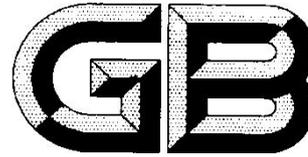


ICS xxxx
xxxx



中华人民共和国国家标准

GB XXXXX—XXXX

电力系统安全稳定导则

Guide on security and stability for power system

(征求意见稿)

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

国家市场监督管理总局
中国国家标准化管理委员会 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 保证电力系统安全稳定运行的基本要求.....	5
4.1 总体要求.....	5
4.2 电网结构.....	5
4.3 电源结构.....	6
4.4 无功平衡及补偿.....	7
4.5 对机网协调及厂网协调的要求.....	7
4.6 防止电力系统崩溃.....	7
4.7 电力系统全停后的恢复.....	8
5 电力系统的安全稳定标准.....	8
5.1 电力系统的静态稳定储备标准.....	8
5.2 电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准.....	8
5.3 特殊情况要求.....	9
6 电力系统安全稳定计算分析.....	10
6.1 安全稳定计算分析的任务与要求.....	10
6.2 电力系统静态安全分析.....	10
6.3 电力系统静态稳定的计算分析.....	11
6.4 电力系统暂态稳定的计算分析.....	11
6.5 电力系统动态稳定的计算分析.....	12
6.6 电力系统电压稳定的计算分析.....	12
6.7 电力系统频率稳定的计算分析.....	12
6.8 电力系统短路电流的计算分析.....	13
7 电力系统安全稳定工作的管理.....	13
附录 A 电力系统稳定性分类.....	15

前 言

本标准按照 GB/T 1.1-2009 给出的规则起草。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由全国电网运行与控制标准化技术委员会（SAC/TC 446）归口。

本标准主要起草单位：

本标准参加起草单位：

本标准主要起草人：

电力系统安全稳定导则

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。

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（含分布式电源）可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件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文件。凡是不注日期的引用文件,其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

国务院令 115 号 电网调度管理条例

国务院令 599 号 电力安全事故应急处置和调查处理条例

GB/T 31464 电网运行准则

DL755-2001 电力系统安全稳定导则

GB/T xxxxx 电力系统技术导则

DL/T 1870 电力系统网源协调技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

电力系统安全性 power system security

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:

- a) 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;
- b) 在新的运行工况下,各种约束条件得到满足。

[DL755-2001 电力系统安全稳定导则,附录 A1]

3.2

电力系统安全分析 power system security analysis

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。

[DL755-2001 电力系统安全稳定导则,附录 A1]

3.3

电力系统稳定性 power system stability

电力系统受到事故扰动后保持稳定运行的能力，电力系统稳定可分为功角稳定、电压稳定和频率稳定 3 大类。

[DL755-2001 电力系统安全稳定导则，附录 A2]

3.3.1

功角稳定 rotor angle stability

同步互联电力系统中的同步发电机受到扰动后保持同步运行的能力。功角失稳由同步转矩或阻尼转矩不足引起，同步转矩不足导致非周期性失稳，而阻尼转矩不足导致振荡失稳。功角稳定又可分为静态稳定、暂态稳定、动态稳定。

3.3.2

静态稳定 steady-state stability

电力系统受到小扰动后，不发生非周期性失步，自动恢复到起始运行状态的能力。

[DL755-2001 电力系统安全稳定导则，附录 A2.1]

3.3.3

暂态稳定 transient stability

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、第二摇摆不失步的功角稳定。

[DL755-2001 电力系统安全稳定导则，附录 A2.2]

3.3.4

动态稳定 dynamic stability

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。

[DL755-2001 电力系统安全稳定导则，附录 A2.3]

3.3.5

电压稳定 voltage stability

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。

[DL755-2001 电力系统安全稳定导则，附录 A2.4]

3.3.6

频率稳定 frequency stability

电力系统受到严重扰动后，发电和负荷需求出现大的不平衡情况下，系统频率能够保持或恢复到允许的范围、不发生频率崩溃的能力。

3.4

电磁暂态过程 electromagnetic transient

电力系统电磁暂态过程是电力系统中从微秒至数秒之间的动态过程，研究对象主要包括：由系统外部引起的暂态过程如雷电过电压等；由故障及操作引起的暂态，如操作过电压、工频过电压等；谐振暂态，如次同步谐振、铁磁谐振等；控制暂态，如一次与二次系统的相互作用等；电力电子装置及灵活交流输电系统、高压直流输电中的快速暂态和非正弦的准稳态过程等。

3.5

机电暂态过程 electromechanical transient

电力系统机电暂态过程是电力系统中从几个周波到数十秒之间的动态过程，主要研究电力系统受到大干扰后的暂态稳定和受到小干扰后的小干扰稳定性能，包括功角稳定、电压稳定和频率稳定。

3.6

中长期动态过程 mid-long term dynamic

中长期动态过程主要研究电力系统遭受到大的或小的扰动后，系统在长时间过程内维持正常运行的能力。中长期稳定主要考虑数十秒至数十分钟的动态过程。慢速控制元件如励磁过励限制、自动发电控制、负荷频率控制等都会对其产生影响。

