

F21

备案号: 8807—2001

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL 755 — 2001

20020373

电力系统安全稳定导则

Guide on security and stability for power system



2001 - 04 - 28 发布

2001 - 07 - 01 实施

中华人民共和国国家经济贸易委员会 发布

前 言

本标准对 1981 年颁发的《电力系统安全稳定导则》进行了修订。

制定本标准的目的是指导电力系统规划、计划、设计、建设、生产运行、科学试验中有关电力系统安全稳定的工作。同时，为促进科技进步和生产力发展，要鼓励采用新技术，例如，紧凑型线路、常规及可控串联补偿、静止补偿以及电力电子等方面的装备和技术以提高电力系统输电能力和稳定水平。自本标准生效之日起，1981 年颁发的《电力系统安全稳定导则》即行废止。

本标准由电力行业电网运行与控制标准化技术委员会提出。

本标准主要修订单位：国家电力调度通信中心、中国电力科学研究院等。

本标准主要修订人员：赵遵廉、舒印彪、雷晓蒙、刘肇旭、朱天游、印永华、郭佳田、曲祖义。

本标准由电力行业电网运行与控制标准化技术委员会负责解释。

目 次

前 言

1 范围	1
2 保证电力系统安全稳定运行的基本要求	1
3 电力系统的安全稳定标准	3
4 电力系统安全稳定计算分析	4
5 电力系统安全稳定工作的管理	6
附录 A (标准的附录) 有关术语及定义	8

中华人民共和国电力行业标准

电力系统安全稳定导则

DL 755—2001

Guide on security and stability
for power system

1 范围

本导则规定了保证电力系统安全稳定运行的基本要求，电力系统安全稳定标准以及系统安全稳定计算方法，电网经营企业，电网调度机构，电力生产企业，电力供应企业，电力建设企业，电力规划和勘测、设计、科研等单位，均应遵守和执行本导则。

本导则适用于电压等级为 220kV 及以上的电力系统。220kV 以下的电力系统可参照执行。

2 保证电力系统安全稳定运行的基本要求

2.1 总体要求

2.1.1 为保证电力系统运行的稳定性，维持电网频率、电压的正常水平，系统应有足够的静态稳定储备和有功、无功备用容量。备用容量应分配合理，并有必要的调节手段。在正常负荷波动和调整有功、无功潮流时，均不应发生自发振荡。

2.1.2 合理的电网结构是电力系统安全稳定运行的基础。在电网的规划设计阶段，应当统筹考虑，合理布局。电网运行方式安排也要注重电网结构的合理性。合理的电网结构应满足如下基本要求：

- a) 能够满足各种运行方式下潮流变化的需要，具有一定的灵活性，并能适应系统发展的要求；
- b) 任一元件无故障断开，应能保持电力系统的稳定运行，且不致使其他元件超过规定的事故过负荷和电压允许偏差的要求；
- c) 应有较大的抗扰动能力，并满足本导则中规定的有关各项安全稳定标准；
- d) 满足分层和分区原则；
- e) 合理控制系统短路电流。

2.1.3 在正常运行方式（含计划检修方式，下同）下，系统中任一元件（发电机、线路、变压器、母线）发生单一故障时，不应导致主系统非同步运行，不应发生频率崩溃和电压崩溃。

2.1.4 在事故后经调整的运行方式下，电力系统仍应有规定的静态稳定储备，并满足再次发生单一元件故障后的暂态稳定和其它元件不超过规定事故过负荷能力的要求。

2.1.5 电力系统发生稳定破坏时，必须有预定的措施，以防止事故范围扩大，减少事故损失。

2.1.6 低一级电压电网中的任何元件（包括线路、母线、变压器等）发生各种类型的单一故障，均不得影响高一级电压电网的稳定运行。

2.2 电网结构

2.2.1 受端系统的建设：

2.2.1.1 受端系统是指以负荷集中地区为中心，包括区内和邻近电厂在内，用较密集的电力网络将负荷和这些电源连接在一起的电力系统。受端系统通过接受外部及远方电源输入的有功电力和电能，以实现供需平衡。

