

ICS 29.020
CCS F 21

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 2193—2020

电力系统安全稳定控制系统设计 及应用技术规范

Technical specification for design and application of power system safety
and stability control system

2020-10-23 发布

2021-02-01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 总则	2
5 稳控系统整体要求	2
6 稳控装置配置原则	3
7 稳控装置运行模式	5
8 二次回路设计通用原则	5
9 稳控系统站间通信配置原则	7
10 稳控系统管理要求	7
附录 A（资料性） 稳控系统运行模式	9
附录 B（资料性） 稳控系统整体架构	12
附录 C（资料性） 稳控系统与直流换流站控制保护通信连接方式	14
附录 D（规范性） 稳控装置站间通信协议	15

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件由中国电力企业联合会提出。

本文件由全国电网运行与控制标准化技术委员会（SAC/TC 446）归口。

本文件起草单位：国网华中电力调控分中心、国家电力调度控制中心、南方电网调度控制中心、国网华北电力调控分中心、国网华东电力调控分中心、国网东北电力调控分中心、国网西北电力调控分中心、国网江苏省电力调度控制中心、国网河南电力调度控制中心、国网湖南电力调度控制中心、国网四川电力调度控制中心、国网冀北电力调度控制中心、国网新疆电力调度控制中心、国网湖南省电力有限公司检修公司、中国电力科学研究院、国网新疆电力科学研究院、国电南瑞科技股份有限公司、南京南瑞继保电气有限公司、北京四方继保自动化股份有限公司、国电南京自动化股份有限公司、许继电气股份有限公司、长园深瑞继保自动化有限公司。

本文件主要起草人：李勇、张志、刘宇、徐光虎、吕东晓、李会新、龙崦平、董希建、夏海峰、王英英、张怡、邵德军、刘一民、金明亮、赵娟、王吉利、李怀强、陈浩、南东亮、刘虎林、王开白、王业、李勃、邹鑫、杜兴伟、朱晓红、杜丁香、陈争光、王忠明、夏尚学、邓小元、李哲、奚江汉、毛林、张广嘉、王玉龙。

本文件为首次发布。

本文件在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

电力系统安全稳定控制系统设计及应用技术规范

1 范围

本文件规定了电力系统安全稳定控制系统涉及的系统架构、配置原则、运行模式、二次回路（含智能站配置文件）、通信接口、运行管理等方面的技术、设计和应用原则。

本文件适用于电力系统安全稳定控制系统及其装置（以下简称稳控系统或稳控装置）的规划、设计、运行、管理工作。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 22384 电力系统安全稳定控制系统检验规范
- GB/T 26399 电力系统安全稳定控制技术导则
- GB/T 32890 继电保护 IEC 61850 工程应用模型
- GB/T 32901 智能变电站继电保护通用技术条件
- GB 38755 电力系统安全稳定导则
- GB/T 25931 网络测量和控制系统的精确时钟同步协议
- GB/T 20840.8 互感器 第8部分：电子式电流互感器
- DL/T 860（所有部分） 电力自动化通信网络和系统
- DL/T 1092 电力系统安全稳定控制系统通用技术条件

3 术语和定义

GB/T 26399、DL/T 1092 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

稳控切负荷主站 security and stability control load switching master station

当同一稳控主站对应切负荷执行站数量较多时，在满足电力系统稳定控制要求的前提下，为方便维护和运行管理，在稳控主站与执行站之间设置的用于按类型或按区域控制可切负荷的执行主站。