3.7

N-1 原则 N-1 principle

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。

[DL755-2001 电力系统安全稳定导则，附录 A3]

3.8

直流输电短路比 short-circuit ratio

表征直流输电所连接的交流系统强弱的指标，定义为换流站交流母线的短路容量对直流换流器的额定容量之比。

3.9

直流多馈入短路比 multi-infeed short-circuit ratio

考虑多回直流间的相互影响的短路比，定义为直流馈入换流母线的短路容量与考虑其他直流回路影响后的等值直流功率的比值。

3.10

电力系统稳定仿真工具 power system stability simulation tools

电磁暂态仿真工具是用数值计算的方法对电力系统中从微秒至数秒之间的电磁暂态过程进行仿真模拟，建模时需要考虑直流输电、新能源发电等电力电子设备的详细电磁暂态模型。

机电暂态仿真工具是基于基波、单相和相量的模拟技术，对直流输电和 FACTS 装置的模拟采用准稳态模型，持续时间为秒级，一般为几十秒，建模时需要考虑发电机、励磁、调速、PSS 等元件机电暂态模型。

电磁-机电暂态混合仿真工具把大规模电力系统分为需要进行电磁暂态仿真的子系统和仅进行机电暂态仿真的子系统，分别进行电磁暂态仿真和机电暂态仿真的交接，以提高机电暂态程序的仿真精度。

中长期动态仿真工具用于研究系统受扰后较长时间的动态过程，持续时间为分钟级，一般从几分钟到几十分钟，甚至几小时，建模时需要考虑锅炉、汽机、机组过励保护等时间常数大的元件模型。

3.11

枢纽变电站 pivotal substation

通常指 330kV 及以上电压等级的变电站，不包括单回线路供电的 330kV 终端变电站。对电网安全运行影响重大的 220kV 变电站是否为枢纽变电站，由电网结构确定。

[DL755-2001 电力系统安全稳定导则，附录 A4]

3.12

重要负荷（用户） important load(consumer)

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。

[DL755-2001 电力系统安全稳定导则，附录 A5]

3.13

系统间联络线 interconnection line

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。

[DL755-2001 电力系统安全稳定导则，附录 A6]

3.14

受端系统 receiver-end system

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联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。

4 保证电力系统安全稳定运行的基本要求

4.1 总体要求

4.1.1 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功率、无功功率备用容量。备用容量应分配合理，并有必要的调节手段。在正常负荷及电源波动和调整有功、无功潮流时，均不应发生自发振荡。

4.1.2 合理的电网结构和电源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。规划周期内的电网建设应按照确定的电网规划方案执行。电网运行方式安排也应注重电网结构和电源结构的合理性。参照 GB/T xxxxx 相关要求，合理的电网结构和电源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，且不致使其它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；
- f) 交、直流协调发展，输、配电协调发展；
- g) 合理配置不同类型电源的装机比例。

4.1.3 在正常运行方式（含计划检修方式，下同）下，所有设备均应不过载、电压不越限，系统中任一元件（发电机、线路、变压器、母线）发生单一故障时，应能保持系统安全稳定运行。

4.1.4 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。

4.1.5 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，满足国务院令第 115 号、第 599 号的相关要求。

4.1.6 低一级电网中的任何元件（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。

4.2 电网结构

4.2.1 受端系统的建设

4.2.1.1 应从以下方面加强受端系统安全稳定水平：

- a) 加强受端系统内部最高一级电压的网络联系；
- b) 加强受端系统的电压支持和运行的灵活性；
- c) 受端系统应接有足够容量的常规电厂和动态无功调节装置；
- d) 枢纽变电站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；
- f) 对于多直流馈入受端系统，应优化直流落点，完善近区网架，提高系统对直流的支撑能力。

4.2.2 电源接入

4.2.2.1 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具有支撑能力的主力电厂。

4.2.2.2 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。

4.2.3 负荷接入

4.2.3.1 负荷的谐波、冲击等特性对所接入电网电能质量和安全稳定的影响不应超过其接受能力。

4.2.3.2 负荷应具备一定的故障扰动耐受能力，在确保用电设备安全的前提下，应合理配置负荷低电压脱扣装置，避免不必要的负荷损失和故障范围的扩大。

4.2.4 电网分层分区

4.2.4.1 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。

4.2.4.2 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。

4.2.4.3 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。

4.2.4.4 当分区电网短路容量不足时，应采取措施提高短路容量。

4.2.5 电力系统间的互联

4.2.5.1 电力系统采用交流或直流方式互联应进行技术经济比较。

4.2.5.2 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。

4.2.5.3 互联电网在任一侧失去电源或发生单一故障时，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。

4.2.5.4 在联络线因故障断开后，要保持各自系统的安全稳定运行。

4.2.5.5 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。

4.2.5.6 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。

4.2.5.7 采用直流输电联网时，直流输电的容量要与送受端系统的容量匹配，换流站落点的短路比要满足要求，并联交流通道要能够承担直流闭锁后的转移功率。

4.3 电源结构

4.3.1 为保证电力系统的安全可靠运行，应根据各类电源在电力系统中的功能定位，结合一次能源供应

可靠性，合理配置不同类型电源的装机比例，满足电力系统电力电量平衡和安全稳定运行的需求，为系统提供必要的惯量、短路容量、有功和无功支撑。具体比例可结合系统的具体条件来决定。

