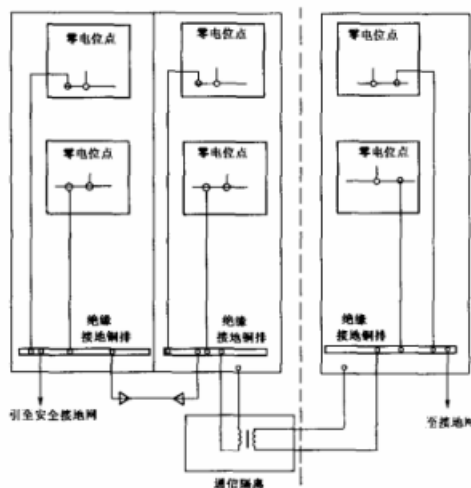


图 3 绝缘接地铜排连接示意图

13.2.4 推荐的接地方式见示意图 4。

13.2.5 本条规定了逻辑接地线选型及安装方式。逻辑接地线采用绝缘铜绞线或电缆的目的是为了防止逻辑接地线与电力安全接地网相碰而造成多点接地。逻辑接地线与接地体之间的连接应为焊接，不允许用压接，以防止振动、腐蚀和不同金属的膨胀率影响连接的可靠性。逻辑接地线除供零电位基准点的连接外，还起着泄流高频干扰电流的作用，接地线的效果与其长度和接地线中传播的干扰源的频率有关。接地线应尽可能短，以防接地引线电阻增大，与零电位基准点的电位偏差加大和引起干扰。

13.3 计算机系统的接地

本节原则上采用自动化专业对计算机系统接地的技术规定为蓝本。但下列各条有所区别。

13.3.1 对中性点直接接地系统的厂、所，电力接地网的接地电阻一般能满足计算机接地网

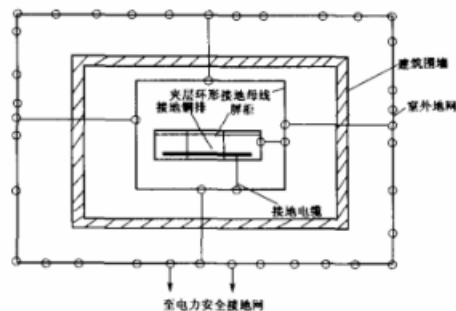


图4 逻辑接地与电力安全接地网间的连接示意图

接地电阻的要求。对中性点非直接接地系统或高土壤电阻率地区的厂、所，合用接地网的接地电阻应满足计算机接地电阻的要求。

13.3.2 规定了不宜设独立的计算机接地系统，而应利用电力安全接地网，与电力安全接地网一点相连。

13.3.3~13.3.7 对计算机系统接地的具体要求作了规定。

13.4 其他抗干扰措施

13.4.1 消除设计配置引起的干扰，应注意解决好下列问题：

1 控制回路及直流配电网的电缆宜采用辐射状敷设，应避免构成环路。当由备用环路供电时，必须设有运行中可断开工作回路的开环点。

2 电流互感器、电压互感器每组二次绕组的相线和中性线必须处于同一根电缆中；电压互感器每组开口三角绕组的电压线和地线必须处于同一根电缆中。不允许共用中性线。

3 电流互感器及电压互感器二次绕组应有且只能有一点接地。

当几组电流互感器二次绕组之间有电路联系时，接地点应在控制室侧。全厂（所）的电压互感器二次绕组及开口三角绕组的接地点应在控制室侧。独立的与其他互感器二次绕组间无电路联系的电流或电压互感器二次绕组的接地点可在开关站侧。

4 电缆通道内应设有纵向敷设的接地带并多点接地。

5 控制室接地网与开关站接地网之间应设有多路连接的接地连接线。

13.4.2 应注意解决好下列限幅消弧措施：

1 已在控制室实现各电压互感器二次绕组的一点接地后，对电压互感器二次绕组中性点不接地的，对其二次绕组中性点宜有开关场侧经放电器或氧化锌阀片接地。其击穿电压峰值应大于 $30I_{max}$ ，其中 I_{max} 为电网接地故障时通过变电所的可能的最大接地短路电流有效值，单位为 kA。

