



扫码进入网上练习系统

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	2
3 术语和定义	3
4 总则	5
5 系统要求	6
6 接线	8
7 电器和导体选择	11
8 安装与布置	18
9 二次接线、继电保护和自动投切	21
10 建筑与结构设计	28
11 采暖通风	31
附录 A（规范性附录） 谐振容量计算	33
附录 B（规范性附录） 电容器组投入电网时的涌流计算	34
附录 C（规范性附录） 稳定电压升高（或降低）的计算	37
附录 D（规范性附录） 电容器装置继电保护整定计算	38
附录 E（规范性附录） 相控电抗器（TCR） 产生的谐波电流计算	43
附录 F（规范性附录） 本标准用词说明	45
条文说明	47

前 言

本标准是根据国家发展改革委办公厅《关于印发 2007 年行业标准计划的通知》（发改办工业〔2007〕1415 号）的安排，对 DL 5014—1992《330~500kV 变电所无功补偿装置设计技术规定》进行修订的。

本次修订主要对以下内容进行了修改和调整：

- 按照标准编写要求，增加了前言和规范性引用文件。
- 根据 330kV、500kV 变电站应用情况，对接线部分作调整。
- 增加 750kV 变电站内容。
- 由于修订后的 GB 50227《并联电容器装置设计规范》已将适用范围延伸到 750kV 变电站，本次修订将有关并联电容器装置方面的内容与 GB 50227 进行了协调或直接引用，并取消了有关电容器装置的附录。
- 鉴于 DL/T 1010.1—2006《高压静止无功补偿装置》已颁布，本次修订将有关静止无功补偿装置方面的内容与 DL/T 1010.1 进行了协调或直接引用。
- 本次修订充分考虑了 330kV、500kV、750kV 变电站已全面采用计算机监控系统、微机型保护及微机自动装置的实际情况，并据此进行了相应修订。
- 分别针对户外设备和户内设备布置，规定防火、疏散等限制尺寸，也包括建筑物门窗、洞口的限值和构造要求，包含隔音、防火、防磁、材料选择。
- 从防磁与安全运行方面提出了对于设备支架及基础材料、围栏及建筑物墙体构造等特殊要求。

本标准自实施之日起，代替 DL 5014—1992。

本标准的附录 A~附录 F 为规范性附录。

本标准由电力规划设计总院提出。

本标准由电力行业电力规划设计标准化技术委员会归口并负责解释。

本标准起草单位：中国电力工程顾问集团东北电力设计院。

本标准主要起草人：季月辉、张福生、梁学宇、杨国富、杨宗、高春英、杜继平、谭永才、李志国、邓长红、韩顺实、郭毓春。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至电力规划设计总院（北京市西城区安德路 65 号，100120）。



清—风注电培训

1 范 围

本标准规定了 330kV~750kV 变电站中无功补偿装置设计的基本要求（包括 330kV~750kV 高压并联电抗器装置，35kV~66kV 并联电抗器和并联电容器装置，静止无功补偿装置，不包括调相机）。

本标准适用于 330kV~750kV 变电站新建工程，扩建、改建工程可参照执行。



清一风注电培训

2 规范性引用文件

下列文件对于本标准的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本标准。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本标准。

- GB 50016 建筑设计防火规范
- GB 50060 3kV~110kV 高压配电装置设计规范
- GB 50227 并联电容器装置设计规范
- GB 50229 火力发电厂与变电站防火设计规范
- GB 50260 电力设施抗震设计规范
- GB 1984 高压交流断路器
- GB 2900.15 电工术语 变压器、互感器、调压器和电抗器
- GB 2900.16 电工术语 电力电容器
- GB 7372 变压器和电抗器的声级测量
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- DL/T 5003 电力系统调度自动化设计技术规程
- DL/T 5222 导体和电器选择设计技术规定
- DL/T 5352 高压配电装置设计技术规程
- DL 755 电力系统安全稳定导则

3 术语和定义

GB 2900.16 和 GB 2900.15 中的术语适用于本标准。

下列术语适用于本标准。

3.0.1

并联电容器装置 installation of shunt capacitors

由电容器和相应的一次及二次配套设备组成，并联连接于三相交流电力系统中，能完成独立投运的一套设备。

3.0.2

空心电抗器 reactor with air core

一种无铁心的电抗器。

3.0.3

铁心电抗器 reactor with iron core

由绕组和自成闭环的铁心（含小气隙）构成的电抗器。

3.0.4

半心电抗器 reactor with half-iron core

含有铁心，但沿铁心不构成闭合磁路的电抗器。

3.0.5

并联电抗器装置 installation of shunt reactors

由电抗器和相应的一次、二次配套设备组成，并联连接于三相交流电力系统中，能完成独立投运的一套设备。

3.0.6

晶闸管控制电抗器 thyristor-controlled reactor (TCR)

由晶闸管控制的并联电抗器，通过控制晶闸管阀的导通角使其等效感抗连续变化。

3.0.7

磁控电抗器 magnetically controlled reactor (MCR)

一种通过改变电抗器铁心的磁通密度来实现自身电抗值调节

DL / T 5014 — 2010

的电抗器。

3.0.8

静止无功补偿装置 static var compensator (SVC)

由静止元件构成的并联可控无功功率补偿装置，通过改变其容性或（和）感性等效阻抗来调节输出，以维持或控制电力系统的特定参数（典型参数是电压、无功功率）。

4 总 则

4.0.1 无功补偿装置的设计必须执行国家的技术经济政策，并应根据安装点的电网条件、谐波水平、自然环境、运行和检修要求等选择装置型式、容量、电压等级、接线方式、布置型式、控制及保护方式，做到安全可靠、技术先进、经济合理和运行检修方便。

4.0.2 遵照本标准设计的无功补偿装置，尚应符合国家现行的有关标准的规定。



清一风注电培训

5 系 统 要 求

5.0.1 无功电力平衡实行分层分区、就地平衡的原则。

5.0.2 330kV、500kV、750kV 电压等级与下一级电网之间不宜有无功电力交换，330kV、500kV、750kV 电压等级输电线路的充电功率应按就地补偿的原则采用高、低压并联电抗器予以补偿。

5.0.3 变电站内装设的感性和容性无功补偿设备的容量和型式，应根据电力系统近、远期调相调压计算结果综合考虑后确定。

5.0.4 330kV、500kV、750kV 变电站容性无功补偿容量应考虑补偿主变压器无功损耗以及输电线路输送容量较大时电网的无功缺额，可按主变压器容量的 10%~20%配置或经计算确定。

5.0.5 高压并联电抗器及中性点小电抗的容量，应根据限制工频过电压和降低潜供电流以及平衡线路充电功率的要求，经计算确定。

5.0.6 无功补偿装置应优先采用投资省、损耗小、可分组投切的并联电容器和并联电抗器。为满足系统稳定和电能质量要求而需装设静止无功补偿装置时，应通过技术经济综合比较后确定。

5.0.7 并联电容器组和低压并联电抗器组的补偿容量，宜分别为主变压器容量的 30%以下。无功补偿装置宜根据无功负荷增长和电网结构变化分期装设。

5.0.8 并联电容器组和低压并联电抗器组的分组容量，应满足下列要求：

1 分组装置在不同组合方式下投切时，不得引起高次谐波谐振和有危害的谐波放大。

2 投切一组补偿设备引起所在母线的电压变动值，不宜超过其额定电压的 2.5%。

3 应与断路器投切电容器组的能力相适应。

5.0.9 根据电容器组合闸涌流、系统谐波情况以及对系统和电容器组的影响等方面的验算确定分组投切的并联电容器组的电抗率。当变电站无谐波实测值时，可按 GB/T 14549 中规定的各级电压母线的谐波电压畸变率及谐波电流允许值计算。当谐波为 5 次及以上时，电抗率宜取 4.5%~5%；当谐波为 3 次及以上时，电抗率宜取 12%，亦可采用 4.5%~5%与 12%两种电抗率混装方式。

5.0.10 静止无功补偿装置的型式应通过技术经济比较确定，可采用的主要类型有：晶闸管控制电抗器（TCR）型、晶闸管投切电容器（TSC）型、晶闸管投切电抗器（TSR）型。宜采用晶闸管控制电抗器配合断路器投切的电容器组和电抗器组，晶闸管控制电抗器的容量可按不小于电容器组和电抗器组两者中的最大分组容量选择。

5.0.11 330kV、500kV、750kV 变电站安装有 2 台及以上变压器时，每台变压器配置的无功补偿容量应互相协调、匹配。

6 接 线

6.1 一 般 规 定

6.1.1 无功补偿装置的额定电压应与其接入系统的各种运行方式下的运行电压相配合。

6.1.2 高压并联电抗器接入系统的电压等级一般为 330kV、500kV、750kV，接入主变压器三次侧的无功补偿装置的电压宜选用 35kV 或 66kV 级。

6.1.3 无功补偿装置的接线方式应根据补偿性质、设备特点和分组数等条件确定，并应满足安全可靠、节约投资、运行维护方便和有利于分期扩建、改建等要求。

6.1.4 接入主变压器三次侧的无功补偿装置的接线应满足任一组无功补偿装置故障不应导致主变压器切除。

6.1.5 安装于主变压器三次侧的无功补偿装置宜采用单母线接线。主变压器三次侧无功补偿装置可采用以下接线方式：

1 主变压器三次侧设置总断路器，且在无功补偿各回路装设分支断路器。

2 主变压器三次侧不设总断路器，无功补偿各回路装设断路器。

3 主变压器三次侧不设总断路器，在并联电抗器、并联电容器回路经限流电抗器（兼作电容器回路的串联电抗器）装设断路器。

6.1.6 如有布置等其他技术经济上的需要，经计算论证确能保证通信质量及继电保护可靠性时，可将电抗器装在阻波器的线路侧。

6.1.7 多组主变压器三次侧的无功补偿装置之间不应并联运行。

6.2 并联电抗器和并联电容器及其配套设备的接线方式

6.2.1 当母线短路电流超过低压并联电抗器、并联电容器回路的断路器允许值时，可经技术经济比较选择下列接线方式：

- 1 选用较高电压等级、额定开断电流符合要求的断路器。
- 2 只装设大容量总断路器，用来开断短路及负荷电流，分支回路装设断路器开断负荷电流。
- 3 断路器前加装限流电抗器。

6.2.2 35kV~66kV 并联电抗器宜采用中性点不接地的星形接线方式。

6.2.3 35kV~66kV 并联电容器组宜采用中性点不接地的星形接线方式。

6.2.4 电容器装置每相为多段串联时，应采用先并联后串联的接线方式。当采用外熔断器保护时，最大允许并联台数由单个电容器的耐爆能量决定，应考虑熔断器的涌放电流开断能力、熔丝的机械强度和 10% 爆破曲线要求，最小允许并联台数，宜考虑在一台电容器故障切除后并联段其他电容器的过电压不导致整组电容器停运。当在串联段中超过最大允许并联台数时，可在串联段间连接的均压母线处分列，以减少并联台数。

6.2.5 电容器装置应设置满足电容器投切要求的专用断路器，分组断路器不能满足开断短路的要求时，应增设开断短路用的总断路器。

6.2.6 电容器装置应在每个回路中设置串联电抗器。串联电抗器装设在电容器的中性点侧或电源侧，应根据电容器装置的接线方式、电抗器的动、热稳定电流及母线短路容量等经技术经济比较确定。

6.2.7 并联电容器装置应按 GB 50227 的规定装设避雷器。

6.2.8 电容器装置宜装设接地开关，当中性点侧装设接地开关有困难时，也可采用接地端子等其他检修接地措施。

DL/T 5014 — 2010

6.2.9 当电容器的外壳直接接地时，保护单台电容器的外熔断器应接于电源侧。

6.2.10 当电容器组需自动投切或单台电容器无内放电电阻时，必须加装专用放电装置，放电装置的三相及中性点宜与电容器组直接连接，严禁放电线圈一次绕组中性点接地。

6.3 高压并联电抗器的接线方式

6.3.1 高压并联电抗器回路一般不装设断路器，但遇下列情况则可设置断路器：

- 1 两回线共用一组并联电抗器时。
- 2 并联电抗器退出运行，过电压水平在允许范围内，并为调相调压需投切并联电抗器的情况。
- 3 当系统其他方面有特殊要求时。

6.3.2 高压并联电抗器应带有套管型电流互感器。

6.3.3 保护高压并联电抗器的避雷器应尽量靠近电抗器装设。是否与线路共用一组避雷器应根据雷电过电压计算确定。

6.3.4 330kV、500kV、750kV 并联电抗器的中性点经小电抗接地时，电抗器中性点侧宜装设相应电压等级的避雷器。

6.4 静止无功补偿装置的接线方式

6.4.1 静止无功补偿装置应连接在主变压器三次侧，并且宜用专用母线的接线方式。

6.4.2 当有静止无功补偿装置时，主变压器三次侧母线的接线方式原则上同 6.1.5，并应符合下列条件：

- 1 主回路装设总断路器，各分支回路宜装设具有切短路故障能力的断路器。

- 2 晶闸管控制电抗器回路和谐波滤波器回路应连接在一起。

6.4.3 谐波滤波器中的电容器及电抗器装置接线可参照 6.2 条要求。

7 电器和导体选择

7.1 一般规定

7.1.1 无功补偿装置的电器和导体，应根据其技术条件及安装地点的环境条件选择和校验。

7.1.2 无功补偿装置的电器和导体应满足正常运行、短路故障及操作过程的要求。

7.1.3 无功补偿装置总回路的电器和导体的长期允许电流，按下列原则取值：

- 1 不小于最终规模电容器组额定工作电流的 1.3 倍。
- 2 不小于最终规模电抗器总容量的额定电流的 1.1 倍。

7.1.4 无功补偿装置中的导体和电器选择均应符合 DL/T 5222 的有关条文。

7.2 并联电容器

7.2.1 电容器额定电压选择，应符合下列要求：

- 1 直接电容器接入电网处的运行电压进行计算。
- 2 电容器应能承受 1.1 倍长期工频过电压。
- 3 应计入串联电抗器引起的电容器运行电压升高。

7.2.2 电容器的稳态过电流允许值应为其额定电流的 1.3 倍。对于具有最大电容正偏差的电容器，其过电流允许值应为电容器额定电流的 1.37 倍。

7.2.3 单台电容器的容量选择应按电容器组单相容量和每相电容器的串、并联台数确定，并宜在电容器产品额定容量系列的优先值中选取。

7.2.4 电容器组宜采用成套设备。

7.3 高压并联电抗器

7.3.1 高压并联电抗器的选型应结合设备制造和运输条件综合考虑。

7.3.2 高压并联电抗器的主要技术条件应满足：

- 1 系统最高工作电压： $363/\sqrt{3}$ kV， $550/\sqrt{3}$ kV， $800/\sqrt{3}$ kV。
- 2 连接方式：星形连接，中性点经（或不经）小电抗接地。
- 3 励磁特性：在 1.4 倍额定电压以下励磁特性应为线性，在 1.4 与 1.7 倍额定电压连线的斜率不应低于原斜率的 33%~66%。
- 4 感抗偏差：每相偏差不大于±5%，三相间偏差不大于±2%。
- 5 噪声：不超过 80dB（A）。
- 6 在额定电压下运行时，油箱振动的最大双振幅值不应大于 200 μ m。
- 7 高压侧及中性点侧均应装套管式电流互感器。

7.3.3 高压并联电抗器中性点小电抗的主要技术条件应满足：

- 1 电抗值应按限制潜供电流的要求选择，并应验算谐振过电压。
- 2 高压并联电抗器中性点和中性点小电抗的绝缘水平，应经系统过电压计算后确定。
- 3 中性点小电抗器宜有抽头，一般为±10%。
- 4 中性点小电抗器宜装设套管式电流互感器。
- 5 噪声：不超过 75dB（A）。

7.4 低压并联电抗器

7.4.1 低压并联电抗器可采用单相干式空心、半铁心式或油浸铁心式。

7.4.2 并联电抗器感抗每相额定值偏差不大于±5%，三相间偏差不大于±2%。

7.4.3 低压并联电抗器的额定电压和最高运行电压宜经计算确定。

7.4.4 低压并联电抗器总损耗一般不宜大于额定容量的 0.3%。

7.4.5 低压并联电抗器在外施电压为 1.1 倍最高工作电压时，其伏安特性应仍为线性。

7.4.6 低压并联电抗器的噪声水平，对铁心油浸式不超过 75dB；对干式空心式不超过 60dB，对干式半铁心不超过 65dB。

7.5 串联电抗器

7.5.1 串联电抗器选型时，可选用干式电抗器或油浸式电抗器，应根据工程条件经技术经济比较确定。

7.5.2 串联电抗器的电抗值应按所需抑制谐波的次数及限制涌流的需求进行选择。

7.5.3 电容器组的合闸涌流宜限制在电容器组额定电流的 20 倍以内。

7.5.4 串联电抗器的额定电压和绝缘水平，应符合接入处的电网电压和设备安装方式要求。

7.5.5 电容器组串抗的额定电流应等于所连接的电容器组的额定电流，其允许过电流不应小于并联电容器组的最大过电流值。

7.5.6 串联电抗器的电抗值允许偏差：

1 在额定电流下电抗值的允许偏差为额定值的 0%~+5.0%。

2 干式电抗器在所允许的过电流下的电抗值应等于其额定电流下的电抗值。

3 电抗器每相电抗值的偏差应不超过三相平均值的±2%。

7.5.7 串联电抗器的过负荷能力：

1 应能在 1.1 倍额定电压下连续运行。

2 应能在 1.3 倍额定电流下连续运行，其允许最大谐波电流应根据系统具体情况及电抗器型式与制造厂协商确定。

7.5.8 串联电抗器的噪声水平不超过 65dB (A)。

7.6 断路器

7.6.1 用于无功补偿装置回路的断路器，除应满足一般断路器的技术条件外，尚应符合下列要求：

- 1 合闸时触头弹跳应满足要求。
- 2 开合电容器组的性能应满足 GB 1984 标准中 C2 级断路器的要求。
- 3 经常投切的断路器应具有频繁操作的能力。
- 4 当需开断短路电流时，断路器的开断能力应满足由回路固有振荡频率所确定的恢复电压上升速率的要求。
- 5 用于电容器回路的断路器应能承受涌流和工频短路电流的联合作用；其长期允许电流，应不小于电容器组额定电流的 1.3 倍。
- 6 用于电抗器回路的断路器，其截流过电压应不大于允许值。