4.3.2 为提高新能源消纳水平，应加强系统调节能力建设，充分挖掘常规电源（火电、水电、核电等）机组调峰、调频和调压能力，提高新能源电源（风电、光伏发电等）调节能力，必要时可配置燃气电站、抽水蓄能电站、储能等灵活调节电源及调相机、STATCOM 等动态无功调节装置。

4.4 无功平衡及补偿

4.4.1 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。

4.4.2 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 及以上等级线路的充电功率应基本上予以补偿。

4.4.3 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。

4.4.4 新能源发电场站应具备无功功率调节能力和自动电压控制功能。4.4.5 为保证受端系统发生突然失去一回重载线路、闭锁一回重载直流或失去一台大容量机组（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。

4.5 对机网协调及厂网协调的要求

4.5.1 同步发电机组、风电场、光伏电站、调相机、STATCOM 等电源设备的参数选择、涉网保护和自动装置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。

4.5.2 同步发电机组定子过电压保护、转子过负荷保护、失磁保护、失步保护、频率异常等涉网保护定值整定应充分发挥机组的设计能力为电网提供频率和电压支撑，一类辅机变频器的电压、频率穿越能力应不低于主机设备的电压、频率穿越能力。

4.5.3 同步发电机组应装设自动电压调节器（AVR）并运行在电压闭环方式下，应具有 V/Hz（过磁通）限制、低励磁限制、过励磁限制、附加无功调差功能和电力系统稳定器（PSS）功能，各限制器的定值应与对应的发变组保护定值相配合。

4.5.4 并网电源（火电、水电、核电、燃气、光热、抽水蓄能、风电场、光伏电站等）均应具备一次调频能力，其控制模式及性能应满足系统安全稳定运行要求，一次调频优先级应高于自动发电控制（AGC）。存在超低频频率振荡风险的电网，电网内水电机组调速系统应具备相应的控制措施。

4.5.5 存在次同步振荡风险的汽轮发电机组，应根据评估结果采取有效的监测、保护或抑制措施。出现宽频振荡的风电场及光伏电站应采取相应的预警和抑制措施。

4.5.6 风电场、光伏发电站应具备电压快速调节能力，其控制设备应运行在电压闭环方式，以满足各种运行工况下的电压控制要求。

4.5.7 风电机组、光伏逆变器、储能设备等新型电源设备以及无功补偿设备的电压穿越能力和频率穿越能力应不低于同步发电机组的电压和频率穿越能力。

4.5.8 新能源发电场站应具备惯量和短路容量支持能力。

4.6 防止电力系统崩溃

4.6.1 规划电网结构应实现合理的分层分区；运行中的电力系统应在适当地点设置解列点，并装设具有自适应能力的自动解列装置。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。

4.6.2 电力系统应考虑可能发生的最严重事故情况，并配合解列点的设置，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。

4.6.3 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。

4.7 电力系统全停后的恢复

4.7.1 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。

4.7.2 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。

4.7.3 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它线路和负荷供电的特殊要求。

4.7.4 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。

5 电力系统的安全稳定标准

5.1 电力系统的静态稳定储备标准

5.1.1 在正常运行方式下，电力系统按功角判据计算的静态稳定储备系数（ K_p ）应满足 15%~20%，按无功电压判据计算的静态稳定储备系数（ K_v ）应满足 10%~15%。

5.1.2 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%。

5.2 电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准

5.2.1 电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准分为三级：

- a) 第一级标准：保持稳定运行和电网的正常供电；
- b) 第二级标准：保持稳定运行，但允许损失部分负荷；
- c) 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。

5.2.2 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，应保持电力系统稳定运行和电网的正常供电，其它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，任一新能源发电场站突然变化；
- g) 任一交流联络线故障或无故障断开不重合；
- h) 直流输电线路单极闭锁或短路故障；
- i) 特高压直流输电线路单换流器故障。

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。

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。

5.2.3 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、直流紧急功率控制、主动解列等稳定控制措施：

- 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) 直流输电线路双极闭锁或短路故障。

基于线路出线走廊实际地形限制，在变电站或发电厂出线、进线合计不超过 20 基之内，且不超过该线路全长 10%的情况下，可不按同杆并架校核。

5.2.4 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，必须采取失步/快速解列、低频/低压减载、高频切机等措施，避免造成长时间大面积停电和对重要用户（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) 失去大容量发电厂；
- e) 其他偶然因素。

5.3 特殊情况要求

5.3.1 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。

5.3.2 在电力系统中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。

5.3.3 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。

5.3.4 交流短路故障可能引起单回直流连续换相失败或多回直流同时发生换相失败，对送受端系统形成较大能量冲击，威胁电网安全稳定运行，需要在计算分析中重点关注。在电网的过渡阶段，当直流换相失败冲击超过系统承受能力时，运行中可以采取闭锁直流等临时稳定控制措施。