2.2.1.2 受端系统是整个电力系统的重要组成部分，应作为实现合理电网结构的一个关键环节予以加强，从根本上提高整个电力系统的安全稳定水平。加强受端系统安全稳定水平的要点有：

- a) 加强受端系统内部最高一级电压的网络联系；
- b) 为加强受端系统的电压支持和运行的灵活性，在受端系统应接有足够容量的电厂；
- c) 受端系统要有足够的无功补偿容量；
- d) 枢纽变电所的规模要同受端系统的规模相适应；
- e) 受端系统发电厂运行方式改变，不应影响正常受电能力。

2.2.2 电源接入：

2.2.2.1 根据发电厂在系统中的地位和作用，不同规模的发电厂应分别接入相应的电压网络；在经济合理与建设条件可行的前提下，应注意在受端系统内建设一些较大容量的主力电厂，主力电厂宜直接接入最高一级电压电网。

2.2.2.2 外部电源宜经相对独立的送电回路接入受端系统，尽量避免电源或送端系统之间的直接联络和送电回路落点过于集中。每一组送电回路的最大输送功率所占受端系统总负荷的比例不宜过大，具体比例可结合受端系统的具体条件来决定。

2.2.3 电网分层分区：

2.2.3.1 应按照电网电压等级和供电区域合理分层、分区。合理分层，将不同规模的发电厂和负荷接到相适应的电压网络上；合理分区，以受端系统为核心，将外部电源连接到受端系统，形成一个供需基本平衡的区域，并经联络线与相邻区域相连。

2.2.3.2 随着高一级电压电网的建设，下级电压电网应逐步实现分区运行，相邻分区之间保持互为备用。应避免和消除严重影响电网安全稳定的不同电压等级的电磁环网，发电厂不宜装设构成电磁环网的联络变压器。

2.2.3.3 分区电网应尽可能简化，以有效限制短路电流和简化继电保护的配置。

2.2.4 电力系统间的互联

2.2.4.1 电力系统采用交流或直流方式互联应进行技术经济比较。

2.2.4.2 交流联络线的电压等级宜与主网最高一级电压等级相一致。

2.2.4.3 互联电网在任一侧失去大电源或发生严重单一故障时，联络线应保持稳定运行，并不应超过事故过负荷能力的规定。

2.2.4.4 在联络线因故障断开后，要保持各自系统的安全稳定运行。

2.2.4.5 系统间的交流联络线不宜构成弱联系的大环网，并要考虑其中一回断开时，其余联络线应保持稳定运行，并可转送规定的最大电力。

2.2.4.6 对交流弱联网方案，应详细研究对电网安全稳定的影响，经技术经济论证合理后方可采用。

2.3 无功平衡及补偿

2.3.1 无功功率电源的安排应有规划，并留有适当裕度，以保证系统各中枢点的电压在正常和事故后均能满足规定的要求。

2.3.2 电网的无功补偿应以分层分区和就地平衡为原则，并应随负荷（或电压）变化进行调整，避免经长距离线路或多级变压器传送无功功率，330kV及以上电压等级线路的充电功率应基本上予以补偿。

2.3.3 发电机或调相机应带自动调节励磁（包括强行励磁）运行，并保持其运行的稳定性。

2.3.4 为保证受端系统发生突然失去一回重载线路或一台大容量机组（包括发电机失磁）等事故时，保持电压稳定和正常供电，不致出现电压崩溃，受端系统中应有足够的动态无功备用容量。

2.4 对机网协调及厂网协调的要求

发电机组的参数选择、继电保护（发电机失磁保护、失步保护、频率保护、线路保护等）和自动装置（自动励磁调节器、电力系统稳定器、稳定控制装置、自动发电控制装置等）的配置和整定等必须与电力系统相协调，保证其性能满足电力系统稳定运行的要求。

2.5 防止电力系统崩溃

2.5.1 在规划电网结构时，应实现合理的分层分区原则。运行中的电力系统必须在适当地点设置解列

点，并装设自动解列装置。当系统发生稳定破坏时，能够有计划地将系统迅速而合理地解列为供需尽可能平衡（与自动低频率减负荷、过频率切水轮机、低频自启动水轮发电机等措施相配合），而各自保持同步运行的两个或几个部分，防止系统长时间不能拉入同步或造成系统频率和电压崩溃，扩大事故。