当所选择设备难以满足上述 1、2 两项要求时，必须有操作过电压的防护措施。

7.6.2 无功补偿装置的总断路器应具有投切其所连接的全部无功补偿装置最大输出电流和短路电流的能力。

7.6.3 用于无功补偿装置的断路器，除应考虑开断系统短路电流外，还需考虑并联电容器组的放电电流的影响。在选择其动稳定电流时应叠加电容器的放电冲击电流值。在选择其遮断容量时，应叠加电容器相应的放电衰减电流值。

7.6.4 当回路额定电流、短路开断能力、恢复电压上升速率等要求不能满足时，可采用较高电压等级断口的断路器，必要时可装设相位控制装置。

7.7 熔断器

7.7.1 单台电容器保护用外熔断器选型时，应采用电容器专用熔

断路器。

7.7.2 单台电容器内部故障保护用熔断器应按被保护电容器额定电流的 1.37 倍~1.50 倍选取，熔断器的爆破能量应不小于 15kJ。内熔丝电容器不宜设置外熔断器。

7.7.3 单台电容器保护用外熔断器的保护性能：额定电压、耐受电压、开断性能、熔断性能、耐爆能量、抗涌流能力、机械强度和电气寿命等，应符合相关国家现行标准的规定。

7.8 电容器放电器件

7.8.1 放电器件的额定电压及稳态过电压允许值应与其电容器相一致。

7.8.2 放电器件的放电特性应满足下列要求：

1 手动投切的电容器组的放电器件，应能使电容器组的剩余电压在 10min 内自额定电压峰值降至 50V 以下。

2 自动投切的电容器组的放电器件，应能使电容器组的剩余电压在 5s 内自电容器组额定电压峰值降至 0.1 倍电容器组额定电压及以下。

7.8.3 放电器件的容量应满足在最大放电容量下放电时的热稳定要求，当选用带有二次线圈的放电器件时尚应满足二次负荷及电压变比及误差的要求。放电器件的放电容量应不小于相配套的电容器组的容量。放电线圈的励磁特性的偏差应基本一致。

7.9 避雷器

7.9.1 线路高压并联电抗器采用线路型避雷器，母线高压并联电抗器采用母线型避雷器。

7.9.2 高压并联电抗器中性点避雷器，应能承受高压并联电抗器中性点可能发生的最大工频暂时过电压。

7.9.3 并联电容器装置操作过电压保护用避雷器的参数选择，应根据电容器装置参数和避雷器接线方式确定。

7.10 静止无功补偿装置

7.10.1 静止无功补偿装置中各部件应符合有关标准和设计规定的要求。

7.10.2 应对静止无功补偿装置在最严重运行情况下引起的电压畸变和谐波电流值作出评价，包括非特征谐波的影响，应合理选择谐波滤波器的电气参数，以保证在正常运行时的谐波指标满足相关规定要求。

7.10.3 滤波电容器组额定电压的选取应考虑下列因素：

- 1 串联电抗器引起的滤波电容器工频电压升高。
- 2 谐波滤波器接入点的系统最高运行电压。
- 3 谐波引起的滤波电容器电压升高。
- 4 相间和串联段间的电压分配不均匀。
- 5 电容器承受的长期过电压不应超过其额定电压的 1.1 倍。

7.10.4 谐波滤波器装置中的滤波电容器稳态过电流允许值应满足 7.2.2 的要求，或由用户和制造厂协商确定；其他电器的稳态过电流允许值不应小于滤波电容器的稳态过电流允许值。

7.10.5 晶闸管阀

1 晶闸管阀应根据系统运行条件及性能要求设计，包括必要的保护和附件。

2 晶闸管阀结构的设计应做到便于用户对晶闸管近距离巡视、日常维护以及故障处理或部件更换。进行维护工作时，不应影响其他的设备继续运行。

3 晶闸管阀由若干串联的阀组件构成，其中包括全部必要的散热器，均压和保护电路，触发转换和取能电路、控制和监视信号通道器件。

4 阀元件应根据系统故障和操作引起的最大过电压和过电流进行设计。

5 阀的设计应考虑阀中晶闸管电压分布不均匀性而留有适

当裕量。单相每组晶闸管阀中串联晶闸管级的最小冗余数为 1。

6 阀的设计应具备防止或耐受误通的能力。

7 晶闸管的触发应提供正常触发和强制触发两个独立的触发系统。

7.10.6 晶闸管装置冷却系统必须保证晶闸管元件的正常运行，在控制屏上显示温度及报警信息。

7.10.7 为降低静止无功补偿装置的运行费用，在选型时，应考虑其损耗特性。

7.11 导体及其他

7.11.1 单台电容器至母线或熔断器的连接线的长期允许电流，不应小于单台电容器额定电流的 1.5 倍，并应考虑机械强度的要求。

7.11.2 电容器装置的电器和导体的长期允许电流，不应小于电容器组额定电流的 1.3 倍。

7.11.3 并联电容器组不平衡保护用电压互感器、电流互感器，应符合下列要求：

1 额定电压应按接入处电网电压选择，设备绝缘水平与接入处相应电压等级电气设备一致。

2 额定一次电压不得低于其可能承受的最大不平衡电压。

3 额定一次电流不应小于最大稳态不平衡电流。

4 电流互感器应能耐受电容器极间短路故障状态下的短路电流和涌放电流。

5 互感器的误差和二次容量，应能满足保护要求。

7.11.4 为防止并联电容器回路合闸涌流在互感器一、二次绕组产生较大的过电压引起的绝缘事故，应对电容器回路保护用电流互感器进行验算，确定是否需采取必要的措施，包括加强匝间绝缘或其他保护设备。

8 安装与布置

8.1 一般规定

无功补偿装置及其配电装置的带电距离应满足 DL/T 5352 的要求。

8.2 并联电容器装置的安装与布置

8.2.1 电容器装置应根据环境条件、设备技术参数及当地的实践经验，选择户外或户内布置型式。户外布置的电容器宜使它的小面积侧朝向太阳直射方向。户内布置的并联电容器装置，应采取防止凝露引起污闪事故的安全措施。

8.2.2 设计电容器装置的框架时，应考虑便于维护和更换设备，每层不应超过两排，当电容器竖放时分层布置一般不应超过 3 层，四周及层间不应设置隔板，以利通风散热。

8.2.3 每组电容器装置宜分相布置。

8.2.4 电容器装置的安装尺寸不应小于表 8.2.4-1 所列数值。

表 8.2.4-1 电容器装置的安装尺寸

名称	电容器		电容器底部距地面		装置顶部至屋顶净距
	间距	排间距离	户内	户外	
最小尺寸 mm	70	100	200	300	1000

8.2.5 电容器装置应设置巡视通道，通道宽度（净距）不宜小于 1200mm。通道与电容器间应设置不低于 1700mm 的网状遮栏。

电容器框架与墙或框架之间设置检修走道，停电后打开网门方能进行检修和更换设备的走道，其宽度不宜小于 1000mm。

8.2.6 电容器组的绝缘水平应与电网的绝缘水平相配合。电容器与电网绝缘水平一致时，应将电容器外壳与框架可靠连接并接地；电容器绝缘水平低于电网时，应将电容器安装在与电网绝缘水平相一致的绝缘框架上，电容器外壳应与框架可靠连接。连接并分段各台电容器的母线与框架间的绝缘水平应与电容器的绝缘等级相同。电容器组的绝缘框架应分相设置。

8.2.7 电容器装置应按具体情况采取防止小动物进入的措施。

8.2.8 电容器套管与母线间应采用软导线连接，不得利用电容器套管支承母线。单套管电容器外壳间的连接，由外壳端子间的专用线连接。

8.2.9 熔断器应安装在通道侧，熔断后应有明显的标志，并应避免熔丝熔断时波及邻近设备而引起事故。

8.2.10 凡不与地绝缘的每个电容器的外壳及电容器的框（台）架均应接地；凡与地绝缘的电容器的外壳均应接到固定的电位上。未装设接地开关的电容器装置应设便于挂接地线的端子。

8.2.11 电容器装置的钢框架应采取镀锌等防锈措施。

8.2.12 电容器铭牌应面向巡视走道。

8.2.13 设计电容器组框架时，应验算抗地震能力，当不能满足要求时应采取防震措施。

8.3 高压并联电抗器组的安装与布置

8.3.1 高压并联电抗器的布置应根据电气主接线、配电装置场地条件而定。

8.3.2 高压并联电抗器附近应有运输道路。

8.4 低压串、并联电抗器组的安装与布置

8.4.1 干式并联电抗器可采用高位或低位品字型布置，干式串联电抗器宜高位分相布置。

8.4.2 干式并联电抗器的导磁围网、围栏、支架、基础内钢筋、

接地导体及二次接线应避免形成闭环连接，还应满足制造厂所要求的防磁空间距离。

8.4.3 干式串、并联电抗器的板型引接线宜立放布置，电抗器所有组件的零部件宜用防磁螺栓。

8.4.4 当干式电抗器布置在户内时，为防止电抗器对二次微机保护及其他弱电设备的电磁干扰，应避免电抗器与易受干扰的弱电设备上、下布置或水平相邻靠近布置，当无法避免时必须采取防电磁干扰的措施。

8.5 静止无功补偿装置的安装与布置

8.5.1 静止无功补偿装置（SVC）设备的布置和安装设计，原则上应保证安全、利于通风散热、便于运行巡视和维护检修。

8.5.2 静止无功补偿装置的断路器一般布置在变电站的配电装置内，当需要单独布置时，断路器可采用户内或户外布置，为开关柜式或装配式两种。

8.5.3 静止无功补偿装置的晶闸管阀及其冷却系统，除热交换器外，均宜采用户内布置，根据总体布局尽量与阀厅就近布置。阀厅应采取电磁屏蔽措施。

8.5.4 电抗器一般为户外布置。对于大容量干式电抗器，布置时应满足 8.4.1~8.4.3 要求。

8.5.5 光纤的敷设应考虑能够耐受的机械应力，拉力、弯曲半径应满足要求，且信号衰减也应满足要求。

9 二次接线、继电保护和自动投切

9.1 一般规定

高、低压并联电抗器、并联电容器和静止无功补偿装置等设备的二次接线（包括控制、信号、测量）、继电保护和自动投切等的设计，应与变电站其他部分的相应设计统筹考虑，必须满足安全可靠、协调配合和便于使用的要求。变电站中的无功补偿装置宜采用微机型保护和计算机监控。

9.2 控制

9.2.1 并联电容器和高、低压并联电抗器，宜由变电站计算机监控系统集中控制；静止无功补偿装置宜采用独立的就地控制保护装置，应具备计算、自动调节、监视、保护、通信、启动、停止、顺序控制、文件记录等功能，同时在主控制室应具有远方投切和调整的功能；静止无功补偿装置的冷却系统（例如晶闸管用的冷却系统电动机）可就地和远程控制。

9.2.2 静止无功补偿装置的断路器应由变电站计算机监控系统进行控制。

9.2.3 无功补偿装置的相关设备应具备五防功能，以达到防止误操作的目的。

9.2.4 静止无功补偿装置的监视、控制、保护用的直流电源应使用变电站内的直流电源。

9.3 信号

9.3.1 并联电容器和高、低压并联电抗器应接入变电站计算机监控的信号系统。静止无功补偿装置可根据需要设置专用信号系统，

DL/T 5014 — 2010

在设置专用信号系统时，除发出就地信号外，还应将有关信号接入变电站计算机监控系统。

9.3.2 无功补偿装置应分别发出反映事故跳闸的信号、异常运行的报警信号及设备的运行状态信号。

9.3.3 与各种无功补偿装置有关的模拟量和开关量应接入变电站计算机监控系统的测控装置。

9.3.4 对需要远距离传输至各级调度的信息，可根据 DL/T 5003 和所属调度自动化系统功能的要求执行。

9.4 测（计）量

9.4.1 应对并联电容器和低压并联电抗器的下列电量进行测（计）量，测量装置宜采用交流采样：

- 1 应测量总回路及分组回路中各相电流。
- 2 中性点非有效接地系统的母线上接有无功补偿装置时，应测量用于绝缘检查的三个相电压和相间电压。
- 3 应测量总回路的无功功率和计量无功电能。当总回路之下同时接有并联电容器和低压并联电抗器时，应分别测量和计量容性、感性的功率和电能。

9.4.2 测量装置应满足各无功补偿设备允许通过的最大电流和允许耐受的最高电压的要求。

9.4.3 应测量高压并联电抗器的各相电流并计量其无功电能。

9.4.4 应测量并记录高压并联电抗器中性点接地小电抗的电流。

9.4.5 静止无功补偿装置就地应测量下列电量和非电量：

- 1 一路参考电压（一般为中压侧）。
- 2 一路主变压器中压侧电压。
- 3 静止无功补偿装置用的中间变压器高压侧的各相电流。
- 4 各分组电容器回路的各相或一相电流。
- 5 总回路双方向无功功率。
- 6 静止无功补偿装置所接的母线电压。

7 冷却系统主要部件的运行状态,并具备信号上传和远程控制功能。

9.4.6 静止无功补偿装置在主控制室应测量下列电量:

- 1 一路参考电压(一般为中压侧)。
- 2 静止无功补偿装置用的中间变压器高压侧的各相电流。
- 3 分组电容器回路的各相或一相电流。
- 4 对总回路的测量,可参照本标准第9.4.1条执行。

9.5 并联电容器保护

9.5.1 并联电容器的继电保护,应对下列故障和异常运行状态,分别做出有选择性的切除或发出信号:

- 1 电容器内部故障及其引出线短路。
- 2 电容器组和断路器之间连接线短路。
- 3 电容器组中某一故障电容器切除后所引起的剩余电容器的过电压。
- 4 电容器组的单相接地故障。
- 5 电容器组过电压。
- 6 电容器组所连接的母线失压。
- 7 中性点不接地的电容器组,各相对中性点的单相短路。
- 8 发生谐波谐振放大引起的电压或电流超过限值。

9.5.2 对并联电容器组的过负荷及引线、套管、内部的短路故障,可装设电流保护及不平衡保护,保护分为限时速断和过流两段。

1 限时速断保护动作值按最小运行方式下电容器组端部引线两相短路时灵敏系数为2整定,动作时限应大于电容器组充电涌流时间。过流保护动作值按电容器组长期允许的最大工作电流整定,保护动作后带时限切除故障电容器组。

2 并联电容器组内部故障,按并联电容器组的不同接线方式,分别采用下列类型保护,保护动作后切除故障电容器组:

- 1) 中性点不接地单星形接线的电容器组,可采用开口

三角零序电压保护。

- 2) 中性点不接地双星形接线的电容器组，可采用中性点间电流不平衡保护。
- 3) 多段串联单星形接线的电容器组，可采用段间电压差动或桥式差电流保护。

3 不平衡保护应带有短延时的防误动的措施。

4 对电网中出现的高次谐波可能导致电容器过负荷，电容器组宜装设过负荷保护，带时限动作于信号或跳闸。

9.5.3 单台电容器内部故障的保护可由内熔丝或外熔断器和继电保护装置实现。单台电容器当设置专用的外熔断器作为内部故障及引出线的短路保护时，熔断器应有动作指示。

9.5.4 并联电容器组应设置母线过电压保护，保护动作值按电容器额定电压的 1.1 倍整定，动作后带时限切除电容器组。

9.5.5 并联电容器组应设置母线失压保护。当母线电压降到额定值的 60% 时，失压保护动作后带时限切除全部失压的电容器组。

9.5.6 中性点非有效接地系统中的电容器发生一点接地故障时应发出信号。

9.5.7 油浸集合式并联电容器应装设压力释放和油温保护，压力释放动作于跳闸或信号，油温保护动作于信号。

9.6 高压并联电抗器保护

9.6.1 对高压并联电抗器的下列故障及异常运行状态，应装设相应的保护：

- 1 绕组的单相接地和匝间短路。
- 2 绕组及其引出线的相间短路和单相接地短路。
- 3 过负荷。
- 4 油面过高或过低。
- 5 油温过高或冷却系统故障。
- 6 壳内压力过高。

9.6.2 油浸式高压并联电抗器应装设瓦斯保护，轻瓦斯动作于信号，重瓦斯动作于跳闸。

9.6.3 高压并联电抗器的电气量保护应双重化配置。

9.6.4 高压并联电抗器应装设纵联差动保护，保护动作值按躲过最大不平衡电流整定。当高压并联电抗器内部及其引线发生相间短路故障和单相接地时，保护动作后瞬时切除高压并联电抗器。

9.6.5 高压并联电抗器应装设匝间短路保护，动作后宜不带时限切除高压并联电抗器。

9.6.6 并联电抗器应装设过电流保护作为后备保护。保护动作值按躲过最大可能的负荷电流整定，动作后带时限切除高压并联电抗器。

9.6.7 为防止电源电压升高引起高压并联电抗器过负荷，应装设过负荷保护。保护动作后带时限发出信号。

9.6.8 当高压并联电抗器油温及绕组温度过高或油位过高/过低时，应动作于信号。当高压并联电抗器的冷却系统故障及电抗器壳内压力过高时，应根据设备的技术要求动作于发出信号或跳闸。