6 电力系统安全稳定计算分析

6.1 安全稳定计算分析的任务与要求

6.1.1 电力系统安全稳定计算分析应根据系统的具体情况和要求，对系统的静态安全、静态稳定、暂态稳定、动态稳定、电压稳定、频率稳定、短路电流进行计算与分析，并关注多电力电子设备间交互作用引发的中高频段振荡问题，研究系统的基本稳定特性，检验电网的安全稳定水平，优化电网规划方案，提出保证系统安全稳定运行的控制策略和提高系统稳定水平的措施。

6.1.2 电力系统安全稳定计算分析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、新能源发电最大或最小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它对系统安全稳定运行影响较为严重的方式。

6.1.3 应研究、实测和建立电力系计算中的各种元件、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。系统设计和生产运行计算数据应采用详细模型和实测参数；规划数据中当前系统部分的数据应采用详细模型和实测参数，规划部分的数据可采用典型模型和参数。

6.1.4 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。

6.2 电力系统静态安全分析

电力系统静态安全分析的主要判据是 N-1 开断后设备不过载，系统母线电压不越限。研究设备在出现稳态电压越限问题后应采取的解决方案，必要时可采用稳定程序计算，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。

6.3 电力系统静态稳定的计算分析

6.3.1 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。

6.3.2 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。

6.3.3 静态稳定判据为：

$$dP/d\delta > 0 \quad (1)$$

或

$$dQ/dV < 0 \quad (2)$$

式中：P、Q——分别为线路传输的有功和无功功率；

δ 、V——分别为发电机的功角和端电压。

相应的静态稳定储备系数为：

$$K_P = \frac{P_j - P_z}{P_z} \times 100\% \quad (3)$$

$$K_V = \frac{U_z - U_c}{U_c} \times 100\% \quad (4)$$

式中：P_j、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。

6.4 电力系统暂态稳定的计算分析

6.4.1 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。

6.4.2 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) 发电机模型应考虑采用次暂态电势变化的详细模型（在规划阶段典型模型允许采用暂态电势变化的模型）；
- c) 新能源发电场站可采用详细的机电暂态模型；
- d) 直流输电系统可详细的机电暂态模型和直流附加控制模型；
- e) 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；
- f) 考虑负荷动态特性。

6.4.3 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。

6.4.4 暂态稳定计算应采用机电暂态仿真。对于大容量直流落点电网，考虑直流响应特性对系统暂态稳定性影响较大，可采用电磁-机电暂态混合仿真进行校核。

6.5 电力系统动态稳定的计算分析

6.5.1 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。

6.5.2 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。

6.5.3 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。

6.6 电力系统电压稳定的计算分析

6.6.1 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。

6.6.2 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 $dP/dV = 0$ 或 $dQ/dV = 0$ 表示），从而估计当前运行点的电压稳定裕度。

6.6.3 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。电压稳定的判据是，在电力系统受到扰动后的暂态和动态过程中，负荷母线电压能够恢复到规定的运行电压水平以上。应区分由发电机功角失稳引起的振荡中心附近电压降低和暂态电压失稳引起的电压降低。。

6.6.4 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。

6.6.5 电压稳定计算一般采用机电暂态仿真。对于大容量直流落点电网，考虑直流响应特性对系统电压稳定性影响较大，宜采用电磁-机电暂态混合仿真；对于需要考虑机组过励等长时间元件动态特性的宜采用中长期动态仿真。

6.7 电力系统频率稳定的计算分析

6.7.1 频率稳定计算的目的是，当系统的全部或解列后的局部出现较大的有功功率扰动造成系统频率大范围波动时，对系统的频率稳定性进行计算分析，并对系统的频率稳定控制对策，包括低频减载负荷方案、低频解列方案、高频切机方案、机网协调策略、直流调制以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

6.7.2 频率稳定计算采用机电暂态仿真程序，考虑负荷频率特性、新能源高频或低频脱网特性等。

6.8 电力系统短路电流的计算分析

6.8.1 短路电流计算内容为发生短路时的初始对称短路电流并考虑直流分量衰减情况，短路故障形式应分别考虑三相短路故障和单相接地故障，短路应考虑金属性短路。

6.8.2 短路电流安全校核的判据是母线短路电流水平不超过其开关的遮断能力。

6.8.3 送受端系统的直流输电短路比、多馈入直流短路比以及新能源场站短路比应达到规定的标准。

7 电力系统安全稳定工作的管理

7.1 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，并留有一定裕度。

7.2 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。

7.3 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步投入运行。

7.4 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等，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，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。

7.5 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。

7.6 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。

7.7 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机构故障信息数据库，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。

7.8 电力生产企业、电力供应企业应向电网调度机构、规划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、直流、FACTS、调相机、新能源机组和场站等的技术资料 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。

7.9 电力生产企业应提供可用于电力系统仿真计算的电源设备、动态无功补偿设备的电压/无功、频率/有功等（与电力系统安全稳定相关）控制系统实测模型和参数。

GB XXXXX—XXXX

7.10 电力生产企业、电网调度机构应参照 GB/T 31464、DL/T 1870 相关要求开展涉网设备选型、涉网试验等网源协调管理工作。

附录 A 电力系统稳定性分类

根据电力系统失稳的物理特性、受扰动的大小以及研究稳定问题应考虑的设备、过程和时间框架，电力系统稳定可分为功角稳定、电压稳定和频率稳定 3 大类以及若干子类。电力系统稳定性分类如图 A.1 所示。