2.5.2 电力系统必须考虑可能发生的最严重事故情况，并配合解列点的安排，合理安排自动低频减负荷的顺序和所切负荷数值。当整个系统或解列后的局部出现功率缺额时，能够有计划地按频率下降情况自动减去足够数量的负荷，以保证重要用户的不间断供电。发电厂应有可靠的保证厂用电供电的措施，防止因失去厂用电导致全厂停电。

2.5.3 在负荷集中地区，应考虑当运行电压降低时，自动或手动切除部分负荷，或有计划解列，以防止发生电压崩溃。

2.6 电力系统全停后的恢复

2.6.1 电力系统全停后的恢复应首先确定停电系统的地区、范围和状况，然后依次确定本区内电源或外部系统帮助恢复供电的可能性。当不可能时，应很快投入系统黑启动方案。

2.6.2 制定黑启动方案应根据电网结构的特点合理划分区域，各区域必须安排1~2台具备黑启动能力机组，并合理分布。

2.6.3 系统全停后的恢复方案（包括黑启动方案），应适合本系统的实际情况，以便能快速有序地实现系统的重建和对用户恢复供电。恢复方案中应包括组织措施、技术措施、恢复步骤和恢复过程中应注意的问题，其保护、通信、远动、开关及安全自动装置均应满足自启动和逐步恢复其他线路和负荷供电的特殊要求。

2.6.4 在恢复启动过程中应注意有功功率、无功功率平衡，防止发生自励磁和电压失控及频率的大幅度波动，必须考虑系统恢复过程中的稳定问题，合理投入继电保护和安全自动装置，防止保护误动而中断或延误系统恢复。

3 电力系统的安全稳定标准

3.1 电力系统的静态稳定储备标准

3.1.1 在正常运行方式下，对不同的电力系统，按功角判据计算的静态稳定储备系数（ K_p ）应为15%~20%，按无功电压判据计算的静态稳定储备系数（ K_v ）为10%~15%。

3.1.2 在事故后运行方式和特殊运行方式下， K_p 不得低于10%， K_v 不得低于8%。

3.1.3 水电厂送出线路或次要输电线路下列情况下允许只按静态稳定储备送电，但应有防止事故扩大的相应措施：

- a) 如发生稳定破坏但不影响主系统的稳定运行时，允许只按正常静态稳定储备送电；
- b) 在事故后运行方式下，允许只按事故后静态稳定储备送电。

3.2 电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准

电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准分为三级。

第一级标准：保持稳定运行和电网的正常供电；

第二级标准：保持稳定运行，但允许损失部分负荷；

第三级标准：当系统不能保持稳定运行时，必须防止系统崩溃并尽量减少负荷损失。

3.2.1 第一级安全稳定标准：正常运行方式下的电力系统受到下述单一元件故障扰动后，保护、开关及重合闸正确动作，不采取稳定控制措施，必须保持电力系统稳定运行和电网的正常供电，其他元件不超过规定的事故过负荷能力，不发生连锁跳闸。

- a) 任何线路单相瞬时接地故障重合成功；
- b) 同级电压的双回线或多回线和环网，任一回线单相永久故障重合不成功及无故障三相断开不重合；
- c) 同级电压的双回线或多回线和环网，任一回线三相故障断开不重合；

- d) 任一发电机跳闸或失磁;
- e) 受端系统任一变压器故障退出运行;
- f) 任一大负荷突然变化;
- g) 任一交流联络线故障或无故障断开不重合;
- h) 直流输电线路单极故障。

但对于发电厂的交流送出线路三相故障, 发电厂的直流送出线路单极故障, 两级电压的电磁环网中单回高一级电压线路故障或无故障断开, 必要时可采用切机或快速降低发电机组出力的措施。

3.2.2 第二级安全稳定标准:

正常运行方式下的电力系统受到下述较严重的故障扰动后, 保护、开关及重合闸正确动作, 应能保持稳定运行, 必要时允许采取切机和切负荷等稳定控制措施。

- a) 单回线单相永久性故障重合不成功及无故障三相断开不重合;
- b) 任一段母线故障;
- c) 同杆并架双回线的异名两相同时发生单相接地故障重合不成功, 双回线三相同时跳开;
- d) 直流输电线路双极故障。

3.2.3 第三级安全稳定标准:

电力系统因下列情况导致稳定破坏时, 必须采取措施, 防止系统崩溃, 避免造成长时间大面积停电和对最重要用户(包括厂用电)的灾害性停电, 使负荷损失尽可能减少到最小, 电力系统应尽快恢复正常运行。

- a) 故障时开关拒动;
- b) 故障时继电保护、自动装置误动或拒动;
- c) 自动调节装置失灵;
- d) 多重故障;
- e) 失去大容量发电厂;
- f) 其他偶然因素。

3.3 对几种特殊情况的要求

3.3.1 为了使失去同步的电力系统能够迅速恢复正常运行, 并减少运行操作, 经计算分析, 在全部满足下列三个条件的前提下, 可以不解列, 允许局部系统作短时间的非同步运行, 而后再同步。

- a) 非同步运行时通过发电机、调相机等的振荡电流在允许范围内, 不致损坏系统重要设备;
- b) 在非同步运行过程中, 电网枢纽变电所或接有重要用户的变电所的母线电压波动最低值不低于额定值的 75%;
- c) 系统只在两个部分之间失去同步, 通过预定控制措施, 能使之迅速恢复同步运行。若调整无效, 应在事先规定的适当地点解列。

3.3.2 向特别重要受端系统送电的双回及以上线路中的任意两回线同时无故障或故障断开, 导致两条线路退出运行, 应采取措施保证电力系统稳定运行和对重要负荷的正常供电, 其他线路不发生连锁跳闸。

3.3.3 在电力系统出现高一级电压的初期, 发生线路(变压器)单相永久故障, 允许采取切机措施; 当发生线路(变压器)三相短路故障时, 允许采取切机和切负荷措施, 保证电力系统的稳定运行。

3.3.4 任一线路、母线主保护停运时, 发生单相永久接地故障, 应采取措施保证电力系统的稳定运行。

4 电力系统安全稳定计算分析

4.1 安全稳定计算分析的任务与要求

4.1.1 电力系统安全稳定计算分析的任务是确定电力系统的静态稳定、暂态稳定和动态稳定水平, 分析和研究提高安全稳定的措施, 以及研究非同步运行后的再同步及事故后的恢复策略。

4.1.2 进行电力系统安全稳定计算分析时,应针对具体校验对象(线路、母线等),选择下列三种运行方式中对安全稳定最不利的情况进行安全稳定校验。

a) 正常运行方式:包括计划检修方式和按照负荷曲线以及季节变化出现的水电大发、火电大发、最大或最小负荷、最小开机和抽水蓄能运行工况等可能出现的运行方式;

b) 事故后运行方式:电力系统事故消除后,在恢复到正常运行方式前所出现的短期稳态运行方式;

c) 特殊运行方式:主干线路、重要联络变压器等设备检修及其他对系统安全稳定运行影响较为严重的方式。

4.1.3 应研究、实测和建立电网计算中的各种元件、装置及负荷的参数和详细模型。计算分析中应使用合理的模型和参数,以保证满足所要求的精度。规划计算中可采用典型参数和模型,在系统设计和生产运行计算中,应保证模型和参数的一致性,并考虑更详细的模型和参数。

4.1.4 在互联电力系统稳定分析中,对所研究的系统原则上应予保留并详细模拟,对外部系统可进行必要的等值简化,应保证等值简化前后的系统潮流一致,动态特性基本一致。

4.2 电力系统静态安全分析

电力系统静态安全分析指应用 $N-1$ 原则,逐个无故障断开线路、变压器等元件,检查其他元件是否因此过负荷和电网低电压,用以检验电网结构强度和运行方式是否满足安全运行要求。