3.2

整组控制时间 whole control time

从引起稳控系统动作的电力系统扰动起始时刻开始至控制对象执行完稳控系统控制措施的时间（包含控制对象动作时间和人为设定的延时）。

3.3

安全稳定控制策略 security and stability control strategy

在电网发生大扰动进入紧急状态情况下，由稳控系统根据电网运行方式、故障类型等条件所采取的切机组、切负荷、功率控制等稳定控制的措施。简称稳控策略。

3.4

稳控装置运行模式 operation mode of security and stability control device

双套配置的稳控装置在运行时的相互关系，通常将其分为并列运行模式、主辅闭锁运行模式和主

辅命令跟随运行模式。

3.4.1

并列运行模式 parallel operation mode

在正常运行时，双套稳控装置各自独立完成信息采集、逻辑判别，在电网运行需要稳控装置动作时按各自的逻辑判别结果选择执行相应稳定控制策略，任一套稳控装置动作行为不受另一套装置影响的运行模式。具体逻辑见附录 A 中 A.1。

3.4.2

主辅闭锁运行模式 main and secondary locking operation mode

在正常运行时，双套稳控装置中的一套为主运模式，另一套为辅运模式，主辅运装置各自独立完成信息采集和逻辑判别，在电网运行需要稳控装置动作时，主运装置无延时执行稳定控制策略的同时闭锁辅运装置；辅运装置若收到主运装置的闭锁命令，则辅运装置不再执行稳定控制策略。若主运装置未动作或主运装置虽动作，但辅运装置若未收到主运装置的闭锁命令，则辅运装置须经一定延时后再执行稳定控制策略的运行模式。具体逻辑见附录 A 中 A.2。

3.4.3

主辅命令跟随运行模式 main and secondary command following operation mode

在正常运行时，双套稳控装置中的一套为主运模式，另一套为辅运模式，主辅运装置各自独立完成信息采集和逻辑判别，在电网运行需要稳控装置动作时，由主运装置无延时执行稳定控制策略，同时将动作命令发送至辅运装置。此时若辅运装置自身策略也满足动作条件，则按主运装置命令执行稳定控制策略；若主运装置未动作或主运装置虽动作，但辅运装置若未收到主运装置的闭锁命令，则辅运装置须经一定延时后再执行稳定控制策略，同时将动作命令发送至主运装置，从而确保双套稳控系统执行策略一致的运行模式。具体逻辑见附录 A 中 A.2。

4 总则

- 4.1 稳控系统的功能应在合理的电网结构前提下，保证电力系统大扰动时的安全稳定运行。
- 4.2 稳控系统应满足 GB 38755 中关于电力系统同步运行稳定性分级标准的要求，按照统一规划、统一设计、与电厂及电网输变电工程同步建设的原则，建立起保障电力系统稳定运行的第二道防线。
- 4.3 稳控系统规划设计应综合考虑稳定控制需要、系统运行可靠、运行维护方便等因素，将稳控主站、子站等配置在运行和维护条件较好的厂站。
- 4.4 稳控系统的稳控策略应在全面分析正常运行方式（含计划检修方式）下系统安全稳定的基础上制定，应采用策略表形式。
- 4.5 稳控策略及其控制措施的设计应遵循“简化、优化”的原则，同时兼顾稳控系统动作可能导致的电力系统安全风险和事故后果。
- 4.6 稳控系统应优先采用本站稳控装置自身采集的相关信息优化稳控策略，减少对其他站点信息的依赖。
- 4.7 稳控装置应具备较好的扩展性、兼容性和适应性，能够通过不同配置实现电力系统既定运行方式下的稳定控制功能。
- 4.8 稳控装置应采用经权威机构鉴定合格、运行经验成熟的装置。

5 稳控系统整体要求

5.1 稳控系统整体架构

5.1.1 在确保可靠实现电网安全稳定控制功能的前提下，为满足稳控系统整组控制时间要求和运行管理需要，在设计稳控系统整体架构时，应合理控制稳控系统的规模和层级。典型稳控系统的架构与层