9.6.9 接于高压并联电抗器中性点的油浸式接地小电抗应装设瓦斯保护。重瓦斯动作于跳闸，轻瓦斯动作于信号。

9.6.10 对三相不对称等原因引起中性点接地小电抗过负荷时，宜装设中性点电抗器的过负荷保护，带时限动作于信号。

9.6.11 当高压并联电抗器无专用断路器时，其动作于跳闸的保护除断开线路的本侧断路器外，还应启动远方跳闸装置断开线路对侧断路器。

9.7 低压并联电抗器保护

9.7.1 对低压并联电抗器的下列故障及异常运行状态，应装设相应的保护：

- 1 绕组的单相接地和匝间短路。
- 2 绕组及其引出线的相间短路和单相接地短路。
- 3 过负荷。

4 油面过低（油浸式）。

5 油温过高（油浸式）。

9.7.2 油浸式低压并联电抗器应装设瓦斯保护，轻瓦斯动作于信号，重瓦斯动作于跳闸。

9.7.3 低压并联电抗器应装设电流速断保护，保护动作电流值可按最小运行方式下，低压并联电抗器端部两相短路时有足够灵敏系数整定，动作后瞬时切除低压并联电抗器。

9.7.4 低压并联电抗器应装设过电流保护。保护动作值按躲过最大可能的负荷电流整定，动作后带时限切除低压并联电抗器。

9.7.5 为防止电源电压升高引起低压并联电抗器过负荷，可装设过负荷保护，保护动作后带时限发出信号。

在过电压运行情况下不应切除低压并联电抗器。

9.7.6 中性点非有效接地系统中的电抗器发生一点接地故障时应发出信号。

9.8 静止无功补偿装置保护

9.8.1 静止无功补偿装置的继电保护，应对本标准第 9.5 节和 9.7 节所述的故障和异常运行状态及中间变压器的各种故障型式、静止无功补偿装置的过电流和过电压、冷却系统的故障和异常运行状态等，分别做出有选择性的切除或发出信号。

9.8.2 静止无功补偿装置用的并联电容器、滤波器和可控电抗器的继电保护，与本标准第 9.5 节和 9.7 节中对普通并联电容器和低压并联电抗器规定的保护配置原则相同。三角形接线的可控电抗器可装设差动保护。

9.8.3 当静止无功补偿装置经中间变压器与变电站的主变压器连接时，中间变压器的保护配置宜与同容量的电力变压器保护相同。

9.8.4 晶闸管元件应装设过电压、过电流保护，防止由于暂态或稳态的过电压引起晶闸管元件损坏，过电流保护装置动作于切除故障或发出信号。

9.8.5 应装设反映晶闸管元件冷却系统故障的保护装置。当冷却系统故障，不能保障高压晶闸管元件有效冷却时，应瞬时将静止无功补偿装置退出。

9.8.6 晶闸管触发用的电源必须备有电压监视装置。当该回路失去电压时，应立即切除受控的晶闸管或切除全部静止无功补偿装置。

9.9 自动投切

9.9.1 并联电容器和并联电抗器宜按电力系统的要求进行自动投切。

9.9.2 自动投切应有防止继电保护跳闸时误投电容器的闭锁逻辑或回路，并应具备操作解除功能。应有防止同时投切并联电容器和并联电抗器的逻辑或回路。

9.9.3 并联电容器回路严禁设置自动重合闸。

9.9.4 当主变压器或其三次侧母线手动接入电网时，应将接在母线上的无功补偿装置联锁切除，并闭锁其自动投入回路。

9.9.5 在设计分组的并联电容器和并联电抗器自动投切时，应使各组无功补偿设备及其断路器轮换进行工作，防止部分无功设备及其断路器使用过于频繁，缩短设备使用寿命。

9.10 故障录波

应对母线高压电抗器进行故障录波。

1 应具备事件的监视与记录，即顺序事件记录（SER）功能，包括内部和外部事件，分辨率为 1ms 或更高。

2 应具备暂态故障记录功能（TFR 功能）。

3 所记录的模拟量至少应包括母线高压电抗器高压侧电流、母线高压电抗器接入点母线电压等。

4 所记录的开关量至少应包括相关设备保护动作信号、断路器、隔离开关位置信号、控制器发出的故障录波启动信号等。

10 建筑与结构设计

10.1 建筑与防火

10.1.1 无功补偿装置的防火距离应满足 GB 50229 的相关要求。

10.1.2 单台设备含油量大于 60kg 的无功补偿装置楼（室）为丙类生产建筑物，耐火等级二级。单台设备含油量不大于 60kg 的无功补偿装置楼（室）为丁类生产建筑物，耐火等级二级。

10.1.3 油浸电抗器、电容器、无功补偿装置楼（室）与其他生产建筑物或主要电气设备之间的防火距离不应小于 10m，否则应布置防火墙。当防火墙设有甲级防火门时，防火距离不应小于 5m；当防火墙无门、窗及洞口时，防火距离不受限制。

10.1.4 无功补偿装置设有消防设施时宜就近布置，并应靠近主要消防通道。

10.1.5 连接电容器装置室的电缆沟道，应采取防止液体溢流或火势蔓延的保护设施。

10.1.6 电容器装置室不宜设置采光玻璃窗，门应向外开启；相邻两电容器装置室之间的防火墙如需开门时，应安装不低于乙级的防火门，并能向两个方向开启。

10.1.7 无功补偿装置室的长度大于 7m 应设两个出口，长度大于 60m 应增加一个安全出口，并增加防火分区隔墙；两层以上布置时，可以将一个疏散出口设到室外楼梯的平台。疏散出口应设置向外开启的防火门，防火分区隔墙上的防火门应能双向开启。疏散通道应畅通，不得设有门槛，设有高低楼面的门外踏步缓台长度不应小于 1.8m。仅供人员疏散的通道净宽度不应小于 0.8m。

10.1.8 无功补偿装置建筑布置设计，应充分考虑设备安装、检

修时的垂直提升与水平运输的措施及通道，预留设备搬运洞口不应影响防火分区的隔断性能，采取封堵措施应满足方便临时拆装的要求。

10.1.9 无功补偿装置室的门、窗、电缆沟、通风洞口应具有防止雨、雪、风沙、污秽尘埃及小动物进入的功能和措施。

10.1.10 户内电容器装置的地面应采用防止起尘的硬化地面。户外电容器装置的地面可以采用碎石、卵石或硬化地面，并应采取防止杂草生长。

10.1.11 户内布置空心电抗器、半心电抗器与控制室、继电设备室、计算机室以及经常有人员活动的房间之间相邻布置时，应考虑电磁屏蔽措施。

10.1.12 对于无功补偿装置的大件设备应布置运输通道。无功补偿装置分楼层布置时，设备垂直提升洞口、对外开启的门口、洞口等应安装护栏和护槛，护栏高度不小于 1.1m，护槛高度不小于 100mm。

10.1.13 建筑布置应考虑减少空心电抗器对屋面、地面的结构及基础钢筋、支架钢材产生电磁感应现象的不利影响。当电抗器设置安全护栏时，应避免围绕电抗器形成闭合导电回路。

10.2 结构设计

10.2.1 无功补偿装置建、构筑物结构设计不得低于表 10.2.1-1 的规定标准。

表 10.2.1-1 无功补偿装置楼（室）结构设计标准

结构名称	抗震设防类别	结构安全等级	基础设计等级	耐火等级	设计使用年限
无功补偿装置楼（室）	乙类 (二类)	二级	乙级	二级	50 年
设备支架及基础	乙类	二级	乙级	二级	30 年

DL/T 5014 — 2010

10.2.2 无功补偿装置建、构筑物抗震设防原则及标准按 GB 50260 的规定执行。

10.2.3 无功补偿装置建、构筑物地面或楼面荷载标准值应按电气设备实际设备重量和布置位置考虑，不应因局部荷载增加整个楼面、地面设计荷载。

10.2.4 带有整体平台的无功补偿装置的基础，宜设计板式或片筏整体基础，岩石或坚硬场地地基可以按分离式基础设计。

11 采 暖 通 风

11.0.1 电容器装置室的通风量应按可排除室内余热考虑，余热包括设备散热量和通过维护结构传入的太阳辐射热。

11.0.2 电容器装置室的夏季排风温度应根据电容器等设备的环境温度类别确定，并且不应超过表 11.0.2-1 电容器允许的最高环境空气温度。

表 11.0.2-1 电容器允许的最高环境空气温度

电容器环境 温度类别	A	B	C	D
最高环境空气温度 ℃	40	45	50	55
注：最高环境温度为历年来最高 1h 平均温度。				

11.0.3 电容器装置室和静止无功补偿装置室的冷却水泵房应优先采用自然通风。当采用自然通风不能满足要求时，可采用自然进风、机械排风。

11.0.4 位于集中采暖区的静止无功补偿装置的控制室、晶闸管阀室和冷却水泵房应设置采暖系统，室内采暖计算温度可取 10℃。

11.0.5 对于日平均温度低于或等于 5℃的天数每年超过 70 天时，静止无功补偿装置的晶闸管阀室宜设置电热采暖，室内采暖计算温度可取 5℃。

设置电热采暖时，不得使用有电阻丝直接裸露在空气中的电加热器具，并应具有可靠的接地措施。

11.0.6 静止无功补偿装置的配电装置室应设置不少于每小时 6 次换气次数的事故排风装置。可以将部分事故排风机兼做正常通风使用。

事故排风机的开关应装在门口便于操作的位置，室内宜安装电源插座，作为检修临时通风的电源。

11.0.7 静止无功补偿装置的控制室和晶闸管阀室应设置自然进风、机械排风装置，通风换气次数不宜少于每小时 6 次。

对于夏季室外通风计算温度 $\geq 32^{\circ}\text{C}$ 的地区，静止无功补偿装置的控制室和晶闸管阀室应设置以降温为主的空调系统，室内空气计算温度可取 35°C 。

11.0.8 静止无功补偿装置的控制室和晶闸管阀室的夏季计算热负荷包括以下几项：

- 1 维护结构传热量和太阳辐射热量；
- 2 电子仪表及电气设备散热量；
- 3 照明散热量。

11.0.9 如果电气设备对于环境参数有特殊要求，则应根据电气设备的要求设计采暖和空调系统。

11.0.10 电容器装置室和静止无功补偿装置室各个房间的进、排风口应有防止雨雪和小动物进入的设施；在风沙较大的地区，进风口宜设过滤装置；在严寒地区，进、排风口宜有防寒措施。

附 录 A
(规范性附录)
谐 振 容 量 计 算

发生 n 次谐波谐振的电容器容量，按下面近似计算式计算：

$$Q_{CX} = S_d \left(\frac{1}{n^2} - A \right) \quad (\text{A.1})$$

式中：

Q_{CX} —— 发生 n 次谐波谐振的电容器容量，Mvar；

S_d —— 电容器装置安装处的母线短路容量，MVA；

n —— 谐波次数，即谐振频率与电网频率之比；

A —— 电容器装置每相感抗 (X_L) 与每相容抗 (X_C) 的比值，即 $A=X_L/X_C$ 。

附录 B

(规范性附录)

电容器组投入电网时的涌流计算

B.1 单组电容器组投入电网时涌流的计算

单组电容器涌流计算的等值电路如图 B.1 所示。由等值电路可列出回路微分方程，经推导整理可得出合闸瞬间涌流的最大值 $I_{y,\max}$ 为

$$I_{y,\max} = \sqrt{2}I_e \left(1 + \sqrt{\frac{X_C}{X'_L}} \right) \quad (\text{B.1})$$

$$f_y = f \sqrt{\frac{X_C}{X'_L}} \quad (\text{B.2})$$

式中：

$I_{y,\max}$ ——合闸涌流峰值，kA；

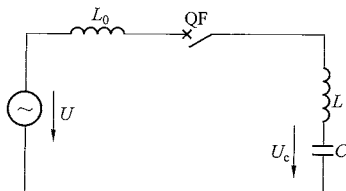
I_e ——电容器组额定电流，kA；

X_C ——电容器组每相容抗， Ω ；

X'_L ——网络感抗 (ωL_0) 与电容器组串联电抗器感抗 (ωL) 的综合值， Ω ；

f_y ——涌流频率，Hz；

f ——电网基波频率，Hz。



L_0 —网络每相等值电感； L —串联电抗器和接线每相电感；

C —电容器组每相电容； QF —断路器

图 B.1 单组电容器涌流计算等值电路图

B.2 并联电容器组追加投入时涌流的计算

设有 m 组电容器，最后一组（即第 m 组）在电源电压为最大值 U_{\max} 时投入，电源产生的涌流不计，母线电感合并到各电容器组串联电抗器电感内，计算第 m 组投入时的合闸涌流。由等值电路图（见图 B.2）可导出下列公式

$$I_{y,\max} = \sqrt{\frac{2}{3}} U_e \sqrt{\frac{C_{\Sigma}}{L_{\Sigma}}} \quad (\text{B.3})$$

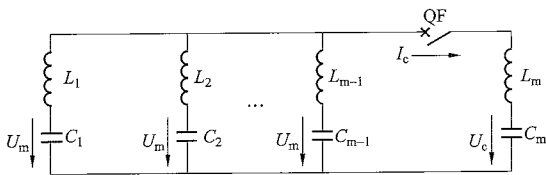
$$f_y = \frac{10^6}{2\pi\sqrt{L_{\Sigma}C_{\Sigma}}} \quad (\text{B.4})$$

式中：

U_e ——电容器组额定线电压有效值，kV；

C_{Σ} ——并联电容器组的等值电容， μF ，等于已运行的各组电容器的电容并联再与投入电容器组的电容串联；

L_{Σ} ——等值电感， μH ，可按等值电容的类似方法求得，当计及母线电感时按 $1\mu\text{H}/\text{m}$ 考虑。



$L_1 \sim L_m$ —第 1 组~第 m 组电容器组每相串联电抗器及接线的电感；

$C_1 \sim C_m$ —第 1 组~第 m 组电容器组每相电容；QF—断路器

图 B.2 并联电容器组涌流计算等值电路图

当并联各组电容器容量相等时，式 (B.3) 可改写为

$$I_{y,\max} = \frac{m-1}{m} \sqrt{\frac{2000Q_{Cd}}{3\omega L}} \quad (\text{B.5})$$

$$f_y = \frac{10^6}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (\text{B.6})$$

式中:

- m ——电容器分组数, $m=2, 3, 4, \dots$;
- Q_{Cd} ——单组电容器容量, kvar;
- ω ——电网基波角频率, $\omega=314\text{rad/s}$;
- L ——串联电抗器及连接线每相电感, μH ;
- C ——每组电容器每相电容, μF 。

附 录 C
(规范性附录)

稳定电压升高(或降低)的计算

C.1 电容器(或电抗器)组接入母线后,引起的稳态电压升高(或降低)值可按式(C.1)计算

$$\Delta U \approx U_{zM} \frac{Q_C}{S_d} \quad (\text{C.1})$$

式中:

ΔU ——电压升高值, kV;

U_{zM} ——电容器(或电抗器)组未接入时的母线电压, kV;

Q_C ——接入母线的电容器(或电抗器)组总容量, Mvar;

S_d ——电容器(或电抗器)组安装处的母线短路容量, MVA。

C.2 电容器组接入串联电抗器后,电容器的端电压将升高,其值可按式(C.2)计算

$$U_C = \frac{U_{eM}}{\sqrt{3}N} \times \frac{1}{1-A} \quad (\text{C.2})$$

式中:

U_C ——电容器的端子运行电压, kV;

U_{eM} ——电容器装置的母线电压, kV;

N ——每相电容器的串联段数;

A ——电容器装置每相感抗(X_L)与每相容抗(X_C)的比值,
即 $A=X_L/X_C$ 。

附录 D

(规范性附录)

电容器装置继电保护整定计算

D.1 过电流保护

D.1.1 动作电流

$$I_{dz} = \frac{K_k K_{jx} I_{e,max}}{N_i} \quad (D.1)$$

式中:

 I_{dz} ——动作电流, A; K_k ——可靠系数; K_{jx} ——接线系数, 当电流互感器接成星形时为 1; $I_{e,max}$ ——电容器组长期允许的最大电流, A; N_i ——电流互感器变比。

D.1.2 灵敏度校验

$$K_{lm} = \frac{\sqrt{3} I_{d,min}^{(3)}}{2 I_{dz}} \geq 1.2 \sim 1.5 \quad (D.2)$$

式中:

 K_{lm} ——保护装置的灵敏系数; $I_{d,min}^{(3)}$ ——系统最小运行方式下, 保护装置安装处的三相短路电流稳态值 (二次值, A)。

保护装置应带 0.2s 以上时限以躲过涌流。

D.2 电容器组内部故障保护

D.2.1 零序 (开口三角) 电压保护

$$U_{dz} = \frac{U_{ch}}{N_u K_{lm}} \quad (D.3)$$

$$U_{\text{ch}} = \frac{3K}{3N(M-K) + 2K} U_{\text{ex}} \quad (\text{D.4})$$

$$U_{\text{ch}} = \frac{3\beta}{3N[M(1-\beta) + \beta] - 2\beta} U_{\text{ex}} \quad (\text{D.5})$$

式中:

U_{dz} ——动作电压, V;

N_{u} ——电压互感器变比;

K_{lm} ——灵敏系数, 取 1.25~1.5;

U_{ch} ——差电压, V;

K ——因故障而切除的电容器台数;

β ——任意一台电容器击穿元件的百分数;

N ——每相电容器的串联段数;