4.3 电力系统静态稳定的计算分析

4.3.1 静态稳定是指电力系统受到小干扰后,不发生非周期性失步,自动恢复到起始运行状态的能力。

4.3.2 电力系统静态稳定计算分析的目的是应用相应的判据,确定电力系统的稳定性和输电线的输送功率极限,检验在给定方式下的稳定储备。

4.3.3 对于大电源送出线,跨大区或省网间联络线,网络中的薄弱断面等需要进行静态稳定分析。

4.3.4 静稳定判据为:

$$dP/d\delta > 0$$

或

$$dQ/dU < 0$$

相应的静稳定储备系数为:

$$K_p = \frac{P_l - P_z}{P_z} \times 100\%$$

$$K_v = \frac{U_z - U_c}{U_z} \times 100\%$$

式中: P_l 、 P_z ——分别为线路的极限和正常传输功率;

U_z 、 U_c ——分别为母线的正常和临界电压。

4.4 电力系统暂态稳定的计算分析

4.4.1 暂态稳定是指电力系统受到大扰动后,各同步电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳态运行方式的能力。

4.4.2 暂态稳定计算分析的目的是在规定运行方式和故障形态下,对系统稳定性进行校验,并对继电保护和自动装置以及各种措施提出相应的要求。

4.4.3 暂态稳定计算的条件如下:

a) 应考虑在最不利地点发生金属性短路故障;

b) 发电机模型在可能的条件下,应考虑采用暂态电势变化,甚至次暂态电势变化的详细模型(在规划阶段允许采用暂态电势恒定的模型);

c) 继电保护、重合闸和有关自动装置的动作状态和时间,应结合实际情况考虑;

d) 考虑负荷特性。

4.4.4 暂态稳定的判据是电网遭受每一次大扰动后,引起电力系统各机组之间功角相对增大,在经过

第一或第二个振荡周期不失步，作同步的衰减振荡，系统中枢点电压逐渐恢复。

4.5 电力系统动态稳定的计算分析

4.5.1 动态稳定是指电力系统受到小的或大的干扰后，在自动调节和控制装置的作用下，保持长过程的运行稳定性的能力。

4.5.2 电力系统有下列情况时，应作长过程的动态稳定分析：

- a) 系统中有大容量水轮发电机和汽轮发电机经较弱联系并列运行；
- b) 采用快速励磁调节系统及快关气门等自动调节措施；
- c) 有大功率周期性冲击负荷；
- d) 电网经弱联系线路并列运行；
- e) 分析系统事故有必要时。

4.5.3 动态稳定计算的发电机模型，应采用考虑次暂态电势变化的详细模型，考虑同步电机的励磁调节系统和调速系统，考虑电力系统中各种自动调节和自动控制系统的动作特性及负荷的电压和频率动态特性。

4.5.4 动态稳定的判据是在受到小的或大的扰动后，在动态摇摆过程中发电机相对功角和输电线路功率呈衰减振荡状态，电压和频率能恢复到允许的范围。

4.6 电力系统电压稳定的计算分析

4.6.1 电压稳定是指电力系统受到小的或大的扰动后，系统电压能够保持或恢复到允许的范围，不发生电压崩溃的能力。

4.6.2 电力系统中经较弱联系向受端系统供电或受端系统无功电源不足时，应进行电压稳定性校验。

4.6.3 进行静态电压稳定计算分析是用逐渐增加负荷（根据情况可按照保持恒定功率因数、恒定功率或恒定电流的方法按比例增加负荷）的方法求解电压失稳的临界点（由 $dP/dU=0$ 或 $dQ/dU=0$ 表示），从而估计当前运行点的电压稳定裕度。

4.6.4 可以用暂态稳定和动态稳定计算程序计算暂态和动态电压稳定性。电压失稳的判据可为母线电压下降，平均值持续低于限定值，但应区别由于功角振荡或失稳造成的电压严重降低和振荡。

4.6.5 详细研究电压动态失稳时，模型中应包括负荷特性、无功补偿装置动态特性、带负荷自动调压变压器的分接头动作特性、发电机定子和转子过流和低励限制、发电机强励动作特性等。