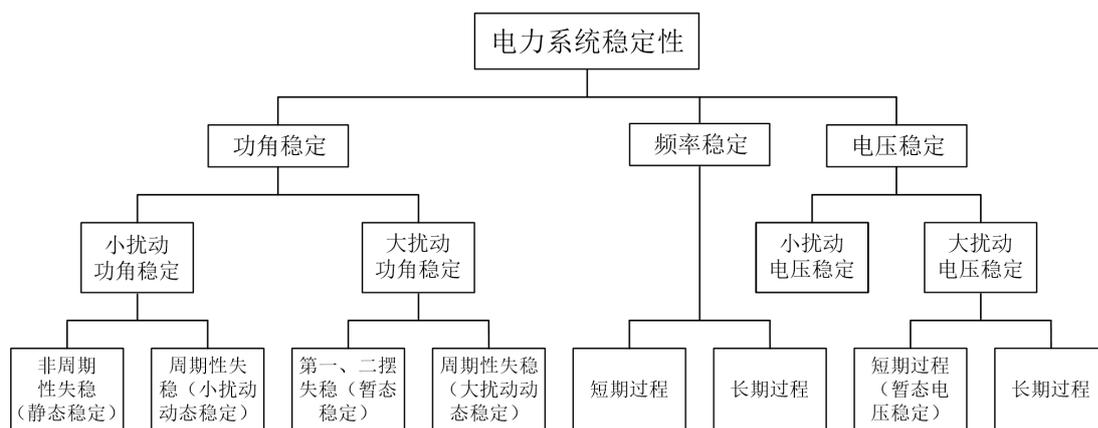


图 A.1 电力系统稳定性分类

A.1 功角稳定 rotor angle stability

同步互联电力系统中的同步发电机受到扰动后保持同步运行的能力。功角失稳由同步转矩或阻尼转矩不足引起，同步转矩不足导致非周期性失稳，而阻尼转矩不足导致振荡失稳。

A.1.1 小扰动功角稳定 small-disturbance rotor angle stability

电力系统遭受小扰动后保持同步运行的能力，它由系统的初始运行状态决定。小扰动功角失稳可表现为转子同步转矩不足引起的非周期失稳以及阻尼转矩不足造成的转子增幅振荡失稳。

A.1.1.1 静态功角稳定 steady-state rotor angle stability

简称静态稳定，是指电力系统受到小扰动后，不发生非周期性失步，自动恢复到起始运行状态的能力。是小扰动功角稳定的一种形式。

A.1.1.2 小扰动动态稳定 small-disturbance dynamic stability

电力系统受到小的扰动后，在自动调节和控制装置的作用下，不发生发散振荡或持续的振荡。是小扰动功角稳定的另一种形式。

A.1.2 大扰动功角稳定 large-disturbance rotor angle stability

电力系统遭受严重故障时保持同步运行的能力，它由系统的初始运行状态和受扰动的严重程度共同决定。大扰动功角失稳也表现为非周期失稳和振荡失稳两种形式。

A.1.2.1 暂态稳定 transient stability

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、第二摇摆不失步的功角稳定，是大扰动功角稳定的一种形式。

A.1.2.2 大扰动动态稳定 large-disturbance dynamic stability

电力系统受到大的扰动后，在自动调节和控制装置的作用下，保持较长过程的功角稳定性的能力，通常指电力系统受扰动后不发生发散振荡或持续的振荡，是大扰动功角稳定的另一种形式。

A.2 电压稳定 voltage stability

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。根据扰动的大小，电压稳定分为小扰动电压稳定和大扰动电压稳定。

A.2.1 小扰动电压稳定 small-disturbance voltage stability

电力系统受到诸如负荷增加等小扰动后，系统所有母线维持稳定电压的能力，小扰动电压稳定也称为静态电压稳定。

A.2.2 大扰动电压稳定 large-disturbance voltage stability

电力系统遭受大扰动如系统故障、失去发电机或线路之后，系统所有母线保持稳定电压的能力。大扰动电压稳定可能是短期的或长期的。短期电压稳定又称暂态电压稳定。

A.3 频率稳定 frequency stability

电力系统受到严重扰动后，发电和负荷需求出现大的不平衡情况下，系统频率能够保持或恢复到允许的范围内、不发生频率崩溃的能力。频率稳定可是一种短期或长期现象。

强制性国家标准
《电力系统安全稳定导则》
(征求意见稿)
编制说明

标准编制组

2019年9月

强制性国家标准《电力系统安全稳定导则》（征求意见稿）

编制说明

1 编制背景

本标准依据国家标准委《关于下达2006年第三批制修订国家标准项目计划的通知》（国标委计划〔2006〕65号）（计划号：20067271-Q-524）的要求编写。

针对当时电网稳定破坏事故频发的局面，《电力系统安全稳定导则》于1981年首次颁布；为适应国民经济和电力工业发展需要，于2001年第一次修订，并上升为强制性行业标准。自颁布以来，大幅减少了稳定破坏事故，提高了电网的安全稳定水平，为满足国民经济发展和人民生活用电需求作出了巨大贡献。