M ——每相各串联段电容器并联台数。

由于三相电容的不平衡及电网电压的不对称, 正常时存在不平衡零序电压 $U_{0\text{bp}}$, 故应进行校验, 即

$$U_{\text{dz}} \geq K_{\text{k}} U_{0\text{bp}} \quad (\text{D.6})$$

D.2.2 双星形接线中性点不平衡电压保护和不平衡电流保护

a) 不平衡电压保护

$$U_{\text{dz}} = \frac{U_0}{N_{\text{u}} K_{\text{lm}}} \quad (\text{D.7})$$

$$U_0 = \frac{K}{3N(M_{\text{b}} - K) + 2K} U_{\text{ex}} \quad (\text{D.8})$$

$$U_0 = \frac{\beta}{3N[M_{\text{b}}(1-\beta) + \beta] - 2\beta} U_{\text{ex}} \quad (\text{D.9})$$

式中:

N_{u} ——电压互感器变比;

U_0 ——中性点不平衡电压, V;

K_{lm} ——灵敏系数, 取 1.25~1.5;

DL/T 5014 — 2010

N ——每相电容器的串联段数；

M_b ——双星形接线每臂各串联段的电容器并联台数。

当采用星形中性点电压偏移保护时，零序电压计算公式与式 (D.7) ~ 式 (D.9) 同。

b) 不平衡电流保护

$$I_{dz} = \frac{1}{N_i K_{im}} I_0 \quad (D.10)$$

$$I_0 = \frac{3MK}{6N(M-K) + 5K} I_{ed} \quad (D.11)$$

$$I_0 = \frac{3M\beta}{6N[M(1-\beta) + \beta] - 5\beta} I_{ed} \quad (D.12)$$

式中：

I_0 ——中性点间流过的电流，A；

I_{ed} ——每台电容器额定电流，A。

为了躲开正常情况下的不平衡电压和不平衡电流，均应校验动作值

$$U_{dz} \geq K_k \frac{U_{0bp}}{N_u} \quad (D.13)$$

$$I_{dz} \geq K_k \frac{I_{0bp}}{N_i} \quad (D.14)$$

D.2.3 电压差动保护

$$U_{dz} = \frac{\Delta U_c}{N_u K_{im}} \quad (D.15)$$

$$\Delta U_c = \frac{3K}{3N(M-K) + 2K} U_{ex} \quad (D.16)$$

$$\Delta U_c = \frac{3\beta}{3N[M(1-\beta) + \beta] - 2\beta} U_{ex} \quad (D.17)$$

当 $N=2$ 时, 有

$$\Delta U_c = \frac{3N}{6M-4K} U_{ex} \quad (D.18)$$

$$\Delta U_c = \frac{3\beta}{6M(1-\beta)+4\beta} U_{ex} \quad (D.19)$$

式中:

ΔU_c ——故障相的故障段与非故障段的电压差, V。

D.2.4 桥式差电流保护

$$I_{dz} = \frac{\Delta I}{N_i K_{lm}} \quad (D.20)$$

$$\Delta I = \frac{3MK}{3N(M-2K)+8K} I_{cd} \quad (D.21)$$

$$\Delta I = \frac{3M\beta}{3N[M(1-\beta)+2\beta]-8\beta} I_{cd} \quad (D.22)$$

式中:

ΔI ——故障切除部分电容器后, 桥路中通过的电流, A。

式 (D.4)、式 (D.8)、式 (D.11)、式 (D.16)、式 (D.18) 及式 (D.21) 适用于有专用单台熔断器保护的电容器装置; 而式 (D.5)、式 (D.9)、式 (D.12)、式 (D.17)、式 (D.19) 及式 (D.22) 则适用于未设置专用单台熔断器保护的电容器装置。

D.3 电容器装置母线过电压保护

$$U_{dz} = \frac{K_u(1-A)}{N_u} U_{cM} \quad (D.23)$$

式中:

K_u ——电容器长期允许过电压倍数;

U_{cM} ——电容器装置接入母线的额定电压, V。

D.4 电容器装置失压保护

$$U_{dz} = \frac{K_{\min}}{N_u} U_{em} \quad (\text{D.24})$$

式中：

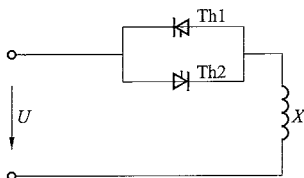
K_{\min} ——系统正常运行可能出现的最低电压系数，一般取 0.5。

附 录 E
(规范性附录)

相控电抗器 (TCR) 产生的谐波电流计算

在理想情况下, 如图 E.1 所示, TCR 每相产生的特征谐波电流计算如下

$$i = \begin{cases} 0 & (\pi/2 < \omega t < \alpha) \\ \frac{U_m}{X} (\cos \alpha - \cos \omega t) & (\alpha \leq \omega t \leq 2\pi - \alpha) \\ 0 & (2\pi - \alpha < \omega t < 3/2\pi) \end{cases} \quad (\text{E.1})$$



Th1、Th2—晶闸管阀；X—电抗器电抗

图 E.1 TCR 等效接线图

利用傅里叶级数分谱, 得

$$i_n = \sum I_{nm} \cos n\omega t \quad (n=1, 3, 5, \dots) \quad (\text{E.2})$$

基波幅值

$$I_{1m} = \frac{2U_m}{\pi X} \left(\pi - \alpha + \frac{1}{2} \sin 2\alpha \right) \quad (\text{E.3})$$

谐波幅值

$$I_{nm} = \frac{U_m}{\pi X} \times \frac{4}{n(n^2-1)} (\cos \alpha \sin n\alpha - n \sin \alpha \cos n\alpha) \quad (n=3, 5, 7, \dots) \quad (\text{E.4})$$

计算得出的特征谐波最大值及其相应的导通角列于表 E.1 中。

表 E.1 最大特征谐波电流值 (p.u.)

谐波次数	3	5	7	9	11	13	15	17
谐波幅值	0.137 8	0.054 5	0.025 7	0.015 6	0.010 5	0.007 8	0.002 7	0.002 2
导通角 (°)	120	108	102	100	98	96	95	95

附 录 F
(规范性附录)
本 标 准 用 词 说 明

F.1 执行本规定条文时，要求严格程度的用词，说明如下，以便执行中区别对待。

F.1.1 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”。

F.1.2 表示严格，在正常情况下均应这样做的用词：
正面词采用“应”；反面词采用“不应”或“不得”。

F.1.3 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”。

F.1.4 表示有选择，在一定条件下可以这样做的用词采用“可”。

F.2 条文中必须按指定的标准、规范和其他有关规定的写法为“应按……执行”、“见……”和“应按……设计”。非必须按所指定的标准规范的规定执行时，写法为“可参照……执行”。

发输电群895564918，供配电群204462370，基础群530171756

330kV~750kV 变电站无功 补偿装置设计技术规定

条 文 说 明

目 次

1	范围	49
4	总则	50
5	系统要求	51
6	接线	55
7	电器和导体选择	62
8	安装与布置	77
9	二次接线、继电保护和自动投切	86
10	建筑与结构设计	96
11	采暖通风	98

1 范 围

阐述本规定的适用范围。本规定的适用范围为安装于 330kV、500kV、750kV 变电站内的无功补偿装置，包括高压并联电抗器，35kV 和 66kV 电压等级带投切的并联电容器装置、并联电抗器装置和静止无功补偿装置。本规定不包含调相机。在 DL 5014—1992 基础上增加 750kV 变电站。

4 总 则

4.0.1 阐述本规定的指导思想及主要设计原则。

1 首先强调装置的设计必须执行国家的技术经济政策。

2 在总的设计思想中突出了安全可靠。由于无功补偿装置节能的经济效益很显著，但无功补偿装置对电能质量和电力系统的安全运行影响很大，在设计中，应在安全可靠的基础上做到技术先进、经济合理、运行检修方便。

5 系 统 要 求

5.0.1 本条是按照 DL 755 的要求，为避免经长距离线路或多级变压器传送无功功率，无功电力平衡应遵循分层分区、就地平衡的原则。

5.0.2 本条是按照 DL 755 的要求，330kV 及以上电压等级线路的充电功率应基本上予以补偿。

5.0.3 高压并联电抗器的主要功能是限制工频过电压和潜供电流以及平衡线路的充电无功。

低压并联电抗器则主要是为了平衡超高压线路的充电功率，以保证电网运行在要求的电压范围内。按照 DL 755 的要求，330kV 及以上电压等级线路的充电功率应基本上予以补偿，因此高低压电抗器补偿总容量一般要求为线路充电功率总和的 100% 左右。在 330kV~750kV 电网投运初期负荷轻，特别是在最小负荷运行方式下，输送容量小，是高低压电抗器需要量最大的时期。它决定变电站需装电抗器的总容量。

在 330kV~750kV 电网投运初期，由于负荷轻，电容器安装容量较少，甚至不装电容器。随着负荷增长和电网发展，安装容量相应增加。这些情况在变电站平面布置和控制室设计中，应考虑分批安装无功设备的需要。

5.0.4 一般 330kV~750kV 变电站电容器组补偿的目的是：

- 1 补偿主变压器无功损耗。
- 2 向主变压器中低压侧电网输送部分无功。
- 3 补偿 330kV~750kV 电网的无功缺额（特别是在事故情况下）。

本条参考了《国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则》，对各级电压变电站的估算值作了细化规定：500kV 为 10%~

20%。对于距电厂较近的变电站，在经济合理的前提下应多吸收电厂无功，减少补偿容量，节省投资。

当线路输送容量超过自然功率，特别是当装有高压电抗器时，线路充电功率不足以补偿线路的无功损耗，需由低压侧向高压侧补充无功，中压侧输出无功将减少，功率因数需提高。在事故情况下，地区电压下降，电网处于事故方式下的无功平衡状态，送给中压侧的无功小于正常方式下送出的无功。如果事故使电压下降超过额定电压的 5% 时，330kV~750kV 变电站再增加补偿容量作备用，或另作无功电源安排，以提高事故状态的电压水平。

5.0.5 中性点小电抗值的选择，与线路长度及其并联电抗器的补偿度（并联电抗器的容量与线路充电功率的比值）有关，以限制潜供电流为目的，并需验算谐振过电压。线路的并联电抗器补偿度越高，小电抗值越小。如果并联电抗器容量已确定，则线路越长，小电抗值需要越大，过大的小电抗值将增加小电抗造价和绝缘。只要满足限制潜供电流规定的要求，可不必追求最佳的小电抗值。

5.0.6 虽然动态无功补偿装置能够快速调节无功出力，适合于抑制快速变化的负荷所产生的电压波动和闪变，改善系统电压质量和提高电力系统在小干扰和大干扰下的稳定性，但由于装置造价高、损耗大、占地多等原因，当需要采用动态无功补偿装置时应作技术经济论证。条文中明确应首先考虑采用可分组投切的并联电容器和并联电抗器。

5.0.7 按就地平衡原则，变电站装设电抗器的最大补偿容量，一般为其所接线路充电功率的 1/2。目前低压电抗器安装容量一般在变压器容量的 30% 以下。在 330kV~750kV 电网投运初期，由于负荷轻，电容器安装容量较少，甚至不装电容器。随着负荷增长和电网发展，安装容量相应增加。这些情况在变电站平面布置和控制室设计中，应考虑分批安装无功设备的需要。

5.0.8 分组容量在各种组合方式下投切时引起高次谐波不应超

过规定的放大量，不应引起谐振。330kV~750kV 变电站低压侧一般无负荷，投切电容器或电抗器组引起低压母线电压波动范围可适当放宽。

5.0.9 串联电抗器的主要作用是抑制谐波和限制涌流，电抗率是串联电抗器的重要参数，电抗率的大小直接关系到电抗器的作用，电抗率选择就是要根据它的作用来确定。电抗率与多种因素有关，其中电网谐波对其取值影响较大，应根据电网参数进行相关谐波计算分析确定，本条提出的电抗率适用范围仍是原则性规定，现简要说明如下：当电网中谐波含量甚少，可不考虑时，装设电抗器的目的仅为限制电容器组追加投入时的涌流，电抗率可选得比较小，一般为 0.1%~1%，在计及回路连接线的电感（可按 1 μ H/m 考虑）影响后，可将合闸涌流限制到允许范围，在电抗率选取时，可根据回路连接线的长短一并考虑来确定按上限或下限取值。当电网中的谐波不可忽视时，应考虑利用电抗器来抑制谐波。为了确定电抗率，应查明电网中背景谐波含量，以便按不同情况采用不同的电抗率。为了抑制谐波放大，电抗率配置原则是：使电容器组接入处的综合谐波阻抗呈感性。

根据电网背景谐波，电抗率配置范围如下：当电网背景谐波为 5 次及以上时，电抗率配置可按 4.5%~5%。根据中国电科院对谐波的研究报告，当电抗率采用 6% 时，其对 3 次谐波放大作用比 5% 大。为了抑制 5 次及以上谐波，同时又要兼顾减少对 3 次谐波的放大，中国电科院研究报告建议电抗率选用 4.5%~5%；同时，6% 与 5% 的电抗器相比：容量大、自身消耗的无功多、价格贵、经济性差。当电网背景谐波为 3 次及以上时，电抗率配置有两种方案：全部电容器组的电抗率都按 12% 配置；或采用 4.5%~5% 与 12% 两种电抗率进行组合。采用两种电抗率的条件是电容器组数较多，其目的是节省投资和减少电抗器自身消耗的容性无功（相对于全部采用 12% 的电抗器）。

5.0.10 截至目前静止无功补偿装置的类型主要包括 TCR、TSC、

DL/T 5014 — 2010

TSR 型，为满足系统稳定和电能质量要求，宜采用晶闸管控制电抗器配合断路器投切的电容器组和电抗器组。

5.0.11 为方便设备的运行维护，330kV、500kV、750kV 电压等级变电站安装有 2 台及以上变压器时，每台变压器配置的无功补偿容量应基本一致。

6 接 线

6.1 一 般 规 定

6.1.1 本条文规定为电压配合的原则要求。

并联无功补偿装置的无功容量与施加在其上电压的平方成正比。选择的并联无功补偿装置额定电压高于电网运行电压时，并联无功补偿装置无功输出将大为减少，影响无功补偿效果。

并联无功补偿装置额定电压低于电网运行电压时，并联无功补偿装置无功输出大为增加，造成装置过负荷，其危害也很大。所以装置的过电压运行也是应该避免的。因此，在设计中应尽量做到使补偿装置既能输出额定功率又不过负荷，以符合既安全又经济的要求。

在选择单台电容器额定电压时还应考虑串联电抗器使电容器端电压升高的影响。

应该指出，电容器虽然可以在 1.1 倍额定电压下长期运行，但在考虑接线方式时，尽可能少利用这个裕度。

6.1.2 接入主变压器三次侧的无功补偿装置的电压 330kV 变电站宜选用 35kV 级；500kV 变电站可根据实际情况选用 35kV 或 66kV 级，当采用大容量主变压器时，为控制短路电流，可选用 66kV 级，在东北地区宜选用 66kV 级。当主变压器三次侧长期只接有晶闸管阀控制（或投切）的静止补偿器时，根据现有设备制造水平，宜采用 35kV 电压；750kV 变电站宜选用 66kV 级。

6.1.3 本条文明确提出了无功补偿装置的主接线设计中应考虑的主要条件和基本要求，其中安全可靠和节约投资是最主要的基本要求。针对无功补偿装置的补偿性质和安装容量与负荷增长情况密切相关，需要分期分批投资建设的特点，在设计主接线及总

布置时要考虑有利于分期扩建、改建等要求。设计中应根据有关方针政策，结合工程具体情况，综合考虑对主接线的要求，并通过技术经济比较确定。

6.1.5 根据实际应用情况，DL 5014—1992 的多种接线方式改为 3 种接线方式，可根据工程实际情况（无功回路数、运行习惯等）确定。

6.1.6 将电抗器装在阻波器的线路侧可缩小配电装置纵向尺寸。

6.1.7 主变压器三次侧安装的无功补偿装置主要是补偿变压器本身的无功损耗或高压并联电抗器的缺额，一般不必考虑各组变压器三次侧无功补偿装置之间的相互调剂，且在变压器三次侧并联运行时，三次侧的短路电流显著增大，难以选择适用的设备，故多组主变压器三次侧的无功补偿装置之间不应并联运行。

6.2 并联电抗器和并联电容器及其配套设备的接线方式

6.2.1 在主变压器容量较大，且三次侧电压采用 35kV 时，容易出现本条所述的情况，可经技术经济比较确定。也可与 6.1.2 条综合考虑。

6.2.2 为简化保护及一次设备的制造工艺，使运行维护简单，35kV~66kV 并联电抗器宜采用中性点不接地的星形接线方式。

6.2.3 常用电容器组接线和保护方式主要有 4 种：单星形接线采用开口三角电压保护；单星形接线采用相电压差动保护；单星形接线采用桥式差电流保护；双星形接线采用中性点不平衡电流保护。500kV 变电站的大容量电容器组采用双星形接线，中性点不平衡电流保护，由于保护灵敏度不够，安全性差，已有不少事故例子；采用单星形接线，桥式差电流保护，这种保护方式的灵敏度高，今后，将在 35kV 和 66kV 电容器组中大量采用。为了解决采用双星形接线中性点不平衡电流保护的灵敏度不够的问题，有少数 500kV 变电站的 60Mvar 电容器组，采用了在一套开关回路下将 60Mvar 电容器，分成 3 个单星形接线的电容器组，每个组