2 用电容或反向二极管并接在中间继电器线圈上作限压回路时，电容或反向二极管必须串联数百欧姆的低值电阻后，直接并接在继电器线圈的端子上。反向二极管的击穿电压不宜低于 1000V，绝对不允许低于 600V。应注意限压回路接入后引起中间继电器延时返回对相关控制回路的影响。

- 3 不得在控制回路触点上并接电容或电阻来实现消弧。
- 13.4.3 远离和隔离干扰源应注意解决好下列问题：
 - 1 电缆通道的走向应尽可能不与高压母线平行接近。
 - 2 高压开关站侧电缆屏蔽层接地时，接地点应尽量远离大接地短路电流中性点接地点和其他高频暂态电流的入地点，如避雷器、避雷针、电容式电压互感器等的接地点等。
 - 3 不同电平的二次连线不应安排在同一根电缆中。电力线不得与二次弱电回路共用一根电缆。
 - 4 电子装置或计算机系统与外部的联系应经过隔离。可采用继电器触点隔离、光电隔离、变压器隔离或调制解调器隔离等。

13.4.4 电子装置电源进线至少应采取下列滤波和去耦措施：

- 1 电子装置由整流装置供电时，为抑制来自电网的高频噪声干扰，在整流变压器初级绕组之前宜串接线路滤波器。滤波器应置于屏蔽罩内并将屏蔽罩接地。接地点应为电子装置参考地电位点。
- 2 对电子装置共用的直流电源内阻引起的干扰的抑制，除应选用高质量的稳压电源和电源的滤波措施外，各级电子装置还宜设电容、阻容或感容去耦电路。在高频电路中，去耦电容应并接小容量的无感电容。
- 3 集成电路或微型继电器保护装置的交、直流电源进线，应先经去耦电容（最好接在装置箱体的接线端子上），然后再进入柜内。去耦电容的一端应直接焊接在电源引入线上；电容器的另一端相互焊接后接到柜体的接地端子（母排）上。

13.4.5 应解决好下列屏蔽问题：

- 1 抑制低频磁场（100kHz 及以下）时，屏蔽体应选用高磁导率材料。单纯磁屏蔽时，屏蔽体应选用高电导率材料。屏蔽电场或辐射交变电磁场时，屏蔽体必须接地。接地线应尽可能短。
- 2 控制室、二次设备间屏蔽的措施，只考虑防止频率为 10MHz～15MHz 以下的电磁波，故可用 40mm×4mm 的扁钢在小间屋面和四周焊接成 2m×2m 的方格网，并和周边接地网相连（门窗沿周边敷设扁钢而后接地）。15MHz 以上的屏蔽由装置本身采取措施。
- 3 集成电路或微型继电器保护或其他电子装置应采用金属柜式结构，外壳接至参考地。当柜上设有玻璃门或通风孔时，宜设铜网屏蔽并接至参考地。网格导体之间的间距应不大于 3cm。

本款数据参照国外有关资料如下：

表 3 电磁兼容措施的有效性的极限频率

区 域	频率上限	波 长 λ m	0.1 λ m
开关站	100kHz	3000	300
建筑物	1MHz	300	30
控制室	10MHz	30	3
柜	15MHz	20	2
装置	100MHz～1000MHz	3～0.3	0.3～0.03

13.4.6 本条规定了电缆的屏蔽措施

- 1 凡有抗干扰要求的回路，应选用屏蔽电缆。信号频率 1MHz 及以下的弱电回路，电缆屏蔽层宜一点接地。高压开关站的常规二次回路的外屏蔽电缆的屏蔽层宜一端接地。通过

.....

.....

高压开关站的低电平对绞分屏蔽和外部总屏蔽电缆，分屏蔽和总屏蔽应在一点接地，如现场地网良好，接地点可选在现场；否则，应在控制室侧接地。热电偶屏蔽电缆的对绞芯分屏蔽和总屏蔽层应在热电偶侧一点接地。集成电路或微机型保护的电流、电压和信号触点引入线的屏蔽电缆屏蔽层，应在保护屏上接至接地铜排。

2 为避免地电位差引起干扰，不得采用将电缆中的备用芯两端接地的防干扰措施。但允许将电缆中的备用芯一端接地以增加屏蔽作用或作无屏蔽电缆的屏蔽；接地点应在控制室侧。