级见附录 B。

- 5.1.2 用于解决同一输电通道上不同断面稳定问题的稳控装置宜设计在同一稳控系统内。
- 5.1.3 不同稳控系统需要监测或控制同一设备时，宜分别采用不同的稳控装置，避免不同的稳控系统之间相互影响或单个厂站稳控装置退出影响多套稳控系统。
- 5.1.4 当稳控系统由多个小型子系统共同构成时，各子系统的功能宜相对独立。稳控系统运行时，宜允许部分子系统退出运行；稳控系统主站退出运行时，不应影响各子系统的正常运行。
- 5.1.5 同一稳控制系统的切负荷执行站分批投运时，稳控子站或稳控切负荷主站应按稳控系统终期规模设计，并预留一定数量的软件和硬件接口。
- 5.1.6 同一厂站需解决不同电压等级的稳定问题时，稳控装置宜按电压等级分别独立配置。

5.2 稳控装置应用要求

- 5.2.1 同一稳控系统内，同一层级的不同稳控主站（子站）间需要交互信息时，宜采用点对点的方式传输，在整组控制时间满足要求的前提下，方可经第三方稳控装置转发。
- 5.2.2 稳控装置优先采用主机装置与从机装置独立配置的模式，主机装置完成策略逻辑判别、站间通信，以及与监控和远端稳控信息管理主站的通信等功能。从机装置完成厂站内信息采集、一次设备运行状态判别、一次设备故障类型判别和控制命令执行等功能。主机装置与从机装置之间通信异常时，应闭锁整套稳控装置并发出告警信号。
- 5.2.3 当某一厂站稳控装置需接入间隔不超过 6 个，且二次回路满足可靠性要求时，可考虑采用主从一体化装置（即主机与从机相关功能配置在同一台装置中）。
- 5.2.4 不同稳控系统控制的对象宜相互独立，避免控制对象重复使用，导致某些工况下稳控系统控制策略失效。
- 5.2.5 稳控装置应对出现的各种异常（如通道异常、电压互感器/电流互感器异常等）具备完善的检测机制和防范措施，应能将告警信息、内部处理结果及时上送监控系统。
- 5.2.6 稳控装置采样信息和设备参数的显示、打印、整定及上送应采用一次值。
- 5.2.7 稳控装置动作切除负荷或机组后，应采取有效措施防止重合闸、各自投或被切除机组所带负荷转由同一厂站的其他机组承担等导致的控制措施失效。
- 5.2.8 稳控装置动作后不应启动断路器失灵保护。
- 5.2.9 稳控装置不应依赖于外部对时系统实现其稳定控制功能。
- 5.2.10 稳控装置应具备接入远端稳控信息管理主站的功能。

5.3 稳控系统整体性能要求

- 5.3.1 稳控系统整组动作时间应满足 DL/T 1092 的要求。
- 5.3.2 在稳控系统设计和建设阶段应分别进行整组控制时间的计算和仿真测试，整组控制时间应满足电力系统稳定控制的时效性要求并留有一定的裕度。
- 5.3.3 稳控系统内任一套稳控装置异常，可能导致双套稳控系统动作结果不一致时，异常装置对应的稳控系统应自动闭锁。
- 5.3.4 稳控系统内任一套稳控装置异常，系统内其他双套稳控装置之间可通过交换远端站点信息保持双套稳控系统动作结果一致时，异常装置应自动闭锁，其对应的稳控系统应能够继续运行。

6 稳控装置配置原则

6.1 通用原则

- 6.1.1 稳控系统（装置）配置应满足 GB/T 26399 的要求。

6.1.2 双重化配置的稳控装置应满足以下要求：

- a) 每套稳控装置的稳定控制功能应相互独立，当其中一套异常或退出时，不应影响另一套稳控装置的正常运行；
- b) 双套稳控装置应分别安装在各自的屏（柜）内，装置退出、消除缺陷或试验时，宜整屏（柜）退出；
- c) 双套稳控装置及其相关设备的直流电源应相互独立，且一一对应；
- d) 双套稳控装置的开关量采集回路应相互独立，开关位置应取自不同的辅助触点；
- e) 当双套稳控装置采集保护动作信息时，应与相连接的双套保护装置相关回路一一对应；
- f) 双套稳控装置的交流电压和电流应分别取自相互独立的二次绕组；
- g) 双套稳控装置应分别具备独立完整的跳闸回路；
- h) 双套稳控装置站间通信通道应采用不同路由，任一通信设备异常或通道退出时，不应同时影响双套稳控装置运行。