20Mvar，其目的是减少并联合数，提高安全性，其缺点是保护灵敏度并不理想，而且，使装置复杂化。在单星形、两星形、三星形接线中，由于采用的保护是按单星形设置，其实质仍是单星形，仅仅是接线方式上的新花样，并不是一种新的接线方式。单星形接线是电容器组的最基本的接线方式，其他接线方式都是由单星形演变来的。各种保护都有其自身的优缺点，选用时应根据工程条件，用其优点，避开缺点。

6.2.4 并联电容器组的每相或每个桥臂，由多台电容器串并联组合连接时，当采用先并后串，一台电容器出现击穿故障，故障电流由两部分组成：一部分来自系统的工频故障电流；另一部分来自健全电容器的放电电流。由于故障电流大，能使外熔丝迅速熔断，从而把故障电容器迅速切除，这时健全电容器电压将会升高，只要不超过允许值，电容器组可继续运行。而采用先串后并的电容器组，当一台电容器击穿时，因受到与之串联的健全电容器容抗的限制，故障电流比上述情况小，外熔丝不能迅速熔断，故障时间延长，与故障电容器串联的健全电容器，因长期过电压而可能损坏。在故障相同的情况下，先并后串接线方式，健全电容器上的电压升高较低，有利于安全运行。限制并联电容器组串联段的并联容量，是抑制电容器故障爆破的重要措施。应当注意：当并联容量超过限值时，需要采取切断均压线的串并联分隔措施，这种方式保护整定计算不能采用常规公式，否则，将会造成保护整定值错误，留下事故隐患，因此，需根据具体情况进行公式推导。

由于目前电容器的耐爆能量已由 15kJ 扩大到 17kJ、19kJ，甚至有 21kJ 的产品，故对每个串联段的电容器最大并联容量未作规定。

6.2.5 电容器组在电网中的运行方式随无功负荷及电压的变化而改变，高峰负荷电压偏低时投入，低谷负荷电压偏高时切除，从而起到节能和调节电压的作用。因此，电容器组的断路器通常操作较为频繁，电容器组合闸时将产生涌流，断路器在开断电容

电流时，又容易产生电弧重燃，合闸时的高频涌流和开断时的重燃产生的过电压，将会对电容器及回路中其他设备的绝缘造成损害。限制电容器组分闸过电压或降低其倍数的关键是消除或减少断路器断口的重燃，选用不重燃的断路器是限制过电压的首要措施，为此电容器装置必须设置适合电容器组投切要求的专用断路器。

当开断短路与投切用断路器在价格上有明显差别时，通常采用价格便宜的投切用断路器用于各分组，而选用一台能开断短路及全部电容器组的断路器作各分组电容器的总断路器，某些情况下可以节省总投资。

6.2.6 本条文强调装设串联电抗器的位置。

为抑制高次谐波和涌流，目前在电网中均要求装设串联电抗器。对于星形接线的并联电容器组，限制合闸涌流或抑制谐波的串联电抗器，无论接在电容器组的电源侧或中性点侧，其阻抗特性是完全一样的，可以起相同的作用。串联电抗器接电源侧，当电容器组的母线侧短路时，串联电抗器必须承受系统短路电流，因此需要选择具有较高的动、热稳定性的电抗器。串联电抗器装于中性点侧，可以不受系统短路电流的作用，从而降低了对串联电抗器动、热稳定的要求，对产品的机械强度要求可以降低，价格也相应低一些。

对于双星形接线的并联电容器组，若把串联电抗器装在中性点侧，电抗器的技术经济指标虽可降低，但要装两组；而装在电源侧虽需提高电抗器的电气性能，提高价格，但只需装一组，又可兼作限流电抗器，发挥其多功能作用。

综上所述，串联电抗器在电容器装置回路中的装设位置，应根据技术经济比较结果确定。

6.2.7 为防止操作过电压危及回路设备的安全，应装设抑制操作过电压的避雷器。操作过电压来自电源侧的开关投切，所以规定避雷器的装设位置应在电容器组的电源侧；根据对并联电容器装

置操作过电压的研究，通常性能好的断路器是极少发生重击穿，产生单相重击穿，出现的是对地过电压，装设相对地避雷器，即可抑制对地过电压。只有质量差的断路器才有可能出现两相重击穿，产生极间过电压。设备选择时要严格把好断路器质量关，不要把质量差的断路器用于电容器组回路，在这种情况下，并联电容器装置的操作过电压保护设置，只需针对对地过电压就行了。如果断路器质量较差，或者对断路器质量不放心，需要考虑出现两相重击穿的可能性，由于对电容器的极间过电压没有成熟的保护措施，要设置这种保护，应根据工程具体情况进行计算机模拟计算，按照计算结果分析确定。

6.2.8 由于放电器件往往不能将电容器的残留电荷放泄殆尽，为确保检修人员的人身安全，检修工作进行之前，还必须对电容器组进行接地放电。虽然停电时挂临时接地线也是放电方式之一，但操作过程麻烦，不能设置防止误操作的机械或电气连锁，安全性差，考虑接地开关可装设电气连锁，同时检修时接地方便，宜采用装设接地开关的方式。

需要说明，星形接线电容器组，长时间运行后，中性点积有电荷，电源侧经接地放电后，中性点仍会具有一定电位，威胁检修人员的安全。为杜绝触电事故发生，检修工作进行之前，应在电容器的电源侧和中性点侧，同时进行短路接地放电。

需要注意，当电容器的外熔断器熔断，或电容器内部连线断线，这种情况的电容器脱离运行时，均可能带有残留电荷，为保证安全，在接触这些电容器之前，应进行对地短接放电。

6.2.9 本条文强调单台电容器外部专用熔断器应接于电源侧。

并联电容器组是由若干台并联电容器按要求串、并联组合而成的，在运行中如果内部元件击穿而不及及时将故障电容器切除退出运行，将导致内部元件全击穿，致使箱壳发生爆裂，进而波及邻近健全电容器，甚至使整组电容器烧毁。因此，对于电容器内部故障保护的基本要求是：

1 内部串联元件未全部击穿之前,保护装置应能灵敏地反应并迅速加以切除。

2 在切除故障的同时应能确定和隔离发生故障的单台电容器,并保证其余健全电容器能在不发生过电压的情况下继续运行。

作为电容器的极间保护,外熔断器装在电源侧或中性点侧,作用都一样。但是,当发生套管闪络和极对壳击穿时,故障电流只流经电源侧,中性点侧无故障电流,所以,装在中性点侧的外熔断器对这类故障不起作用。另外,当中性点侧已发生一点接地,若再发生电容器套管闪络或极对壳击穿事故,相当于两点接地,装设在中性点侧的外熔断器被短接而不起保护作用。

6.2.10 电容器是储能元件,断电后两极之间的最高电压可达 $\sqrt{2} U_N$ (U_N 为电容器额定电压),最大储能为 CU_N^2 ,由于自身绝缘电阻高,不能自行放电至安全电压。

电容器放电有两种方式:在电容器内部装设放电电阻,与电容元件并联;在电容器外部装设放电线圈,与电容器直接并联。放电电阻和放电线圈,都能达到使电容器放电的目的,但放电电阻的放电速度较慢,电容器断开电源后,剩余电压在5min内才能由额定电压幅值降至50V以下;放电线圈放电速度快,电容器组断开电源后,剩余电压可在5s内降至50V以下。为了避免合闸过电压,必须装设放电设备,在短时间内使残压降至安全电压,以保障再次合闸时的设备安全及检修人员安全。同时,对自动投切的电容器组加装了外放电线圈,可降低单相重击穿过电压倍数。如果只靠电容器内附的放电电阻,其放电速度太慢,重击穿过电压将比装设了外放电线圈的电容器组高。

6.3 高压并联电抗器的接线方式

6.3.1 线路装设高压并联电抗器主要用于限制工频过电压和潜供电流,在500kV、750kV电网建设初期,只要线路投入运行,一般不允许高压并联电抗器退出运行,因而没有设置断路器的必要。

若系统在某些运行方式下，例如高压并联电抗器接于母线，当高压并联电抗器退出运行时，过电压水平在允许范围内，以及两回线共用一组并联电抗器时，则为调相调压的需要可设置断路器。

6.3.3 根据工程实际经验，一般情况下 330kV、500kV 线路侧可不另装设避雷器，750kV 线路侧需另装设避雷器。

6.3.4 为了限制潜供电流，一般在高压并联电抗器的中性点接入小电抗。

6.4 静止无功补偿装置的接线方式

6.4.1 静止无功补偿装置应连接在主变压器三次侧，并且宜用专用母线的接线方式。目前静止无功补偿器和静止无功发生器的电压等级不大于 35kV，均连接在主变压器低压侧。

6.4.2 当有静止无功补偿装置（SVC）的总断路器应具有投切其所连接的全部无功补偿装置最大输出电流和短路电流的能力，为节约投资，分组支路的宜采用负荷开关。晶闸管控制电抗器（TCR）回路中的晶闸管装置为控制电抗器运行的设备，能起到负荷开关的作用，可用于正常运行条件下的操作。故当主回路装设具有切短路故障能力的总断路器，并在其他分支回路装设负荷开关时，在 TCR 回路可不装设负荷开关。为保证主变压器及变电站的运行可靠性，当不装设总断路器时，各分支回路包括 TCR 回路均应装设具有切短路故障能力的断路器。

由于 SVC 中的谐波滤波器主要是吸收相控电抗器产生的谐波分量，故相控电抗器支路与谐波滤波器支路应固定连接在一起并为一个分支。当谐波滤波器容量较大时，也可研究在该回路设分支断路器。

7 电器和导体选择

7.1 一般规定

7.1.1 本条是选择无功补偿装置的电器和导体的原则要求。对电器和导体的其他特殊要求在以下各节中有具体规定。无功补偿装置的电器和导体的有关技术条件和对环境条件的一般要求不再一一列出。本规定未列入的其他电器以及导体选择的其他要求，均参照 DL/T 5222 的有关规定执行。

7.1.2 本条规定为无功补偿装置电器和导体的选择应满足的技术要求。为保证安全运行，选用的电器和导体应满足运行电压、长期允许电流、短时的动、热稳定要求及操作过程的特殊要求。操作过程的特殊要求包括合闸过程的高频涌流、分闸过程可能产生的重燃以及重燃引起的过电压、频繁操作性能等。

7.1.3 本条规定的主要依据是：电容器组的容量偏差不得超过+5%、电容器长期过电压不超过 1.1 倍额定电压、电容器组过负荷保护的电流整定值不超过额定电流的 1.30 倍。如并联电容器装置装设串联电抗器，正常工况回路工作电流将小于电容器组的额定电流计算值，即使在谐波和过电压的共同作用下，回路电流一般不超过 1.30 倍电容器组额定电流，否则过负荷保护将动作跳闸，所以取 1.30 倍电容器组额定电流作为选择回路设备和导体的条件是安全的，也是合理的。

7.2 并联电容器

7.2.1 额定电压是电容器的重要参数，在并联电容器装置设计时，正确选择电容器的额定电压十分重要。众所周知，电容器的输出容量与其运行电压的平方成正比（即 $Q = \omega C U^2$ ），电容器运

行在额定电压时，则输出额定容量，当运行电压低于额定电压时，则电容器的输出容量也就低于额定容量（俗称亏容）。因此，在选择电容器的额定电压时，如果安全裕度取值过大，则输出容量的亏损也大，所以应尽量使其接近额定电压。反之，如选择的电容器额定电压低于运行电压，将会造成电容器运行过负荷，如果长期过负荷运行，会使电容器内部介质产生局部放电，从而造成对电容器绝缘介质的损害。局部放电会使固体介质和液体介质分解，介质分解产生的臭氧和氮的氧化物等气体，将会使电容器的绝缘介质受到化学腐蚀，造成介质损耗增大，产生局部过热，进一步可能发展成绝缘击穿，使电容器损坏。由于电容器组长期过负荷而引发事故的例子，各地都出现过。因此，电容器过负荷运行是不安全的，为了确保安全，应避免电容器长期过负荷运行，所以，在选择电容器额定电压时要考虑电容器组投入运行后的预期母线运行电压。为了使电容器的额定电压选择合理，达到经济和安全运行的目的，在分析电容器预期的运行电压时，应考虑下面几种情况：

- 1 并联电容器装置接入电网后引起的电网电压升高；
- 2 谐波引起的电网电压升高；
- 3 装设电抗器引起的电容器端子电压升高；
- 4 相间和串联段间存在的容差，将形成电压分配不均，使部分电容器承受的电压升高；
- 5 轻负荷引起的电网电压升高。

并联电容器装置投入电网后引起的母线电压升高值可按下式计算：

$$\Delta U = U_{so} \frac{Q}{S_d} \quad (1)$$

式中：

ΔU —— 母线电压升高值，kV；

U_{so} —— 并联电容器装置投入前的母线电压，kV；

Q ——母线上所有运行的电容器组容量, Mvar;

S_d ——母线三相短路容量, MVA。

选择电容器的额定电压可先由公式求出计算值, 再从电容器的标准系列中选取, 电容器额定电压的计算公式如下:

$$U_{CN} = \frac{1.05U_{SN}}{\sqrt{3S(1-K)}} \quad (2)$$

式中:

U_{CN} ——单台电容器的额定电压, kV;

U_{SN} ——电容器接入点电网标称电压, kV;

S ——电容器组每相的串联段数;

K ——电抗率。

式(2)中系数 1.05 的取值依据是, 电网最高运行电压一般不超过标称电压的 1.07 倍, 最高为 1.1 倍, 运行电压的平均值约为电网标称电压的 1.05 倍。将具体工程选取的电抗率 K 值和每相电容器的串联段数 S 值代入式(2)中, 即可算出电容器的额定电压计算值, 然后, 从电容器额定电压的标准系列中, 可选取接近计算值的额定电压。

7.2.2 GB 3983 对稳定过电流的规定:“电容器应能在有效值 1.30 倍额定电流的稳定过电压下运行。这种过电流是过电压和高次谐波造成的。对于电容器具有最大正偏差的电容器, 这个过电流允许值达到 1.37 倍电容器的额定电流。”

基于上述标准的规定, 本规定作出相应规定, 要求选用的电容器满足这一规定, 使在允许过电流和谐波的作用下, 电容器能正常运行。

7.2.3 本条为单台电容器容量选择规定, 并联电容器组的单台电容器容量选择, 首先考虑的是电容器组容量, 随着电容器组容量的增大, 为了减少台数, 单台电容器也要相应选择较大的容量, 60Mvar~120Mvar 或更大容量的电容器组, 单台电容器容量宜选 334kvar 或 500kvar 及以上的单台电容器。500kvar 以上的大容量

电容器，尚未制订优先值系列，通常是制造厂根据大容量电容器组容量配置需要定制的。

为了运行安全，每相各串联段的并联电容器台数，不应超过最大并联容量（根据所选用的单台容量即可计算出并联台数），否则，某一台电容器发生贯穿性击穿事故，注入故障电容器的能量，将超过其外壳耐爆能量，从而会发生电容器外壳爆裂事故，甚至是事故扩大。

7.3 高压并联电抗器

7.3.3 高压并联电抗器中性点和中性点小电抗的绝缘水平主要取决于中性点出现的最大工频过电压。最大工频过电压与电抗器的补偿度和小电抗值有直接关系，补偿度愈低（当以低压并联电抗器代替高压电抗器时，就是这种情况），中性点小电抗值愈大，中性点的工频过电压愈高。对具体工程，补偿度和小电抗值会有所不同，还应通过计算来确定其绝缘水平。

7.4 低压并联电抗器

7.4.1 电抗器产品有干式和油浸式两大类，干式电抗器包括干式空心电抗器、干式半心电抗器。这两大类电抗器各自具有不同特点：干式空心电抗器的优点是无油、噪声小、磁化特性好、机械强度高，适合室外安装；干式半心电抗器具有无油、体积小、漏磁较小的特点，其防电磁感应效果优于干式空心电抗器。油浸式铁心电抗器损耗小、价格较高，通常为三相共体式结构，具有体积小、安装简单、占地少的优点，室内外安装均可。

对安装在室内的电气一次设备通常有两点要求：无油化；对电气二次弱电设备影响小。按照这两点要求要达到无油化就要采用干式电抗器；对电气二次弱电设备影响小，就是要求电抗器本体周围漏磁小，这样只有半心式电抗器满足要求。

针对以上情况，电抗器选型时，各工程要根据自身的条件和

对设备的不同要求，进行技术经济比较来确定。

7.4.3 我国过去参照前苏联的标准，分别规定了设备的额定电压和最高工作电压，这对并联电抗器的选择是很重要的，其值得注意的特点是：

1 并联电抗器的实际容量与运行电压的平方成正比，这将确定电网无功平衡的有效容量。

2 并联电抗器必须能在可能出现的最高电压下连续运行，这将决定电抗器的制造容量。

在制造方面并联电抗器的温升和材料消耗，由最高工作电压所确定，并不因为另规定一个额定电压（及其相应的容量）造价会有所降低。电网设计只能按接入电抗器后可能出现的最高工作电压作校验，而按实际工作电压时的容量作无功平衡。

并联电抗器最高工作电压的确定应慎重，如果最高工作电压确定得保守（过高），运行中将不能充分发挥其有效出力，造成浪费。因此，低压并联电抗器的额定电压和最高运行电压宜经计算确定。

7.4.4 并联电抗器的总损耗值，与其本身造价及年运行费用有着直接关系，此值得取得过低，将使造价直线上升，但年运行费用下降，原则上应按综合经济比较后选定最佳合理值。本条所列之值是按我国电价与电抗器造价及以往工程订货时制造厂与用户均能接受的指标选定的。

7.4.5 本条是针对油浸铁心电抗器制订的。选定在外施电压 1.1 倍最高工作电压时其伏安特性仍为线性，就能保证电抗器在正常运行时铁心不饱和，避免过高的谐波电流和出现谐振等问题。