近年来，随着特高压电网的发展和新能源大规模持续并网，特高压交直流混联电网逐步形成，系统容量持续扩大，新能源装机不断增加，电网格局与电源结构发生重大改变，电网特性也发生深刻变化，给电力系统安全稳定运行带来全新挑战。现行《电力系统安全稳定导则》已经滞后于我国电力系统发展的现状，难以全面支撑我国特高压交直流混联电网的发展，为保证我国电力系统安全稳定运行，亟需对现行导则开展修编工作并进一步上升为国家标准。

为进一步适应新形势下电力系统规划、设计、发展、运行，明确程序，提高电力系统建设标准化水平，更好服务经济社会高质量发展，全国电网运行与控制标准化委员会组织中国电力科学研究院有限公司等单位，对现行的《电力系统安全稳定导则》进行了修编。

2 编制主要原则

本标准根据以下原则编制：

一是保障安全性，把电力系统安全放在首位，坚持《稳定导则》原有精髓，遵循电力系统基本规律，构建电力系统安全稳定防线。

二是坚持经济性，在保障安全下积极提高系统效率和经济运行指标。

三是以问题为导向，注重解决由新形势、新技术、新装备等引起的问题以及未来发展面临的矛盾与挑战。

四是注重适应性，远近结合，确保《稳定导则》长期连续有效指导电力行业安全运行。

五是注重协调性，广泛征求各方意见，做好《稳定导则》与各项行业标准、条例的衔接。

3 与其他标准文件的关系

本标准与相关技术领域的国家现行法律、法规和政策保持一致。

本标准不涉及专利、软件著作权等知识产权使用问题。

本标准主要参考文件：

国务院令 第 115 号 电网调度管理条例

国务院令 第 599 号 电力安全事故应急处置和调查处理条例

GB/T 31464 电网运行准则
DL755-2001 电力系统安全稳定导则
GB/T xxxxx 电力系统技术导则
DL/T 1648 发电厂及变电站辅机变频器高低电压穿越技术规范
DL/T 1870 电力系统网源协调技术规范

4 主要工作过程

2017年12月，国家能源局主持召开《电力系统安全稳定导则》修编工作启动会，对修编工作提出指导性意见。

2018年3月，标委会组织协调成立了参与单位涵盖面宽、专业覆盖面全的起草工作组，制定了工作方案和重点工作安排，确定了专题调研和专题研究的内容和分工。

2018年6月，对各省级电网调控部门、发展规划部门、发电集团、规划设计及科研等100多家单位和部门开展书面调研，收到调研回函133份。

2018年3月-9月，先后走访了广东、海南、浙江、湖北、云南、西藏、新疆、内蒙古等地电网和发电企业，有序开展针对性的实地调研。

2018年10月-2019年6月，通过对现有标准进行调研和梳理，按照专题分工、内容安排，并行开展8+3项专题研究并形成专题研究报告，为标准编制大纲和内容的制定奠定基础。

2019年6月，在专题调研、专题研究等工作的基础上，针对新的电网形态及存在的问题，完成标准修编大纲编写，标委会组织召开修编大纲专家审查会，形成标准修编大纲。

2019年7月，完成标准征求意见稿和编制说明编写，标委会组织召开征求意见稿专家审查会，形成标准征求意见稿。

2019年8月-9月，标委会向各有关单位、个人，各委员发送征求意见函，采取公开挂网、函调等多种方式，广泛、多次在国内外征求意见。

计划2019年10月，完成标准送审稿编写，标委会组织召开标准送审稿专家审查会，审查同意修改后以技术标准文件形式报批。

计划2019年11月，形成《电力系统安全稳定导则》报批稿。

5 标准结构和内容

本标准代替DL 755-2001，与DL 755-2001相比，本次修编保持原章节结构不变，仅对基本要求、安全稳定标准、安全稳定计算分析、安全稳定工作管理等具体章节内容进行相应的修改、补充和完善：

- 结合电力系统结构和特性的变化，完善了对电力系统安全稳定运行的基本要求，对电网结构、电源结构、系统调节能力、负荷接入提出了新的要求，增加了常规机组参与电力系统调频和调压、防控次同步振荡的技术要求，增加了新能源发电厂（场、站）参与电力系统调频和调压、防止新能源发电厂（场、站）并网产生宽频振荡的技术要求。
- 在电力系统的安全稳定标准方面，将特高压直流单换流器闭锁补充到了第一级安全稳定标准中，并在特殊情况补充了电网过渡期特高压直流单极闭锁可以采取切机等临时控制措施；将直流换相失败、再启动等故障扰动补充到了对应的三级安全稳定标准中；将直流紧急功率控制、多直流协调控制、主动解列等补充到了第二级安全稳定标准对应的控制措施中，将失步/快速解列、低频/低压减载、高频切机等补充到了到第三级安全稳定标准对应的控制措施中。