4.7 电力系统再同步的计算分析

4.7.1 再同步是指电力系统受到小的或大的扰动后，同步电机经过短时间非同步运行过程后再恢复到同步运行方式。

4.7.2 电力系统再同步计算分析的目的，是当运行中稳定破坏后或线路采用非同步重合闸时，研究系统变化发展趋向，并找出适当措施，使失去同步的两部分电网经过短时间的异步运行，能较快再拉入同步运行。

4.7.3 研究再同步问题须采用详细的电力系统模型和参数。

4.7.4 电力系统再同步计算的校验内容：

- a) 再同步过程中是否会造成系统中某些节点电压过低，是否影响负荷的稳定，是否会扩大为系统内部失去同步，是否会扩大为系统几个部分之间失去同步；
- b) 在非同步过程中流过同步电机电流的大小是否超过规定允许值，对机组本身的发热、机械变形及振动的影响；
- c) 再同步的可能性及其相应措施。

4.7.5 电力系统再同步的判据，是指系统中任两个同步电机失去同步，经若干非同步振荡周期，相对滑差逐渐减少并过零，然后相对角度逐渐过渡到某一稳定点。

5 电力系统安全稳定工作的管理

5.1 在电力系统规划工作中，应考虑电力系统的安全稳定问题，研究建设结构合理的电网，计算分析

远景系统的稳定性能，在确定输电线的送电能力时，应计算其稳定水平。

5.2 在电力系统设计及大型输变电工程的可行性研究工作中，应对电力系统的稳定做出计算，并明确所需采取的措施。在进行年度建设项目设计时，应按工程分期对所设计的电力系统的主要运行方式进行安全稳定性能分析，提出安全稳定措施，在工程设计的同时，应设计有关的安全稳定措施，对原有电网有关安全稳定措施及故障切除时间等进行校核，必要时提出改进措施。

5.3 在电力系统建设工作中，应落实与电力系统安全稳定有关的基建计划，并按设计要求施工。当一次设备投入系统运行时，相应的继电保护、安全自动装置和稳定技术措施应同时投入运行。

5.4 在电力系统调度运行工作中，应按年、季、月全面分析电网的特点，考虑运行方式变化对系统稳定运行的影响，提出稳定运行限额，并检验继电保护和安全稳定措施是否满足要求等。还应特别注意在总结电网运行经验和事故教训的基础上，做好事故预测，对全网各主干线和局部地区稳定情况予以计算分析，以及提出主力电厂的保厂用电方案，提出改进电网安全稳定的具体措施（包括事故处理）。当下一年度新建发、送、变电项目明确后，也应对下一年度的各种运行条件下的系统稳定情况进行计算，并提出在运行方面保证稳定的措施。应参与电力系统规划设计相关工作。

5.5 在电力系统生产技术工作中，应组织落实有关电力系统安全稳定的具体措施和相关设备参数试验，定期核定设备过负荷的能力，认真分析与电力系统安全稳定运行有关的事故，及时总结经验，吸取教训，提出并组织落实反事故措施。

5.6 在电力系统科研试验工作中，应根据电力系统的发展和需要，研究加强电网结构、改善与提高电力系统安全稳定的技术措施，并协助实现；改进与完善安全稳定计算分析方法；协助分析重大的电网事故。

5.7 电力系统应配备连续的动态安全稳定监视与事故录波装置，并能按要求将时间上同步的数据送到电网调度中心故障信息数据库，实现故障信息的自动传输和集中处理，以确定事故起因和扰动特性，并为电力系统事故仿真分析提供依据。

5.8 电力生产企业、电力供应企业应向电网调度机构、规划设计和科研单位提供有关安全稳定分析所必需的技术资料和参数，如发电机、变压器、励磁调节器和电力系统稳定器（PSS）、调速器和原动机、负荷等的技术资料 and 参数，并按电力系统安全稳定运行的要求配备保护与自动控制装置，落实安全稳定措施。对影响电力系统稳定运行的参数定值设置必须经电网调度机构的审核。