7.4.6 本条中的数值是根据国内已有工程设计中所采用的且制造厂接受的数值。

7.5 串联电抗器

7.5.2 串联电抗器的主要作用是抑制谐波和限制涌流，电抗率是

串联电抗器的重要参数，电抗率的大小直接关系到电抗器的作用，电抗率选择就是要根据它的作用来确定。电抗率与多种因素有关，其中电网谐波对其取值影响较大，应根据电网参数进行相关谐波计算分析确定，本条提出的电抗率适用范围仍是原则性规定，现简要说明如下：当电网中谐波含量甚少，可不考虑时，装设电抗器的目的仅为限制电容器组追加投入时的涌流，电抗率可选得比较小，一般为 0.1%~1%，在计及回路连接线的电感（可按 $1\mu\text{H}/\text{m}$ 考虑）影响后，可将合闸涌流限制到允许范围，在电抗率选取时，可根据回路连接线的长短一并考虑来确定按上限或下限取值。当电网中的谐波不可忽视时，应考虑利用电抗器来抑制谐波。为了确定电抗率，应查明电网中背景谐波含量，以便按不同情况采用不同的电抗率。为了抑制谐波放大，电抗率配置原则是：使电容器组接入处的综合谐波阻抗呈感性。

根据电网背景谐波，电抗率配置范围如下：当电网背景谐波为 5 次及以上时，电抗率配置可按 4.5%~5%。根据电科院对谐波的研究报告，当电抗率采用 6% 时，其对 3 次谐波放大作用比 5% 大。为了抑制 5 次及以上谐波，同时又要兼顾减少对 3 次谐波的放大，电科院研究报告建议电抗率选用 4.5%~5%；同时，6% 与 5% 的电抗器相比：容量大、自身消耗的无功多、价格贵、经济性差。当电网背景谐波为 3 次及以上时，电抗率配置有两种方案：全部电容器组的电抗率都按 12% 配置；或采用 4.5%~5% 与 12% 两种电抗率进行组合。采用两种电抗率的条件是电容器组数较多，其目的是节省投资和减少电抗器自身消耗的容性无功（相对于全部采用 12% 的电抗器）。

7.5.3 单组电容器投入，通常合闸涌流不大，在电容器组接入处的母线短路容量不超过电容器组容量的 80 倍时，单组电容器的合闸涌流将不超过 10 倍电容器组额定电流。电容器组追加投入时的涌流倍数较大，而且组数愈多，涌流愈大，投入最后一组电容器时涌流达到最大。高频率高幅值涌流对开关触头和回路设备的绝

缘将会造成损坏。根据国内多年的运行经验，确定了涌流的限值倍数，因为，20 倍涌流未见对回路设备造成损坏，所以，规定 20 倍涌流作为限值。本规范附录 A 提供了涌流计算公式，实际上，只要装设有抑制谐波的串联电抗器，合闸涌流均不会超过电容器组额定电流的 20 倍。

7.5.4 串联电抗器的额定电压应与接入处的电网标称电压相配合。应注意：串联电抗器的额定电压与其额定端电压是两个不同的参数，额定电压是指串联电抗器适用的电压等级，而额定端电压是指串联电抗器一相绕组两端，设计时采用的工频电压方均根值，它与电抗率大小有关。

串联电抗器的安装方式与其绝缘水平有关，并以绝缘水平决定安装方式，当串联电抗器的绝缘水平低于电网的绝缘水平时，应将其安装在与电网绝缘水平一致的绝缘平台或绝缘支架上；当串联电抗器绝缘水平不低于电网绝缘水平时，可将其安装在地面基础上。

7.5.5 串联电抗器与电容器组是串联连接，流过串联电抗器与电容器组的电流值是一样大小，电容器组会出现工频过电流，这是正常工况，这种工况将加重电抗器运行时的负担，以往曾出现过电容器组在过电流时，引起串联电抗器过热事故。为了确保串联电抗器的运行安全，其过电流能力不能低于电容器组的过电流值，并应将其作为对串联电抗器的重要技术参数。

7.5.6 本条相关条款中的数值是参照了有关标准中的推荐值，以及国内已有工程设计中所采用的，且制造厂接受的数值。

7.5.7 本条中是根据电容器允许长期过电流运行的条件，同时考虑铁心电抗器的饱和作用而定的。

1.30 倍额定电流中的谐波含量对电抗器制造的造价关系很大，尤其是对铁心电抗器。由于目前对谐波电流含量尚无明确规定，因此，谐波电流含量值宜按工程系统具体情况及电抗器型式与制造厂协商确定，可在 60%~80%之间选择。

7.5.8 本条噪声水平是根据设备制造水平和环保要求列出的，噪声值应按 GB 7372 规定的方法进行测量。

7.6 断 路 器

7.6.1 本条提出了断路器选型要求，这是根据实践经验和当前情况提出的。用于并联电容器装置断路器技术性能，除了应符合一般断路器共用技术条款的要求外，并应满足电容器回路的特殊要求：

1 并联电容器装置回路具有独特的电路特性，断路器在合分过程中产生的弹跳和分闸重击穿都将导致产生过电压，过电压是造成电容器故障的重要原因，所以选择断路器必须慎重。根据实践经验总结和相关规定对开关弹跳提出的限定值为：合闸弹跳时间应小于 2ms；分闸弹跳距离应小于开关断口间距的 20%。

2 并联电容器装置要随无功功率需求和电压调节的要求进行投切，所以，每天断路器的投切次数多，动作频繁，满足频繁投切的需要，是对断路器的一个特殊要求。

3 由于 330kV~750kV 变电站的主变压器及所接系统容量较大，电感较小，又由于其母线和变压器电容 C 也很小，所以出现较高的振荡频率。因此，当断路器开断短路时，为防止重燃发生，断路器性能应能满足回路固有振荡频率所确定的恢复电压上升速率，以保证其开断能力。

4 承受关合涌流，以及工频短路电流和电容器高频涌流的联合作用，是电容器组回路断路器的特殊运行工况，断路器应具备这种特殊性能。

5 断路器开断电抗器的感性电流时，其铁心的磁场能量将转换成电能，并与电抗器的杂散电容形成电磁振荡，在电抗器的端部产生截流过电压，严重时，截流过电压可能将电抗器的绝缘击穿。截流过电压的大小取决于断路器的开断特性和截流的大小。在断路器断开时产生的截流过电压是否会超过电抗器的绝缘水

平，与采用的断路器的型式和电抗器的电压等级有关。

7.6.2 本条规定是为了更合理地选择电容器投切装置。尤其在选择 330kV~750kV 变电站中装设的多组并联电容器投切装置时对本条规定应加以考虑。当总断路器因两相短路而跳闸时，其中有一相还要切除电容电流，因此，对整组断路器来说应具有切除全部电容器的能力。总断路器还应能开断回路的短路故障。

7.6.3 在电力系统中装有大容量并联电容器组时，可能改变了接入处电力系统的网络性质，因而，通常分析和计算电力系统短路的一些前提和方法有重新考虑的必要性。当并联电容器组装置的母线及邻近的电源支路或站用变压器支路发生短路时，电容器的端电压和网络短路电流的变化规律及其实用的工程计算方法，成都科技大学电力系统教研室进行了深入的理论研究工作，找出了在电力系统短路计算中是否需要计及电容器组的影响的判据，建立了有效值校正系数和冲击校正系数，将装有大量并联电容器组的短路计算问题转化成常规的短路计算问题。这些结论和计算方法经浙江省电力试验研究所系统试验站进行系统模拟试验证实。

7.6.4 主变压器三次侧断路器切母线或出口短路时，振荡频率较高，由于系统和变压器容量很大，所以电感很小，由于无出线，变压器和母线电容也很小（对于电容器回路断路器当无其他电容器组投运时，在切除电容器出口短路时，情况也相同），因此恢复电压的振荡频率很大，恢复电压上升速率极高。按日本 500kV 变电站实测，振荡频率在 10kHz~20kHz 之间，大大超过标准规定值，采用了大容量较高电压断口的断路器，或在回路中接入并联小电容的办法解决。也可采用装设相位控制装置解决。

7.7 熔 断 器

7.7.1 当电容器采用外熔断器保护时，因为，这种电容器专用熔断器，额定电流 50A 以下，已经有了成熟的系列产品，但 50A 以

上还存在问题，尚不能全部通过试验项目，因此，选用时应慎重。本条明确规定单台电容器保护用外熔断器应采用专用熔断器，今后，不得再采用其他非电容器专用的产品替代，配套设备选择时应遵循这条规定。

7.7.2 与相关的国家现行标准协调一致。

7.7.3 由于电容器专用熔断器已有产品标准，标准中对产品的技术参数和性能，如额定电压、耐受电压、开断性能、熔断性能、耐爆能量、抗涌流能力、机械性能和电气寿命等，都有明确的规定，当电容器需要配置外部熔断器，在选择产品时应遵循。

对熔断器的性能要求可以归纳如下：

1 电容器在允许的过电流情况下，熔断器不应动作，而且，保护性能不应改变。

2 电容器内部元件发生击穿短路，当击穿元件达到一定数量时，过电流大于 1.1 倍熔丝额定电流时，熔丝应动作将故障电容器切除。外熔丝的小容性电流开断特性要求：过电流达到 1.5 倍熔丝额定电流时，小于 75s 开断；达到 2.0 倍熔丝额定电流时，小于 7.5s 开断。使电容器内部故障尚未发展到贯穿性短路之前被切除。

3 外熔断器在开断电容器贯穿性短路时，应能耐受来自自身和相邻并联电容器的高频高幅值放电电流（耐爆能量），开断后应能耐受加于其上的最高电压，断口间不得出现重击穿。

4 熔丝特性的分散性应在允许范围之内，不能太大，运行中既不能产生误动作，也不能出现“拒动”现象。

综合上述，外熔丝的保护性能：小容性电流开断、耐爆能量、大容性电流开断，以及动作电流与动作时间的反时限特性，使其能达到在电容器发生击穿短路时迅速被切除，这是外熔断器的优点，当然，前提是外熔丝性能稳定可靠与合理配置正确使用。不能满足上述几点要求的熔断器不能选用，被选用的熔断器应由制造厂提供近期的试验报告供核查。

7.8 电容器放电器件

7.8.1 放电线圈与电容器组是并联连接，二者承受相同的工作电压和同样的运行工况，所以，放电线圈的额定电压应与其并联的电容器组的额定电压一致。

7.8.2 与相关的国家现行标准协调一致。

7.8.3 放电线圈的放电容量（最大配套电容器容量），是其重要技术参数，无论放电线圈采用哪种接线方式，其放电容量应不小于与其并联的电容器容量。

单星形电容器组采用开口三角电压保护或相电压差动保护时，需要采用带有二次线圈的放电线圈，二次线圈的性能参数：二次负荷、额定输出、电压误差、准确级，均需满足二次线保护和测量的要求，设备订货时应向制造厂提出。

7.9 避雷器

7.9.2 高压并联电抗器中性点和中性点小电抗的绝缘水平主要取决于中性点出现的最大工频过电压。最大工频过电压与电抗器的补偿度和小电抗值有直接关系。高压并联电抗器中性点避雷器，应能承受高压并联电抗器中性点可能发生的最大工频暂时过电压。

7.9.3 限制电容器组操作过电压的避雷器参数选择（持续运行电压、额定电压、直流 1mA 电压、方波通流容量），与避雷器的接线方式（相对地、中性点对地）和电容器组的电抗率、电容器组容量有关，若要获得准确数据，可以根据这些已知条件由计算机计算确定，再在已有的产品中选择符合计算值要求的避雷器。操作过电压保护用避雷器的主要参数是方波通流容量，可按电容器组容量估算：装设于相地之间的避雷器，容量大于 24Mvar 的电容器组，2ms 方波电流应不小于 500A；容量每增加 20Mvar，按方波电流增加值不小于 400A 进行估算。

7.10 静止无功补偿装置

7.10.2 静止补偿装置中相控电抗器在正常运行时，除回路接线所决定的特征谐波以外，还有由于以下主要原因产生的非特征谐波：

- 1 相控电抗器各相参数不相等；
- 2 变压器各相参数不相等；
- 3 晶闸管阀三相之间的触发脉冲不平衡；
- 4 电源电压三相不平衡；
- 5 每相晶闸管阀正负半周的触发脉冲不对称。

这些特征和非特征谐波量将引起系统中各点电压的畸变，对电力设备产生不利影响。随着系统和静止补偿装置的运行方式不同，产生的特征和非特征谐波量将有所变化。因此在设计静止补偿装置时，将对各种情况下的谐波特性进行计算分析，以便采取措施，保证在最严重运行情况下，谐波指标满足谐波规定的要求。满足谐波规定的重要措施之一，就是采用优化设计的谐波滤波器。

目前我国电力系统频率基本上都不低于 49Hz，因此在设计谐波滤波器时，其允许频率变化范围不应选得过大，以避免增加谐波滤波器的容量及投资。但当系统在异常或事故时，频率将可能短时超出允许变化范围，这样注入系统的谐波电流或各点电压畸变可能会超出谐波规定的要求。

7.10.3 谐波电流流经电容器回路中串联电感性元件时，使电容器端子上电压增长到高于电网的运行电压，也需要对电容器的额定电压作相应增加。因此在确定滤波电容器额定电压时，应考虑这些因素。

7.10.5 晶闸管元件是静止补偿装置中最重要元件之一，在实际工程中出现故障的几率也较大。因此，合理地选择晶闸管元件使其静态特性和动态特性满足运行要求是十分重要的。

7.10.6 晶闸管元件的冷却方式较多，但主要有风冷、水冷等。风冷的特点是空气流量的控制简单，易于维护、修理和更换，但

DL/T 5014 — 2010

体积和重量较大，且噪声对周围环境干扰严重，一般用于小容量的晶闸管装置。水冷具有良好的冷却特性，噪声小，无污染，特别是对大容量的晶闸管装置更具有优越性，目前普遍采用水冷方式。

冷却系统是保证晶闸管装置可靠运行的重要设备，运行中出现故障的几率也较大。考虑到冷却系统对整个静止补偿装置运行的重要性，根据国内外工程的实际经验，因此本条中规定备用方式。

7.10.7 对于每一个运行点，不管是否通过电流，运行中的 SVC/STATCOM 部件或连接的部件的损耗应该被计算。如果多于一个 SVC/STATCOM 部件的组合可能在给定输出下运行，值不仅应该给出还要单独求和，用于解释，平均值应该提出进行求和。

开关、母线、电缆、夹子、连接器等的损耗被排除在外。与谐波电流相关的损耗也应该在评估中从损耗计算中忽略（尽管它们应该被考虑用于确定冷却设备和同样情况的额定参数）。

对于 SVC，损耗的计算应该包含 1~7 描述的设备。对于 STATCOM，损耗的计算应该包含 1~3 描述的设备。

- 1 阀体损耗。
- 2 变压器损耗。
- 3 电抗器损耗。
- 4 电容器组损耗（TSC，MSC 及滤波器）。
- 5 电阻器损耗。
- 6 辅助系统电源。
- 7 总损耗评估。

运行中每个设备（1~7）的损耗在要求的每个负荷水平（不管容性还是感性）被求和，应该按以下方法被评估：

Point1 - ____ Mvar: ¥ ____ /kW × 计算损耗 ____ kW = ¥ ____

Point2 - ____ Mvar: ¥ ____ /kW × 计算损耗 ____ kW = ¥ ____

Pointn— _____ Mvar: ¥ _____/kW × 计算损耗 _____ kW = ¥ _____
 损耗总评估 = ¥ _____

¥/kW 的值考虑 SVC 与其在 Mvar 输出或附近预期运行的时间比例。以上损耗值的和应该被累加到设备的第一成本以确定总的评估成本。

7.11 导体及其他

7.11.1 单台电容器至母线或熔断器的连接线的长期允许电流，应与单台电容器的持续工作电流相一致。1.5 倍额定电流是根据电容器允许的稳态过电流值规定的。电容器稳态过电流是由多种因素造成的：稳态过电压、谐波、电容器的容量正偏差，考虑这些因素电容器的稳态过电流为 $1.37I_n$ (I_n 为单台电容器额定电流)。单台电容器至外熔断器或母线的连接导线的截面较小，为增加可靠性适当加大导线截面，并与相关标准取一致，故规定按不小于 1.5 倍单台电容器额定电流来选择导线截面。

7.11.2 为保证安全，按回路最大工作电流选择，并与相关标准取一致。

7.11.3 在双星形接线采用中性点不平衡电流保护中，电流互感器的准确等级可选 10P 级。对于单星形接线采用开口三角电压保护或单星形接线采用相电压差动保护，工程中通常采用放电线圈二次侧抽取电压用于不平衡保护，用于电压差动保护的专用放电线圈一次侧有中间抽头，用三个套管引出，与电容器组的两个串联段对应连接，有两个二次电压线圈，可检测差电压，二次线圈的准确等级可用 0.5 级，这种产品在工程中已经应用很普遍。

7.11.4 为了使电流互感器不致因匝间短路电流和高频涌放电流冲击而开裂损坏，一般采取以下措施：在电流互感器的一次和二次侧同时装设低压避雷器、只在一次侧装设低压避雷器、采用加

DL/T 5014 — 2010

强电流互感器的匝间绝缘来提高抗冲击能力、在满足继电保护灵敏度的前提下加大电流互感器的变比等，这些都是有效措施。

无论是选择电流互感器或电压互感器，对使用来说最主要的要求有两点：满足保护灵敏度要求和故障状态不损坏。

8 安装与布置

8.2 并联电容器装置的安装与布置

8.2.1 本条为高压并联电容器装置布置型式选择原则。布置型式选择有三个依据：环境条件、设备性能、当地实践经验。这三个依据中设备性能是主要的，甚至是决定因素。只要设备性能允许，推荐采用户外布置。户外布置和户内布置是本规范规定的工程中选用的正规布置型式。