——增加了电力系统安全稳定计算分析中选取仿真工具的原则，新增了频率稳定的判据和计算分析要求，新增了短路电流校核判据和计算分析要求，并要求关注多电力电子设备间交互作用引发的中高频段振荡问题。

——在电力系统安全稳定工作的管理中强调了规划与运行的协调统一，增加了提供风电、光伏、直流、FACTS等技术资料和模型参数的要求，并要求发电企业应将所属各发电机组励磁系统和PSS、调速系统、AGC、AVC系统的关键信号接入PMU装置或其它监测装置，要求新能源场站应将所属风电场、光伏电站的关键信号接入PMU装置或其它监测装置，接受电网调度机构实时监测。

本标准按照《标准化工作导则》（GB/T 1.1-2009）的要求编写。

本标准的主要结构及内容如下：

本标准主题章共分为7章：由范围、规范性引用文件、术语和定义、保证电力系统安全稳定运行的基本要求、电力系统的安全稳定标准、电力系统安全稳定计算分析、电力系统安全稳定工作的管理组成。

本标准以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大和十九届二中、三中全会精神，落实能源革命战略总体要求，结合近年来电力系统发展与运行实际，完善了对电力系统安全稳定运行的基本要求，明确了电力系统在不同运行方式下的安全稳定标准，提出了电力系统安全稳定计算分析的任务与要求，最后给出了对电力系统安全稳定工作的管理要求。

6 条文说明

本标准新增规范性引用文件，引用相关规定和标准共6项，对后文有关引用加以明确界定，避免混淆。（总体要求）

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（含分布式电源）可参照执行。

本标准第4.1.2条针对近年来不同电源类型占比与分布不均衡、交直流发展不同步的实际情况，在原标准电网规划设计阶段对电网结构要求的基础上，增加了对于电源结构合理性的要求，并强调了交直流协调发展，其他内容不变。

本标准第4.2.1.1条在原标准加强受端系统安全稳定水平的要点中增加了适用于多馈入直流受端系统的措施，并强调了受端系统应有足够容量的常规电厂，其他内容不变。

本标准第4.3条电源结构为新增条款，其中4.3.1条对于系统中不同类型电源比例提出了总体要求，强调根据实际情况找准各类型电源功能定位，合理配置不同电源比例；4.3.2条对于系统新能源消纳水平、机组调节能力、灵活调节电源方面提出了总体要求，强调要充分发挥系统调节能力，提高新能源消纳水平。

本标准第4.5.1条在原标准对机网协调及厂网协调的要求的基础上增加了风电场、光伏电站、调相机、STATCOM等电源设备，其他内容没变，是对网源协调的总体要求。

本标准第4.5.2条针对近些年在电网出现大的扰动时（如特高压直流换相失败、线路故障等）造成机组无故障跳闸的情况，对常规机组涉网保护的整定和配置提出要求。

本标准第4.5.3条是对同步发电机励磁系统功能配置、运行方式及辅助限制环节的整定提出原则要求。

本标准第4.5.4条对各类电源提出一次调频能力要求，随着新能源占比增大，原有火电、水电调频能力不足，本条主要是要求新能源、核电参与一次调频。

本标准第4.5.5条，由于直流输电、串补、新能源等电力电子设备在电网中大量投入运行，电力系

统发生次同步振荡风险增高，本条强调实施预警、监测、保护或抑制措施。

本标准第 4.5.6 条对新能源场站电压调节能力提出要求，缓解风机、变流器的高低电压穿越压力，促进新能源消纳。

本标准第 4.5.7 条对新能源设备的高低电压和频率的穿越压力提出原则性要求，满足目前电网安全稳定需要。

本标准第 4.5.8 条对新能源发电场站的惯量、短路容量、电压和频率支持能力提出要求，满足目前电网安全稳定需要。

本标准第 5.1.3 条，对水电厂送出线路稳定储备的要求，属于第一级安全稳定标准的特殊情况，为使条理更清晰，将此条调整到 5.2.2 条最后。

本标准第 5.2.2 条，直流单极再启动通常是由直流单极线路短路故障引起的，在第一级安全稳定标准中补充直流线路单极短路故障。特高压直流每极包括 2 个换流器，计算分析需要考虑单换流器故障形式，在第一级安全稳定标准中补充特高压直流单换流器故障。随着新能源并网规模越来越大，新能源发电场站功率大幅变化将对电网安全稳定运行造成威胁，在第一级安全稳定标准中补充任一新能源发电场站突然变化。

本标准第 5.2.3 条，目前电网中应用的直流紧急功率控制、主动解列属于第二道防线的常用控制措施，补充到第二级安全稳定标准对应的控制措施中。直流双极再启动通常是由直流双极线路短路故障引起的，在第二级安全稳定标准中补充直流线路双极短路故障。同杆并架线路 N-2 校核原则在原导则中未明确，在第二级安全稳定标准中补充同杆并架线路校核 N-2 故障的条件。

本标准第 5.2.4 条，目前电网中应用的失步/快速解列、低频/低压减载、高频切机属于第三道防线的常用控制措施，补充到第三级安全稳定标准对应的控制措施中。原导则第三级安全稳定标准中的多重故障不够具体，难以在实际中执行，归并到其他偶然因素中。