有关术语及定义

A1 电力系统的安全性及安全分析

安全性指电力系统在运行中承受故障扰动(例如突然失去电力系统的元件,或短路故障等)的能力。通过两个特性表征:

- (1) 电力系统能承受住故障扰动引起的暂态过程并过渡到一个可接受的运行工况;
- (2) 在新的运行工况下,各种约束条件得到满足。

安全分析分为静态安全分析和动态安全分析。静态安全分析假设电力系统从事故前的静态直接转移到事故后的另一个静态,不考虑中间的暂态过程,用于检验事故后各种约束条件是否得到满足。动态安全分析研究电力系统在从事故前的静态过渡到事故后的另一个静态的暂态过程中保持稳定的能力。

A2 电力系统稳定性

电力系统受到事故扰动后保持稳定运行的能力。通常根据动态过程的特征和参与动作的元件及控制系统,将稳定性的研究划分为静态稳定、暂态稳定、动态稳定、电压稳定。

A2.1 静态稳定

是指电力系统受到小干扰后,不发生非周期性失步,自动恢复到初始运行状态的能力。

A2.2 暂态稳定

是指电力系统受到大扰动后,各同步电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳态运行方式的能力。通常指保持第一或第二个振荡周期不失步的功角稳定。

A2.3 动态稳定

动态稳定是指电力系统受到小的或大的干扰后,在自动调节和控制装置的作用下,保持长过程的运行稳定性的能力。动态稳定的过程可能持续数十秒至几分钟。后者包括锅炉、带负荷调节变压器分接头、负荷自动恢复等更长响应时间的动力系统的调整,又称为长过程动态稳定性。电压失稳问题有时与长过程动态有关。与快速励磁系统有关的负阻尼或弱阻尼低频增幅振荡可能出现在正常工况下,系统受到小扰动后的动态过程中(称之为小扰动动态稳定),或系统受到大扰动后的动态过程中,一般可持续发展 10s~20s 后,进一步导致保护动作,使其他元件跳闸,问题进一步恶化。

A2.4 电压稳定

电压稳定是指电力系统受到小的或大的扰动后,系统电压能够保持或恢复到允许的范围内,不发生电压崩溃的能力。无功功率的分层分区供需平衡是电压稳定的基础。电压失稳可表现在静态小扰动失稳、暂态大扰动失稳及大扰动动态失稳或长过程失稳。电压失稳可以发生在正常工况,电压基本正常的情况下,也可能发生在正常工况,母线电压已明显降低的情况下,还可能发生在受扰动以后。

A3 N-1 原则

正常运行方式下的电力系统中任一元件(如线路、发电机、变压器等)无故障或因故障断开,电力系统应能保持稳定运行和正常供电,其他元件不过负荷,电压和频率均在允许范围内。这通常称为 N-1 原则。

N-1 原则用于电力系统静态安全分析(单一元件无故障断开),或动态安全分析(单一元件故障后断开的电力系统稳定性分析)。

当发电厂仅有一回送出线路时,送出线路故障可能导致失去一台以上发电机组,此种情况也按 N-1 原则考虑。

A4 枢纽变电所

通常指 330kV 及以上电压等级的变电所，不包括单回线路供电的 330kV 终端变电所。按照国家电力公司颁布的《电业生产事故调查规程》有关条款及释义，对电网安全运行影响重大的 220kV 变电所是否为枢纽变电所，由其所属电力公司根据电网结构确定。

A5 重要负荷（用户）

通常指故障或非正常切除该负荷（用户），将造成重大政治影响和经济损失，或威胁人身安全和造成人员伤亡等。可根据有关规定和各电力系统具体情况确定。

A6 系统间联络线

系统间联络线一般指省电网间或大区电网间的输电线路。大区电网是几个省电网互联形成的电网。

中华人民共和国
电力行业标准
电力系统安全稳定导则
DL 755—2001

*

中国电力出版社出版、发行
(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)
北京纪元彩艺印刷厂印刷

*

2001年6月第一版 2001年8月北京第三次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 0.75印张 19千字
印数 18001—38000册

*

书号 155083·312 定价 4.00元

版权专有 翻印必究

(本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换)



DL755-2001