为防止夏季烈日对电容器外壳直接照射引起过高的温升，一些地区曾采用半露天布置（即户外搭遮阳棚），DL 5014—1992 也提及，但运行中出现一些问题：有的工程采用简易的石棉瓦遮阳棚，容易破裂漏雨；由于遮阳棚强度不够，甚至出现被大风吹掉棚顶的事故；这种布置设备容易积灰尘，又失去了雨水自然清洗条件，容易出现污闪事故；冬季棚顶暖和，麻雀栖息又引来了黄鼠狼和猫捕食造成的短路事故。因此，这种布置型式不宜再在设计中采用。

户外布置土建施工工作量小，可缩短工期，节约工程造价。在运行上通风散热条件好，风及雨水可对电容器进行自然清洗。户外布置的缺点是受天气和环境污染影响大。20 世纪 80 年代初期曾出现户外电容器到了夏季损坏率升高，特别是酷暑天降暴雨后损坏多，究其原因还是电容器质量差。随着电容器质量提高，户外电容器组的年损坏率已大大下降，除特殊地区和特殊环境外应优先考虑采用户外布置。

户内布置的电容器组，受天气和环境污染的影响小，防范鸟害和小动物侵袭的效果好。但缺点是土建工作量大，工期长，工程造价高，如设置了机械通风还会增加运行费。在严寒、温热、

风沙、污秽等特殊地区，设备性能不满足户外安装条件或技术经济比较合理时，可采用户内布置。也可选择结合总布置户内布置。户内布置容易产生凝露，而凝露又会发生污闪事故，在国内，户内配电装置曾多次发生由凝露而引起的污闪事故，应在设计中采取防范措施。

8.2.2 本条规定是对电容器组框架设计提出的原则性要求，目的主要有以下几点：

1 利于电容器通风散热。良好的通风散热条件是减少电容器故障的重要保证。在层间设置隔板（为了防止上层电容器漏油滴到下层电容器上），以及在电容器柜（柜台架）的四周用钢板围护，这些作法均会影响到电容器的通风散热，使电容器温升增加，导致电容器的故障发生，设备生产制造和设备采购均应注意这个问题。

2 方便维护和更换设备。电容器框架设计，应考虑运行检修工作的方便：巡视设备的运行状况、停电后对设备进行检查和清扫工作、对故障电容器进行更换的工作。电容器的框架设计还应考虑：方便维护人员上到多层框架的顶部，如有脚踩的踏步板，顶部和层间有供维护人员站立和脚踩的位置。总之，要给电容器的运行维护和检修尽量创造方便条件。

3 节约占地。工程建设要节约占地，这是我们的国策。分层布置节约占地，在采用分相布置时，也要考虑将电容器分层放置。为方便运行维护和检修，框架分层不宜超过三层，若超过三层，站在地面不易看清上层设备的运行状况，为降低框架高度，可考虑采用横放式电容器。节约占地和方便运行维护，在电容器框架设计时二者均应兼顾。

8.2.3 本条规定是为尽量缩小电容器爆炸起火，致使整组电容器烧毁事故的波及范围而制订的。

8.2.4 电容器的安装示意图如图 8.2.4 所示。本条对电容器组安装设计的最小尺寸作了规定，现作以下说明：

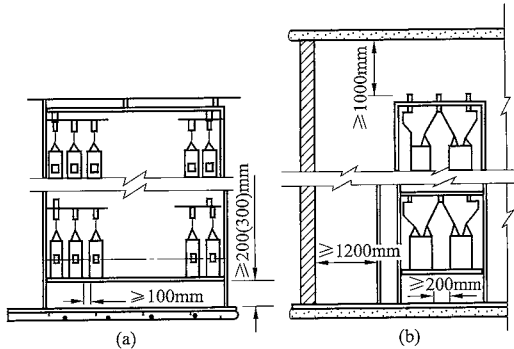


图 8.2.4 电容器的安装示意图 (括号中数值适用于户外布置)

1 电容器间距。电容器介质损耗产生的热量主要依靠对流来散发，其散热量与单台电容器容量和介损大小有关。不同容量的电容器在框架上放置，彼此之间的距离取多大合适，应通过电容器温升试验来确定。试验研究说明：随着电容器安装间距加大，电容器温升则逐渐降低，当间距达到某一数值后，下层温升与一台单独运行的电容器温升已比较接近，该距离即可作为电容器安装时的最小距离。随着电容器产品的发展进步，制造电容器的原材料改变，全膜电容器已取代膜纸复合电容器，全膜电容器损耗小、温升高。西安电力电容器研究所，对全膜电容器安装间距与温升进行了试验研究，选用 100kvar、334kvar、500kvar 三种容量的电容器，分上、中、下三层安装在框架上。根据工程中的实际应用，电容器在框架上安装又分别采用了立放与卧放两种产品，每层安装两排，排间距离只取一种：100mm。电容器的安装间距采用 40mm、50mm、60mm、100mm。对每种安装距离都进行长时间通电试验，使电容器的温升达到稳定，得到大量的试验数据。该项目研究成果，经组织行业技术专家进行评审，评审意见建议：“在此研究报告的基础上，规范中电容器安装间距可以修订，考虑其他因素如电容器外壳膨胀、环境温度、单台容量等情况下，适当缩小现行间距，以不小于 70mm 为宜，单台容量较小的还可适

当减少，但不小于 50mm。”

2 底部距地面距离。为使电容器通风散热良好，电容器不能直接安装在地面上，因为安装在地面上既影响通风散热，又容易造成电容器底部锈蚀。本条规定的户外电容器组对地距离高于屋内，是为了防止下雨时泥水溅到电容器器身上，以及防止小动物爬到电容器上造成事故。35kV 和 66kV 电容器组安装时的电容器底部对地距离一般较大（标准数值参考 10kV 电容器组）。

3 排间距离。在框（台）架上安装两排电容器时，排间应有一定距离，以利通风散热和维护更换电容器。基于在上述 1 中的相同情况，采用 100mm。

4 框架顶部至屋顶净距。从利于空气对流散热考虑，框架顶部至屋顶距离愈大愈好，但由这个条件无法确定一个合理值。以满足检修人员站在上层框架上不致头碰屋顶为条件，则可确定一个最小尺寸，本条规定的框架顶部至屋顶的最小净距为 1000mm，即是以上述条件确定的。该距离规定，满足 66kV 及以下各级电压的并联电容器装置的带电距离要求。

8.2.5 本条电容器组设置的通道有两种：正常运行时巡视用的主通道，本规范定名为维护通道；带电体无防护，停电后才能走人的通道，无通用名称，参照各地的习惯称呼，本规范称为检修通道。

在电容器组四周都设置维护通道，将会多占地，也无十分必要。当户内只有一组电容器时，通常只在电容器框架的一侧设置维护通道，另一侧与墙之间设检修通道；有两组电容器时，通道设置有两种情况：其一是电容器组靠近两侧墙布置，在两组的框架之间设维护通道，在框架与墙间设检修通道；其二是电容器组布置在室内中部，框架之间设检修通道，框架与墙之间设维护通道。当电容器在框架上单排安装时，框架与墙之间无必要设检修通道，可靠墙布置。户外电容器组的通道设置可参照上述情况考虑。通道的宽度系根据 20 世纪 80 年代初各地规定的尺寸和工程

中比较普遍的采用值，并经多年运行实践证明是合适的，所以，本条规定了通道的最小尺寸，户外、户内电容器组通道设置示意图如图 8.2.5-1、图 8.2.5-2 所示。

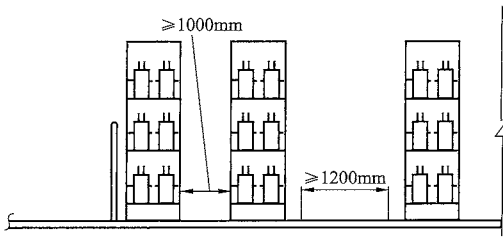


图 8.2.5-1 户外电容器组通道设置示意图

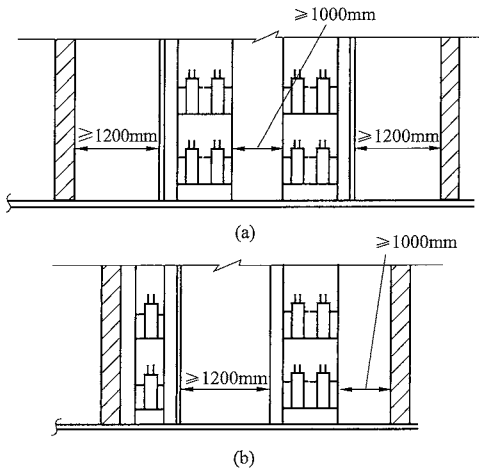


图 8.2.5-2 户内电容器组通道设置示意图

8.2.6 本条规定是根据绝缘配合要求提出的，这也是电气设计的一个通用基本原则。当电气设备的绝缘水平与电网一致或略高时，设备可装在地面基础上，金属外壳需接地，电气设备的绝缘水平低于电网时，应将其装在绝缘台上，绝缘台的绝缘水平不得低于电网。

对于 35kV、66kV 的电容器组，因无 35kV、66kV 对地绝缘的电容器产品，需要采用多段串联的连接方式，这样就必须将电容器安装在绝缘台上，绝缘台的绝缘水平不应低于电容器组的额定电压。35kV、66kV 电容器组的绝缘框架应分相设置的目的在于限制由于绝缘台架发生绝缘损坏的事故范围。

装在绝缘框架上的电容器，其外壳也应彼此可靠地连接起来。安装在绝缘框（台）架上的电容器外壳具有一定电位，把所有外壳与框（台）架可靠相连，目的是使外壳电位固定。而且，为防止运行人员触及带电外壳，设计图应要求安装时注明带电标记。

8.2.7 本条的目的在于提请设计人员注意，根据各地区情况防范鸟类、鼠、蛇类等小动物侵袭事故。据调查，各地都发生过鸟类、鼠、蛇类等小动物进入并联电容器装置造成的短路事故，而且，此类事故在主变压器和配电装置中也时有发生。防范鸟类、鼠、蛇类等小动物侵袭事故的措施，应根据周围环境中鸟类、鼠、蛇类等小动物的活动情况，并参照相应电压级别配电装置采用的办法予以确定。对小动物不可不防，但也不能花太多的投资设防。各地采取的措施有：对户外并联电容器装置，在其四周设置网状围栏，但多雨潮湿地区网栏易于锈蚀；采用全封闭的网笼比较少。电容器室通常采取的是封堵方式，进排风口、窗洞口装金属网，电缆沟道口封堵，为了防止老鼠钻进电容器室，有的工程设置了门槛并堵塞所有墙洞。一般来说，电容器室在采取上述措施后效果较好。因此，执行本条规定可因地制宜采取不同办法。

8.2.8 电容器在正常运行及事故情况下，均应避免套管受力而使其焊缝开裂渗漏油。因此电容器套管与母线或熔断器的连接线应使用软导线，同时也不应利用电容器套管支撑母线。

据调查，不少单位有过用硬母线连接电容器组引起事故的教训，因为安装时受力和运行中热胀冷缩，均使瓷套承受过大应力，电容器的瓷套与箱壳连接处则可能发生焊缝开裂，继而出现渗漏油。用硬母线连接的电容器组，当一台电容器发生爆裂时，邻近

电容器瓷套因受硬连接线牵连而被拉断，从而造成多台电容器损坏的事故时有发生。为杜绝此类事故发生，本条作了强制性规定，设计中应遵循。

1 单套管电容器的接壳端子虽然与外壳是连在一起的，但为了保持回路接触良好，不能用外壳连接代替接壳导线，接壳导线应由接壳端子上引出，以保持载流回路接触良好。

2 关于铜铝导体的连接要求，由于在 DL/T 5352 中已有规定，本条虽未对此作相应规定，但应参照执行。

8.2.9 熔断器安装在通道侧，主要是为了方便巡视和熔丝的更换。熔断器的安装位置不但要考虑正常运行，而且要考虑事故状态，即熔丝在熔断时及熔断后跌落的整个过程中都应满足安全要求。例如，喷逐式熔断器喷出的气体不应损坏邻近设备或引起相间、极间闪络，熔丝熔断后的引线不应搭在电容器外壳上，否则会造成接地故障。

应当说明，熔断器安装后不能一劳永逸，事实上，长期运行后可能产生熔管受潮发胀，拉紧弹簧锈蚀弹力下降，一旦熔丝熔断，尾线难以弹出，而且熔丝的开断性能变差。当电容器故障，正该熔断器发挥作用时，它失效了，从而造成事故，因此，应定期对熔断器进行检查，及时更换失效品。

8.2.10 本条规定的目的，是给未装设接地开关的电容器装置考虑一个挂接地线的位置，并把检修挂临时接地线的上下两处的接线条件准备好，以方便检修工作。

8.2.11 本条为通用要求。钢部件采用刷漆防腐措施简单方便，但防腐效果不如镀锌好。因此，凡有条件均应将钢结构件进行镀锌处理，特别是户外并联电容器装置使用的钢部件最好采用热镀锌，使其达到长期不维修的目的。

8.2.13 大容量并联电容器组一般设计均为户外构架式，其构架高度一般在 5m 以上，每台电容器一般在 100kg 以上，分散均布在构架各层上，其整组构架重心高。为保证出现地震时构架的稳

定性，避免损坏设备及发生电气事故，在设计构架时必须按其所在地区的地震等级水平验算构架耐受地震能力。尤其是由支持绝缘子支撑起来的构架结构，更应验算构架及支持绝缘子整体耐受地震的能力。

8.3 高压并联电抗器组的安装与布置

8.3.1 高压并联电抗器布置的选择原则，是在满足电气主接线要求，符合配电装置场地条件的前提下，尽量使总体布置合理，节约占地面积。

8.4 低压串、并联电抗器组的安装与布置

8.4.1 为减少占地面积及便于电抗器引出线，三相干式并联电抗器宜按品字形布置方式。采用高位布置可不设围栏，以减少占地面积；采用低位布置抗地震能力强，并可减少支撑件投资，可根据工程具体情况确定。

干式串联电抗器的容量、体积、重量均较并联的小得多，宜采用中字形布置。为避免发生相间短路应分相布置。

8.4.2 由于干式电抗器的特点是绕组中的磁力线均经空气成回路，为避免它在邻近导体中（包括接地体）引起严重的电磁感应发热及电动力效应，在本体布置安装设计中必须满足厂家提出的防电磁感应的空间范围要求。有些厂家提出的防电磁感应距离有两个：一是对金属体的距离；二是对形成闭合回路的金属体的距离，设计中均应满足。围网、围栏在条件许可的情况下宜选用非金属材料。干式空心串、并联电抗器的支撑绝缘子接地，应采用放射形或开口环形，并应与主接地网可靠连接。

8.4.3 本条规定是为了尽量降低空心电抗器的空间磁场在板型接线及连接用螺栓上的涡流损耗，避免它们超过允许温升。

8.4.4 在实际安装运行中曾发生过电抗器安装在二次微机保护

装置的楼下，电抗器投运后电磁干扰二次微机设备，使其不能正常运行的后果。

8.5 静止无功补偿装置的安装与布置

8.5.3 静止无功补偿装置的阀元件及其冷却系统环境温度一般要求在 $+5^{\circ}\text{C}\sim+40^{\circ}\text{C}$ ，采用户内安装有利于温度控制，使阀元件的运行条件极大地改善，提高安全运行可靠性。为加强散热效果，冷却器应安装在户外。

8.5.5 为使光纤能够安全可靠运行，提出光纤施工安装中的基本要求。

9 二次接线、继电保护和自动投切

9.1 一般规定

9.1.1 本条主要明确对本规定适用范围内的无功补偿装置的继电保护、二次接线等的设计应与变电站其他电力设备的相应设计统筹考虑，以便于安全运行。鉴于国内变电站微机型继电保护装置和微机监控系统的普遍采用，增加了微机保护和微机监控的内容。

9.2 控制

9.2.1 本条就无功补偿装置的控制地点作了明确规定。目前国内 330kV~750kV 变电站安装的静止补偿装置已开始采用国产设备，具备就地与远方控制功能。

9.2.2 无功补偿装置的断路器的控制方式应与整个变电站控制方式相协调。目前新建 330kV~750kV 变电站均采用计算机监控系统或强电一对一控制方式，因此本条取消了原条文中的弱电控制的内容。

9.2.3 本条明确了无功补偿装置相关设备的“五防”要求。

9.2.4 本条就无功补偿装置采用的直流电源作了规定。

9.2.5 取消原条文屏蔽电缆的相关说明，其要求执行相关规程和现行的反事故措施等规定。

9.3 信号

9.3.1 330kV~750kV 变电站均采用微机监控系统，信号系统完善，无功补偿装置的信号应直接接入微机监控系统。对于静止补偿装置的信号系统根据已运行设备的实际情况作出了规定。

- 9.3.2 本条就无功补偿装置的信号装置作了具体规定。
- 9.3.3 将本条的微机监测装置修改为微机监控系统。
- 9.3.4 本条规定根据运动专业要求列出。

9.4 测（计）量

鉴于目前计算机监控系统在变电站中已普遍采用，本条文中不再采用带有测量表计色彩的“表计”等名称。

9.4.1 根据计算机监控系统的特点，本条主要规定并联电容器和低压并联电抗器的测（计）量要求。

分相装设电流表的目的在于监察各相电流的平衡，以往采用常规测量表计时，为避免电流表过多，使控制屏面布置发生困难，允许在分组回路中只设置一只电流表。对于计算机监控系统，应同时测量三相电流。