6.1.3 除 220 kV 切负荷执行站可根据实际情况采取单套稳控配置外，用于监测或控制 220 kV 及以上电压等级设备的稳控装置应按照双重化配置。

6.1.4 对于双重化配置的稳控系统，其中一套稳控系统内的任一装置、设备或回路故障时，不应影响另一套稳控系统控制策略的正确执行。

6.1.5 当稳控系统规模庞大、结构复杂时，为防止稳控主站所在的变电站直流电源消失等极端情况下导致整个稳控系统失效，可按照异地双重化配置原则配置稳控主站装置。参考配置见附录 B 中 B.3。

6.1.6 同一稳控系统接入不同类型的控制资源时，宜按资源种类分别配置稳控子站。

6.1.7 为便于运行管理和保障可靠运行，同一稳控系统内的装置厂家、型号不宜过多。

6.2 直流换流站稳控装置配置原则

6.2.1 直流换流站稳控装置应按照双重化配置原则进行配置，宜设置与直流控制保护系统通信的标准化接口装置。

6.2.2 直流换流站稳控装置优先采用数字接口形式与直流控制保护系统进行信息交互，交互信息按照最大化功能需求配置，通信联系方式可根据直流控制保护系统的不同配置灵活选用。典型接口连接方式见附录 C 中 C.1。

6.2.3 直流换流站稳控装置应考虑直流控制保护系统出现双套异常情况时的后备处理措施，防止因直流控制保护系统双套异常导致的稳控系统拒动作。后备处理措施见附录 C 中 C.1。

6.2.4 直流换流站稳控装置应能够正确判断直流运行状态、直流故障时的功率损失容量，接收其他稳控装置发送的直流调制或闭锁命令及孤岛运行状态等信息，并转发给直流控制保护系统。

6.3 智能站稳控装置及相关设备配置原则

6.3.1 智能站稳控装置应优先采用电缆直采方式实现模拟量采集功能。

6.3.2 智能站稳控装置经智能终端跳闸时，跳闸命令传输应采用点对点直接跳闸方式。

6.3.3 智能站稳控装置与保护装置之间的信息传输可通过过程层网络传输。

6.3.4 智能站稳控装置与合并单元、智能终端连接时，应设有相应通信链路投退压板，优先采用软压板。

6.3.5 智能站过程层网络双重化配置时，稳控装置应按双重化配置，且不应跨接双网。

6.3.6 稳控装置接入相应的过程层网络、站控层网络等不同的网络时，应采用相互独立的数据接口控制器。

6.4 远端稳控信息管理主站配置原则

6.4.1 调控机构宜配置稳控信息管理主站，实现对调度范围内重要稳控装置的实时监测与管理。

6.4.2 稳控信息管理主站应经电力专用数据网实现对稳控装置的实时监视。

6.4.3 稳控装置采集的电网潮流、可切负荷/机组信息、接入元件投停状态、开关量，以及定值策略、通道状态、告警信息、动作信息等反映稳控系统运行状态的重要信息都应上送远端稳控信息管理主站。