本标准第 5.3 条，目前电网运行不考虑再同步，删除了原导则关于再同步的要求。直流换相失败若是由近区交流故障引起的，可将其归类到第一、二级安全稳定标准；若是由近区开关拒动引起的，可将其归类到第三级安全稳定标准，因此，直流换相失败不再单独列写，而在特殊情况中补充在计算分析中需重点关注直流换相失败对系统安全稳定的影响以及电网过渡阶段可采取的临时稳定控制措施。

本标准第 6.1.1 条，考虑到目前我国电网稳定特性愈加复杂，电力系统安全稳定仅计算静态稳定、暂态稳定和动态稳定已无法满足电网安全运行的要求，需要补充频率稳定、中长期动态过程以及次同步振荡/次同步谐振等相关内容。因此，增加了对频率稳定、短路电流计算与分析的总体要求，并关注多电力电子装备间交互作用引发的中高频段振荡问题。

本标准第 6.1.2 条，考虑到近年来电力系统中新能源发电占比不断提高，新能源电源出力的波动性对电力系统的安全稳定特性会造成一定的影响。因此，在电力系统的正常运行方式中，增加了新能源发电最大或最小运行方式下的校验。

本标准第 6.1.3 条，考虑到规划设计阶段和生产运行阶段计算分析采用了不同的模型和参数，导致两个阶段的计算结果有时出现较大偏差，因此，规定了规划设计阶段和生产运行阶段使用的模型和参数。

本标准第 6.2 条，大容量直流严重故障（如受端换相失败故障）后导致送端换流站近区母线过电压问题突出，会引发近区风电发生低压、高压穿越，最终造成风机连锁脱网。为避免上述事故的发生，需要对过电压问题相关计算进行要求。因此，在静态安全分析中增加了 N-1 开断后对系统母线电压的相关要求。

本标准第 6.4.2 条，针对近年来直流输电、新能源电源在电力系统中大量投入运行，在电力系统暂态稳定计算条件中加入了新能源发电场及直流输电系统的模型要求；针对目前对暂态稳定计算的模型要求，对同步发电机模型和负荷模型进行了更严格的要求。

本标准第 6.4.4 条，针对大容量直流落点密集电网中直流对系统暂态稳定性的影响较大，需要考虑直流毫秒甚至微妙级的响应特性。为兼顾仿真精度和速度的不同需求，增加了对暂态稳定计算工具的要求，明确了电磁暂态仿真、机电暂态仿真、机电-电磁暂态仿真工具的应用场景，并在术语与定义部分增加了相关仿真工具的定义。

本标准第 6.6.3 条，为了与标准中静态稳定、暂态稳定、动态稳定相关条文统一，将原标准中电力系统电压失稳判据修改为了电压稳定判据。

本标准第 6.6.5 条，针对大容量直流落点密集电网中直流对系统暂态稳定性的影响较大，需要考虑直流毫秒甚至微妙级的响应特性；针对系统受扰后较长时间的动态过程，需要考虑机组过励等长时间元件动态特性。此外，还需兼顾仿真精度和速度的不同需求。因此，增加了对电压稳定计算工具的要求。

本标准第 6.7 条，目前电网中常规机组被新能源发电大量替代，电网转动惯量不断下降、故障冲击不断加大、机组调频能力不断降低。电网调节能力降低，存在频率越限甚至稳定破坏风险。因此，增加了电力系统频率稳定计算分析的相关要求。

本标准第 6.8 条，由于网架加强，目前我国部分区域电网短路电流超标问题日益严重，对短路计算的模型和计算提出了新的要求。而各单位以及本单位调度部门与规划部门在计算标准、计算软件、计算边界设置等方面不尽相同，导致短路电流计算结果差异性较大。因此，增加了电力系统短路电流计算分析的相关要求。另外，由于直流（多馈入）短路比能够一定程度反映（多馈入）直流接入的交直流系统的电网结构强度以及受端交流电网对换流母线的无功电压支撑能力的大小，对（多馈入）直流接入的交直流系统的电压稳定具有一定表征作用。因此，对交直流系统增加了短路比、多馈入短路比的要求，并在术语与定义部分增加了直流输电短路比、直流多馈入短路比的定义。

再同步是指电力系统或个别机组受到大的扰动后，同步电机经过短时间非同步过程后再恢复到同步运行方式，然而目前电力系统稳定计算不考虑系统稳定破坏后的过程。因此，在本标准中将原标准 4.7 节“电力系统再同步的计算分析”部分删除。

本标准第 7.9 条，为提高电网仿真计算精度，对电力系统安全稳定相关控制系统的实测建模工作提出要求。

本标准第 7.10 条，要求电力生产企业、电网调度机构在新的电力体制下重视网源协调管理工作，消除技术管理盲区，提高电力系统安全稳定运行水平。

本标准附录 A 部分，增加了电力系统稳定性分类，将稳定性的研究划分为功角稳定、频率稳定、电压稳定，其中功角稳定包括静态稳定、暂态稳定、动态稳定。并在术语与定义部分中增加了相关定义。