9.4.2 本条针对无功补偿设备，除规定有额定电流和额定电压外，尚规定有最大允许稳态过电流和最高运行电压。因此，测量装置的量程不仅要满足额定电压、电流的要求，还应满足最大允许电流和最高允许电压的要求。

9.4.3 本条针对高压并联电抗器的电流测（计）量提出了要求。

9.4.4 本条适用于高压并联电抗器量中性点的接地小电抗。

9.4.5及9.4.6 本条规定是根据目前已投运工程的测量而确定的。

9.5 并联电容器保护

9.5.1 本条为新增条款，列出了并联电容器可能发生的故障及异常运行状态。

9.5.2 本条规定了应针对并联电容器组的不同接线形式、各类故障和异常运行方式应装设的保护的种类和方式。

1 为防止电容器装置的外部引线相间短路及附属设备的短路，本条规定对并联电容器组装设带有短时限的电流速断保护及过电流保护。

在由总断路器与分组断路器控制多组分别投切的电容器组时，也可在总回路上装设电流保护。保护可配置两段式，第一段为限时速断保护（时限为 0.1s~0.2s），第二段为过电流保护，与分组过电流保护相配合。当串联电抗器设置在分组断路器的电源侧时，分组回路保护跳开本回路断路器，电抗器前短路时应跳开总断路器。

2 电容器发生故障以后，将引起电容器组三相电容不平衡。由于一组电容器中个别电容器故障切除或短路，串联电容器间的容抗发生变化，电容器之间的电压分配比例发生变化，引起部分电容器端电压升高。对于这种由于内部故障而引起部分电容器过电压的情况，称为内部故障过电压。对于这种内部故障过电压引起的故障而设置的保护，称为内部故障保护。

电容器组内部相关的两部分之间电容量之差，形成的电流差或电压差构成的保护，称为不平衡保护。为防止电容器组内部故障（某一台或几台电容器故障）的扩大，必须装设不平衡保护。不同电压与不同容量的电容器组有不同的接线方式，不同接线方式又有不同的不平衡保护方式供选择，无论哪一种电容器组接线都必须配备一种不平衡保护。

- 1) 开口三角电压保护（三相电压不平衡保护）：将放电线圈的一次侧与单星形接线的每相电容器并联，放电线圈的二次线圈接成开口三角形，在三角形连接的开口处配置一个低整定值的开口三角电压保护。其优点是：不受系统接地故障和系统电压不平衡的影响、不受三次谐波的影响、灵敏度高、安装简单。应注意的是：当这种保护用于多段串联的电容器组时，由于放电线圈的电压变比大，保护动作信号小，保护整定值难以与电容器内熔丝配合；放电线圈三相性能差异和电源三相不平衡都会产生起始不平衡电压，将影响保护灵敏度。

- 2) 双星形中性点不平衡电流保护：将一组电容器分成两个

星形电容器组，在两个星形接线的中性点间装设小变比的电流互感器，构成双星形中性点不平衡电流保护。其优点是：若三相与两臂电容量均衡，则保护不受外界影响、保护灵敏度高；其缺点为：电容器组安装时调平衡较麻烦；对称故障时保护不动作。应当注意：容量超过20Mvar的电容器组，由于保护灵敏度不够，已经出现不少事故，可以桥式差电流保护替代；中性点连线上的电流互感器选择时，应选加强绝缘型TA，或在满足保护灵敏度的前提下提高变比的TA，以耐受故障状态时的涌放电流不损坏。

- 3) 电压差动保护：电容器组每相要有两个及以上的串联段组成，两个串联段的电压值相等（也可以不相等，而且，采用不相等配置方式可以提高保护灵敏度，在集合式电容器上已采用），放电线圈的两个一次线圈电压应与串联段的电容器端电压相配合，放电线圈的一次线圈与电容器并联连接，放电线圈的两个二次线圈，按差电压接线并连接到电压差动保护上。其优点是：不受系统接地故障和系统电压不平衡的影响、动作比较灵敏、根据动作指示可以判断出故障相别。缺点为：使用的设备比较复杂，对称故障时，保护不动作。应注意：这种保护的灵敏度也要受放电线圈性能的影响，当电容器组的串联段增多时，保护灵敏度显著降低，使适用范围受到限制。
- 4) 桥式差电流保护：当电容器组的串联段数为双数并可分成两个支路而形成桥接线时，在桥路上接一台电流互感器，即构成桥式差电流保护。这种保护最先是在东北地区的66kV电容器组上采用，现在，大容量35kV电容器组也开始采用。其优点是：由于保护是分相设置的，根据动作指示可以判断出故障相别，不受外界因素影响，保护灵敏度高。缺点是发生对称故障时，保护不动作。

需要注意：为了耐受故障状态时的涌放电流，不平衡保护用电流互感器需选择加强绝缘型或在满足保护灵敏度的前提下提高变比，但也有大容量的内熔丝电容器组，为了保证安全选择特殊变比的电流互感器，变比有：5/1A 或 3/1A 甚至 1/1A。

需要说明的是，不平衡保护（不平衡电流或不平衡电压）有一个通病：当出现对称故障时（如双星形接线的同相臂上出现相同故障）不能反映。对外熔丝电容器组来说，由于电容器台数并不是很多，发生对称故障的几率很小，问题也就不大；应当注意内熔丝电容器组的电容器元件非常之多，发生对称故障的可能性大大增加；此外，内熔丝电容器隔离元件引起的电容量变化比外熔丝隔离整台电容器要小得多，要求保护必须非常灵敏，保护的動作值还必须躲过电容器组的起始不平衡值；内熔丝电容器元件过电压比单台电容器整台过电压更早、更高，因此，保护整定值应按元件过电压允许值考虑。电容器安装时经过调配，应使不平衡量小于一台电容器故障时引起的不平衡量，以便于保护识别而动作，否则，就要有相应的措施。

在 330kV~750kV 变电站中，主变压器的低压侧电压一般为 35kV~63kV，多数采用中性点不接地的双星形接线。

电容器组较理想的保护方式，应该是电容器故障击穿时，由保护熔丝只将故障电容器切除。少数电容器损坏后，虽然产生电容不平衡，只要对其他健全电容器没有危害，将故障电容器切除后，电容器组应能继续运行；而当健全电容器电压升高超过允许值时，则保护装置应动作于断路器带时限切断电源。基于这个观点，宜采用单台熔丝和继电保护配合对电容器进行保护。

实践证明，分组熔断器效果不好，不宜采用。由于分组熔断器的熔体是按整组电容器的电流（一般为单台电容器的额定电流的好几倍）选择的，因而它对于单台电容器的低能量长时间的层间故障反应迟钝，甚至不能反应，运行中曾发生过大量爆裂事故。

此外，一台电容器内部短路时，同组其他健全电容器向故障电容器放电，此放电电流不流经熔断器，有可能加剧电容器的损坏，且分组熔断器熔断时，将使整组电容器退出，增加了电容器的停运机会。因此，各地区均已禁止采用分组熔断器。

9.5.3 本条规定了单台电容器内部故障的保护方式。

9.5.4 本条规定的目的是保证电容器装置在不超过最高允许电压和规定的时间范围内安全运行。

电力电容器的过电压可能由以下两种原因产生：第一，由于系统出现工频过电压，电容器所在的母线电压升高，使电容器承受过电压；第二，由于一组电容器中个别电容器故障切除或短路，引起部分电容器端电压升高。前者是由于电容器组外部施加的电压升高而引起的，称为外过电压，后者则是由于电容器组内部故障引起的，称为内部故障过电压。

过电压保护是专为保护电容器外过电压而设置的，电容器的最高允许电压按 IEC 规定是：“电容器单元应适合于当端头间的电压有效值升到不超过 1.10 倍额定电压（过渡过程除外）下延续运行”。国家标准《并联电容器》中规定工频长期过电压值最高应不超过 1.10 倍额定电压。电压过高时，内部游离增大，将产生局部放电，发热量上升，寿命将降低，甚至导致热击穿，造成电容器损坏。

过电压保护装置一般接于专用放电线圈或放电电压互感器的二次侧，保护约带 I_{\min} 时限。当保护装置接于母线电压互感器的二次侧时，应经由电容器装置的断路器或隔离开关的触点闭锁，以使电容器装置断开电源后，保护能自动返回。当设置有按电压自动投切装置时，电压检测装置接于电容器装置所接电压，可不另设过电压保护，但应注意当自动投切装置停用时，应保留过电压跳闸功能。

9.5.5 电容器装置装设失压保护的目的在于防止所连接的母线失压对电容器产生的危害。从电容器本身的特点来看，运行中的电容器如果失去电压，电容器本身并不会损坏，而它的危害在于：

1 电容器装置失压后立即复电(有电源的线路装设的自动重合闸重合)将造成电容器带电荷合闸,致使电容器因过电压而损坏。

2 变电站失电后复电,可能造成变压器带电容器合闸,变压器与电容器的合闸涌流与过电压将使它们受到损害。

3 失电后的复电可能因无负荷而使电压过高。

失压保护在电源断电时,应能自动将电容器装置从电网切除。失压保护应带适当时限以躲开线路故障引起的电压波动。

9.5.6 对中性点非有效接地低压系统中的无功补偿装置的单相接地故障应发出信号。

根据系统稳定的要求,无功补偿装置所连接的母线应装设母线保护,以尽快切除故障。因母线保护不属本规定范畴,故条文中未正式列出。

9.5.7 根据油浸组合式并联电容器的特点,规定了其本体保护的要求。

9.6 高压并联电抗器保护

9.6.1 本条为新增条款,列出了高压并联电抗器可能发生的故障及异常运行状态。

9.6.2 规定了油浸式电抗器应装设油箱内各种故障最灵敏、快速的瓦斯保护。

9.6.3 根据超高压设备保护应双重化配置的原则,规定了330kV~750kV高压并联电抗器的电气量保护应按双重化配置。

9.6.4 规定了对高压并联电抗器内部及其引出线的单相接地和相间短路,应装设纵差保护。

9.6.5 电抗器的匝间短路有两种情况:一种是伴随有接地的匝间短路,此时可由反应接地故障的保护动作;另一种是不伴随接地的纯匝间短路,这种情况下,由于一相中的匝间短路而引起的三相电流不平衡有可能小于或等于正常允许值,虽然短路回路中的电流很大,可是反应到绕组线端的电流变化却很小,这就使得反

应电气量的保护对检测匝间短路故障不十分灵敏。

国内高压并联电抗器的微机型匝间短路保护已广泛采用且运行情况良好，故本条中对高压并联电抗器的匝间短路保护作了明确规定。

9.6.6 作为主保护的后备，本条规定了并联电抗器应装设过电流保护。

9.6.7 在某些情况下，电源电压可能升高，由此而引起电抗器过负荷。为此，本条对并联电抗器装设过负荷保护作了规定。

9.6.8 本条就并联电抗器的温度过高、油位过高/过低和冷却系统故障，规定了按厂家的技术要求装设动作于信号或跳闸的保护装置。

9.6.9 及 9.6.10 该两条是关于中性点小电抗保护的规定。

根据系统限制潜供电流的需要，在高压并联电抗器中性点接有中性点小电抗。对此小电抗的内部故障，规定装设瓦斯保护；而对由于三相不对称引起的过负荷，规定装设过负荷保护。

9.6.11 本条针对 330kV~750kV 线路并联电抗器无专用断路器的情况，对其动作于跳闸的保护切开本侧及对侧断路器作了规定。

9.7 低压并联电抗器保护

9.7.1 本条为新增条款，列出了低压并联电抗器可能发生的故障及异常运行状态。

9.7.2 本条规定原则同第 8.6.2 条。

9.7.3 由于目前国产的低压并联电抗器，一般为三相油浸自冷式或单相干式空心电抗器，单组容量一般为 30Mvar~60Mvar，一般可不装设纵差保护。故本条规定对低压并联电抗器引线的相间短路应装设电流速断保护。

9.7.4 此条规定原则同第 8.6.6 条。

9.7.5 此条规定原则同第 8.6.7 条。

9.7.6 此条规定原则同第 8.5.6 条。

9.8 静止补偿装置保护

9.8.1 静止补偿装置以前多为进口设备，近年来国产设备已批量投运，且运行情况良好。

静止补偿装置保护的设置，主要考虑到静止补偿装置运行中可能发生的各种故障和不正常运行方式，如电容器、电抗器、滤波器、中间变压器的内部和引线的各种短路故障，瞬间的和持续的过电压，晶闸管控制回路的故障，冷却系统的故障，自动投切回路的故障等。

9.8.2 本条规定了静止补偿装置中各相关元件的保护配置。

9.8.3 本条规定了中间变压器的保护配置。

9.8.4 本条规定了晶闸管的保护配置。

9.8.5 及 9.8.6 根据晶闸管在运行中冷却系统及触发用电源不能间断的特点，设置冷却系统及触发用电源失压故障保护。

9.9 自动投切

9.9.1 变电站中的无功补偿装置采用自动投切，不仅可以使输出的无功容量自动适应负荷变化的需要，提高系统运行的可靠性，而且可减轻运行人员繁重的手动操作劳动。在我国，按无功功率、电压、时间三因素综合控制的自动投切装置已在一些变电站投入运行，使变电站的无功和电压的调节手段更趋完善。因此，本条规定在 330kV~750kV 变电站中的无功补偿装置应具有自动投切的功能。

9.9.2 本条规定是为了保证自动投切装置的正确动作而制订的。

当电容器组内部或引出线故障时，保护动作于跳开电容器装置的断路器，同时应断开断路器的合闸回路或采用逻辑闭锁断路器的合闸回路。只有当故障排除，手动解除保护闭锁后，才能再次投入电容器装置。因此，从逻辑或回路上避免了将故障电容器重新投入电网的可能性。

设置操作解除功能的作用是使停役的电容器组退出闭锁控制。

9.9.3 由于断开的电容器往往不能在一次重合闸前将所有电荷放完，如果设置了自动重合闸，将使电容器在带有一定电荷的情况下，又重新充电，致使电容器因超过能承受的允许过电压倍数而遭到损坏。因此，本规定对并联电容器回路设置自动重合闸的用词采用了一级严格词“严禁”。对于未接于线路上的电抗器亦不采用自动重合闸。

9.9.4 本条规定的目的在于避免未经放电的电容器和不应投入的无功补偿装置承受过电压冲击。

9.9.5 为了实现变电站内设备的全寿命周期管理，避免无功补偿装置的断路器频繁动作，造成寿命缩短及维修工作量的增加，应使各分组断路器轮换工作。

9.10 故障录波

9.10.1 本节新增。为监测母线高压电抗器的运行状态，快速查找故障而制定本规定。

10 建筑与结构设计

本章分别针对 330kV~750kV 变电站户外设备和户内无功补偿设备布置，规定安装、检修、防火、疏散等对于建筑物功能、限制尺寸，包括建筑物门窗、洞口、通道宽度的限值和选择材料构造要求（包含隔音、防火、防磁，选择材料）。

无功补偿装置是由电容器、电抗器为主要设备组成的配电装置。按着布置方式分为户内、户外两种方式。本章所提到无功补偿装置包括 330kV~750kV 变电站内的高压无功补偿装置、低压无功补偿装置两部分，其中涉及低压部分应执行 GB 50060，高压无功补偿装置包括 330kV~750kV，电抗器均指油浸高压电抗器。

从防磁与安全运行方面提出对于设备支架及基础材料、围栏及建筑物墙体构造等特殊要求。

10.1 建筑与防火

10.1.1 无功补偿装置属于配电装置的一部分，对于防火距离要求，在 GB 50229 中已经明确，可以直接引用。

10.1.2 及 10.1.3 丙、丁、戊类厂房之间以及与民用建筑之间的防火间距，应参照 GB 50016 第 3 章执行。

10.1.5 连接电容器装置室的电缆沟道，通常可以采用封闭电缆沟，在电缆引出口应采用防火胶泥、防火包等材料封堵。

10.1.6 阳光直射室内电容器，即加速电容器壳体老化，也引起温升增加火灾危险性，因此电容器装置室不宜设置采光玻璃窗。

10.1.7 依据有关的消防规定，结合实际工程经验，明确消防要求的标准和限制。

10.1.12 本条要求大件设备应考虑运输通道，对于垂直提升洞口、平台应有防水措施和防止物体垂直滑落的措施。

10.1.13 根据国内实际工程运行经验，电抗器对于周围的金属闭合回路会产生感应涡流现象，既增加电能损耗，又不利于安全运行，因此应避免建筑结构金属材料形成闭合回路，采用金属材料时宜多点断开，避免单开口回路感应电压伤人事故。提倡采用非磁性或非导体材料。

10.2 结 构 设 计

10.2.1 本条属于新增条文，为便于设计控制标准，依据无功补偿装置楼的重要性、结构特点，明确了结构设计、抗震设防、基础设计、耐火等级、使用年限的统一标准。

10.2.2 GB 50260 对于配电装置楼有明确的要求，为了统一设计原则和标准，本条文直接引用。

10.2.3 无功补偿装置建、构筑物楼面布置重型设备多数有固定的位置，如果用重型设备荷载作为楼面普遍荷载设计，会造成结构设计很不经济，通常将重型设备单独布置在主、次梁上。

10.2.4 本条文主要为了防止基础不均匀沉降，影响设备正常使用的安全性。适当增加基础的整体性。

11 采 暖 通 风

11.0.1 编制说明增加放电电阻发热损失，对于户内装置室的通风次数重新调查、评定。

11.0.3 电容器的选型需要考虑使用环境温度，尽量降低采暖或空调系统的使用。当采用自然通风不能满足要求时，可采用自然进风、机械排风。