7 稳控装置运行模式

7.1 运行模式应用原则

7.1.1 双重化配置的稳控装置优先采用并列运行模式。

7.1.2 双重化配置的稳控装置可能存在动作策略选择不一致的情况下，可考虑采用主辅闭锁运行模式或主辅命令跟随运行模式。

7.1.3 双重化配置的稳控装置采用主辅闭锁运行模式或主辅命令跟随运行模式时，当主运装置异常或退出时，辅运装置应能够自动切换为主运模式。

7.1.4 双重化配置的两套稳控装置之间相互通信时，优先采用数字通信模式。

7.1.5 双重化配置的两套稳控装置之间通信中断时，双套稳控装置均应能给出明确的告警信号。

7.2 双重化配置的稳控装置之间信息交互原则

7.2.1 正常运行时，除主辅运行模式下可进行装置运行状态信息交换外，双套稳控装置之间不应有任何影响稳控装置运行和策略判断的其他信息交换。

7.2.2 当双套稳控装置之间远端站点信息交换功能投入时，只在稳控装置通过自身通道收不到远方某一站点稳控装置信息时，才允许通过装置之间信息交换功能获取该远方站点信息，以保持双套稳控系统的完整性。典型双重化配置的稳控装置之间远端站点信息交换方式见附录 A 中 A.3。

7.2.3 双重化配置的稳控装置的信息交互宜在稳控主站实现，交互信息包括机组或负荷可切量信息及可切状态、电网元件潮流和一次设备运行状态等。

7.3 运行模式的其他要求

7.3.1 稳控系统切机、切负荷控制措施的选择，宜采用人工预置优先级的控制原则。

7.3.2 采用主辅运行模式的双套稳控装置，正常运行时通过人工方式选择主运和辅运装置，并通过报文或指示灯等形式明确显示当前装置的主辅运行状态。

7.3.3 异地双重化配置稳控系统主站（即双站配置，每站两套，共四套装置）时，宜采用两套运行、两套备用的运行模式。典型结构见附录 B 中 B.3。

8 二次回路设计通用原则

8.1 常规站稳控装置二次回路的通用原则

8.1.1 稳控装置二次回路应满足 GB/T 14285 的要求。

8.1.2 稳控装置二次回路设计应遵循相对独立的原则，应尽量减少与其他二次设备之间的电气联系。

8.1.3 稳控装置电流回路应采用保护级电流互感器（TA）二次绕组，优先接入专用 TA 二次绕组，需与其他二次设备共用 TA 二次绕组时，稳控装置应串接于保护（线路、变压器、发电机保护等）装置之后，故障录波、故障测距等设备之前。

8.1.4 稳控装置电压回路宜采用保护级电压互感器（TV）二次绕组。对于有间隔 TV 的应接入间隔 TV 三相电压；对于只有母线 TV 的，宜接入切换后三相电压。电压应经屏内独立空气开关后再接入稳控装置。

- 8.1.5 电网潮流、机组出力等用于稳控策略选择判断时，稳控装置应接入相应设备的三相电压和三相电流。
- 8.1.6 常规站稳控装置应提供足够数量的跳闸出口触点，对稳控装置的每个控制对象应至少配置 2 副出口触点。
- 8.1.7 在不考虑保护拒动作的情况下，稳控装置优先采用保护装置动作触点进行故障类型判别。
- 8.1.8 稳控装置若需要接入断路器位置触点，应接入断路器本体的辅助位置触点，不应经继电器转接扩展（抗干扰措施除外）；在 3/2 断路器接线方式下，边、中断路器的分相位置信号宜分别接入稳控装置。
- 8.1.9 利用保护装置跳闸触点启动稳控装置时，应在保护装置处设置出口压板。
- 8.1.10 切机执行站稳控装置优先采集升压变压器高压侧三相电压、三相电流。
- 8.1.11 切负荷执行站稳控装置可采用单相电压和单相电流计算可切负荷量。
- 8.1.12 直流换流站稳控装置应接入相应换流变压器交流电网侧的三相电压、三相电流，以及用于判别极或阀组检修状态的开关量等信息。
- 8.1.13 双重化配置的稳控装置采取主辅运行模式时，若装置具有出口跳闸功能，且双套装置中只能有一套执行控制措施时，则每套装置都应能够同时作用于断路器的两个跳闸线圈。
- 8.1.14 单套配置的稳控装置直流电源和其相连接的保护装置、操作回路等相关设备的直流电源应取自同一段直流母线。
- 8.1.15 断路器具有两个跳闸线圈时，单套配置的稳控装置应能同时作用于断路器的两个跳闸线圈。

8.2 智能变电站稳控装置二次回路的通用原则

- 8.2.1 220 kV 及以上电压等级的智能变电站采用常规互感器时，稳控装置采样应通过二次电缆直接接入。
- 8.2.2 稳控装置通过合并单元采样时，对于 220 kV 及以上厂站的稳控装置应采用点对点直接接入方式，对于 110 kV 及以下厂站的稳控装置，宜采用点对点直接接入方式。
- 8.2.3 采用合并单元采样时，稳控装置应采取措施，防止合并单元双 A/D 数据之一异常而导致稳控系统不正确动作。
- 8.2.4 稳控装置应自动补偿电子式互感器的采样响应延时，当响应延时发生变化时装置应自动闭锁。稳控装置的采样输入接口数据的采样频率宜为 4000 Hz。
- 8.2.5 合并单元上送的数据品质位为无效或稳控装置与合并单元检修状态不一致时，稳控装置应自动闭锁并及时发出告警信息。在恢复正常之后，稳控装置应能尽快自动恢复运行。
- 8.2.6 稳控装置应按合并单元设置接收软压板，该压板退出后，相应采样值显示为 0，不应发该合并单元相关的报警。
- 8.2.7 除检修压板可采用硬压板外，稳控装置的其他压板宜采用软压板方式。检修压板投入时，稳控装置应有明显指示（面板指示灯和界面显示）。装置参数和配置文件仅在检修压板投入时才可下装，下装时应闭锁装置。
- 8.2.8 稳控装置开关量传输应同时支持点对点传输和网络传输两种传输方式，传输协议应满足 DL/T 860（所有部分）的要求。
- 8.2.9 稳控装置模拟量采样接口和开关量输入输出接口数量应满足工程需要，在接口数量较多时可采用分布式采集方案。
- 8.2.10 稳控装置可通过 IRIG-B 码对时，也可采用 GB/T 25931 进行网络对时，对时精度应满足 DL/T 1092 的要求。
- 8.2.11 稳控装置的工程应用模型应满足 GB/T 32890 的要求。
- 8.2.12 稳控装置主动上送的信息应包括开关量变位信息、异常告警信息和动作事件信息等。

8.2.13 稳控装置应支持远方投退压板、修改策略定值、复归功能，并应具备权限管理功能。

9 稳控系统站间通信配置原则

9.1 稳控系统（装置）通信基本要求

9.1.1 稳控系统（装置）通信应满足 DL/T 860（所有部分）、GB/T 32901 的要求。

9.1.2 双重化配置的双套稳控系统，其通信通道及相关接口设备应相互独立，应使用不同的通道路由，且两个通道的延时差不应超过 10 ms。

9.1.3 稳控装置正常运行时宜只开放与监控、远端稳控信息管理主站、智能站故障录波器等必要的通信端口，其他网络通信端口应在关闭状态。

9.1.4 在确保能够可靠实现电力系统安全稳定控制功能的前提下，应尽量减少稳控系统站间信息的交互。

9.1.5 对同一稳控系统内分布在不同厂站的稳控装置间通信可靠性要求如下：

- a) 采用光纤通道进行信息交换的稳控装置，其通信地址应具有唯一性；
- b) 同一稳控系统内的稳控装置应采用统一的通信规约进行通信和信息传输；
- c) 远方切机、切负荷等命令发送方应至少持续发送 100 ms，接收方收到命令后应根据实际情况进行展宽，以确保命令可靠执行；
- d) 在通信通道中断（切换、退出、异常）期间，稳控系统（装置）不应误动作；
- e) 站间通信宜采用数字报文的形式传递运行信息及控制命令；
- f) 可采用通道切换装置、自愈环网等方式提高通道的可靠性。

9.2 稳控系统（装置）通道压板设置原则

9.2.1 稳控系统内各稳控装置之间需要进行信息交换时，每个通信通道均应分别设置通道压板。

9.2.2 通道压板投入时，稳控装置之间可以交换有效信息；通道压板退出时，稳控装置之间的有效信息交换中断，但应交换通道校验信息，且通道校验信息不受总功能压板控制。

9.2.3 当通道两侧的稳控装置通道压板同时退出时，稳控装置应能继续监视通道状态；当两侧通道压板状态不一致时，稳控装置应能及时告警。

9.2.4 稳控装置应能自动区分两侧通道压板不一致和通道实际故障两种不同的通道异常状态。

9.3 稳控装置通信协议及报文要求

9.3.1 稳控装置之间传递的信息宜采用数字报文或编码方式。

9.3.2 稳控装置信息报文应采用 CRC、地址码、正反码等方式进行多重校验，避免因通道干扰造成稳控装置不正确动作。

9.3.3 稳控装置接收远方命令应至少连续确认 3 帧报文正确后，方可执行。

9.3.4 稳控装置的通信协议及报文具体内容格式应符合附录 D 的要求。

10 稳控系统管理要求

10.1 前期及建设管理

10.1.1 稳控装置的前期管理由相关规划、设计和建设部门负责。

10.1.2 在电力系统工程建设项目的规划设计阶段，规划、设计部门应进行相关的电力系统稳定专题研究，按照 GB 38755 的要求和专题研究结论，提出稳控系统的配置方案。

10.1.3 稳控系统（装置）的规划、设计、实施方案等应有相关调控机构参加审查。

10.1.4 建设管理单位应组织开展稳控装置在建设阶段的相关管理工作。

10.1.5 稳控系统（装置）的出厂验收、联调方案审查等应有相关调控机构的参加。

10.2 运行管理

10.2.1 调控机构应组织编写所调管稳控装置的调度运行管理规定，发电厂、运行维护单位、大用户应根据稳控装置的调度运行规定、厂家说明书等技术资料及现场实际情况，编写稳控装置现场运行规程。

10.2.2 稳控装置的程序软件应有安全防护措施，防止程序走死或出现不符合要求的更改。生产厂家应对稳控软件进行严格地版本管理，装置改造后，应及时更新版本并向运维单位提供最新装置说明书。

10.2.3 稳控装置应具备程序软件版本、校验码和生成日期等信息的显示和打印功能。

10.2.4 稳控系统检验应满足 GB/T 22384 的要求。

10.2.5 稳控装置新安装检验时，应带一次设备进行实际传动试验。

10.2.6 已投入运行的稳控装置，正常运行时未经值班调度员同意，严禁进行以下操作：

- a) 投/退稳控装置或稳控装置的部分功能（调控机构明确由现场负责自行操作的除外）；
- b) 修改稳控装置运行定值（策略）及其内部设置的其他相关定值；
- c) 擅自改变装置硬件结构和软件版本；
- d) 擅自恢复所切负荷的供电；
- e) 稳控装置动作切机后，将被切机组的出力自行转到其他机组；
- f) 可能影响装置正常运行的其他工作。

10.2.7 现场工作涉及稳控装置相关回路或可能影响稳控装置正常运行时，运行维护单位应在检修申请票中单独注明。

10.2.8 调控机构应根据电力系统结构的变化，滚动校核稳控策略的适应性。

10.2.9 运行维护单位不应擅自减少切除量或更改所切负荷性质。若需改变所切负荷量，应提前报相应调控机构批准。

10.2.10 稳控装置异常时，现场运行人员应及时汇报值班调度员，并根据需要及时通知检修部门消除缺陷。

10.2.11 稳控装置动作后，现场运行人员应及时汇报值班调度员，并根据值班调度员命令开展事故处理，不应自行恢复跳闸断路器。

10.2.12 稳控装置定检、联调等工作应纳入继电保护及安全自动装置检验计划统一安排。稳控系统联调时，主站运行维护单位应预先组织编制联调方案并报调控机构审核。各运行维护单位应根据联调方案制定相应的实施细则。联调方案应包括调试内容及调试期间的组织措施和安全措施等。

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/766155100200010033>