



中华人民共和国国家标准

GB/T 38969—2020

电力系统技术导则

Guide on technology for power system

2020-06-02 发布

2020-07-01 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言 III

引言 IV

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 电力系统的基本要求 2

5 电源安排 3

6 电源的接入 3

7 系统间联络线 4

8 直流输电系统 5

9 送受端系统 5

10 无功补偿与电压控制 6

11 电力系统全停后的恢复 6

12 继电保护 7

13 安全自动装置 7

14 调度自动化 8

15 电力通信系统 8

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。

本标准起草单位：国家电力调度通信中心、国家电网有限公司、国网经济技术研究院有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国电力科学研究院有限公司、电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、内蒙古电力(集团)有限责任公司、国家能源投资集团有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广核集团有限公司、国网电力科学研究院有限公司、中国电力工程顾问集团东北电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司、中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司、中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司。

本标准主要起草人：张智刚、陈国平、刘映尚、张正陵、李明节、韩丰、杜忠明、汤涌、孙华东、李昇、王小海、陈旭、赵良、李尹、刘建琴、孙珂、曹阳、李晖、申洪明、于昊洋、王丹、韩晓男、顾盼、刘颖、厉璇、陈天一、刘栋、佟宇梁、金广祥、张祥龙、江璟、李疆生、许涛、冷喜武、郭强、张健、张彦涛、覃琴、张剑云、叶俭、于钊、贺静波、何飞、刘明松、王轶禹、冯长有、武力、胡超凡、姚伟锋、吕鹏飞、杨军、徐玲玲、李丹、张晓明、励刚、黄志龙、王斌、邵广惠、牛栓保、李勇、庞晓艳、唐卓尧、苏寅生、周红阳、刘正超、吴琛、洪潮、程兰芬、戴剑锋、刘世宇、苏辛一、王爽、邱健、陶彦峰、刘国阳、郭向伟、齐军、秦惠敏、杨文超、马晋辉、姚谦、周海波、王葵、王华广、李磊、成和祥、方勇杰、李威、吴敬坤、张忠华、王绍德、冯艳虹、吴利军、康义、马怡晴、李彬、刘汉伟、陈志刚。



引 言

电力系统的安全可靠、经济高效运行,对于保障国家能源安全、促进经济社会可持续发展具有重要的意义。为指导电力系统科学发展,促进规划、设计、运行等专业相互协调,在总结原行业标准《电力系统技术导则》经验的基础上,在本次同步修编《电力系统安全稳定导则》工作的同时,结合未来能源战略转型发展趋势,编制完成《电力系统技术导则》。本标准明确了电力系统发展应遵循的主要技术原则和方法,从电源安排及接入、系统间联络线、直流输电系统、送受端系统、无功补偿与电压控制、电力系统全停后的恢复、继电保护、安全自动装置、调度自动化、电力通信系统等方面提出了技术要求。

电力系统技术导则

1 范围

本标准规定了电力系统基本技术要求以及电源安排、电源的接入、系统间联络线、直流输电系统、送受端系统、无功补偿与电压控制、电力系统全停后的恢复、继电保护、安全自动装置、调度自动化、电力通信系统等要求。

本标准适用于电压等级为 220 kV 及以上的电力系统。220 kV 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。

GB/T 26399 电力系统安全稳定控制技术导则

GB/T 34122 220 kV~750 kV 电网继电保护和安全自动装置配置技术规范

GB 38755—2019 电力系统安全稳定导则

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 power system

由发电、供电(输电、变电、配电)、用电设备以及为保障其正常运行所需的继电保护和安全自动装置、调度自动化、电力通信等二次设备构成的统一整体。

3.2

新能源场站 new energy station

集中接入电力系统的风电场或太阳能电站并网点以下所有设备。

注:包括变压器、母线、线路、变流器、风电机组、太阳能发电系统、储能及辅助设备等。

3.3

负荷备用容量 load reserve

接于母线且立即可以带负荷的系统备用容量,用以平衡瞬间负荷或新能源引起的功率波动与预计之间的偏差。

3.4

事故备用容量 accident reserve

电力系统发生事故后在规定时间内可供调用的电源容量。

3.5

检修备用容量 maintenance reserve

为保证系统内的发电设备进行定期检修而不致影响供电,根据系统水电、火电、核电配合及年负荷变化等情况设置的作为发电设备进行定期检修时的备用容量。

3.6

并网 connection

发电厂(机组)与电网之间或电力用户的用电设备与电网之间的物理连接。

3.7

直流输电系统 DC transmission system

将交流电力经整流器变换成直流电输送至受电端,再用逆变器将直流电变换成交流电送到受端交流电网的输电系统。

注:由整流站、逆变站、直流输电线路、电力滤波器、无功补偿装置以及相关的保护控制装置等构成。

3.8

系统间联络线 interconnection line

省电网间或大区电网间的输电线路。

注:大区电网是几个省电网互联形成的电网。

3.9

枢纽变电站 pivotal substation

330 kV 及以上电压等级的变电站。

注 1:不包括单回线路供电的 330 kV 终端变电站。

注 2:对电网安全运行影响重大的 220 kV 变电站是否为枢纽变电站,由所属电网企业根据电网结构确定。

3.10

涉网保护 grid-related generator protection

在发电机组(含新能源)及同步调相机、静止同步补偿器等无功调节设备的保护和控制装置中,动作行为和参数设置与电网运行方式相关或需要与电网侧安全自动装置相协调的部分。

4 电力系统的基本要求

4.1 电力系统应满足安全可靠、经济高效、灵活调节的基本原则,包括以下要求:

- a) 满足安全稳定运行要求,保障电力供应的充裕可靠;电力系统应满足 GB 38755—2019 所规定的安全标准;
- b) 充分利用已有设备资源,提高整体利用效率效益。统筹发展需求、建设投资、运行成本等因素,通过多方案比选确定技术经济指标较优的规划设计方案;
- c) 适应电源结构、负荷特性、运行条件等变化,满足新能源和各类用电负荷的接入。

4.2 电网结构应按照电压等级和供电范围分层分区,控制短路电流,各电压等级及交直流系统之间应相互协调。

4.3 应在重要负荷中心配置一定规模的具有支撑和调节能力的电源。各类电源装机应根据其功能定位,确定适当的配置比例,保证合理电源结构和布局。

4.4 电力系统无功功率应满足电压分层控制和分区就地平衡。

4.5 电力系统二次设备和一次设备应相互协调配合并同步设计、同步建设、同步投运。

4.6 继电保护装置应满足可靠性、选择性、速动性、灵敏性要求;新设备在电力系统中首次应用时,应开展相关继电保护对新设备并网的适应性研究。

4.7 应根据电网结构、运行特点、通信通道等条件配置必要的安全自动装置。并应具备开放、智能、安全、共享的调度自动化系统以及充足、安全、可靠的电力专用通信资源。

4.8 对于经论证可提升安全稳定性和经济性的电力新技术,应积极稳妥推广应用。

5 电源安排

5.1 建设规划

- 5.1.1 燃煤电站宜建设高效清洁机组；燃气电站应在经济效益好的地区建设。
- 5.1.2 水电站建设应选择水利资源条件好的流域，并结合资源条件优先建设大型水电机组。
- 5.1.3 抽水蓄能电站应在建设条件优越、经济性突出、调峰需求强的地区建设。
- 5.1.4 核电建设应在确保安全性的前提下开展。
- 5.1.5 风电、太阳能发电等新能源装机应结合资源条件积极发展建设，并优先利用其发电量。
- 5.1.6 大容量储能设备可根据需要因地制宜积极推广建设。

5.2 调节能力

- 5.2.1 应加强电力系统调节能力建设，常规电源（火电、水电、核电等）应具备足够的调节能力，在系统中应配置必要的调峰气电、抽水蓄能等灵活调节电源以及储能设备，新能源场站应提高调节能力。
- 5.2.2 应充分利用电力市场机制，调动各类电源及用户参与电力系统调节。
- 5.2.3 应在重要负荷中心建设一定规模的常规电源（火电、水电、核电等），满足系统安全稳定和供电需求。
- 5.2.4 应统筹系统承载能力、电网安全风险，确定新能源并网规模。

5.3 备用容量

- 5.3.1 电力系统应具备有功功率备用容量，并充分考虑跨省跨区支援能力及新能源利用，统筹安排备用容量，包括负荷备用、事故备用、检修备用。
- 5.3.2 负荷备用容量为最大发电负荷的 2%~5%。
- 5.3.3 风电、太阳能发电等新能源装机较多的地区，需结合新能源出力特性和参与平衡的比例，额外设置一定的负荷备用容量。
- 5.3.4 事故备用容量为最大发电负荷的 10% 左右，但不小于系统一台最大机组或馈入最大容量直流的单极容量。
- 5.3.5 检修备用容量应结合电源结构、负荷特性、设备质量、检修水平等情况确定，检修备用容量的选取应确保周期性地检修所有运行机组。

5.4 新能源参与电力电量平衡

- 5.4.1 应充分考虑新能源装机出力的随机性、间歇性特征，结合新能源功率预测，以安全可靠、经济高效为基本原则，将新能源装机纳入电力电量平衡。
- 5.4.2 新能源发电量宜按照设计利用小时数参与电量平衡计算，新能源发电出力宜按适当比例参与电力平衡计算。

注：运行中新新能源发电量可按不小于预测值的 95% 考虑。

6 电源的接入

6.1 接入原则

- 6.1.1 应考虑以下因素选定火电、水电、核电等常规电厂的出线电压：

- a) 发电厂的规划容量、单机容量、送电距离和送电容量及其在系统中的地位与作用；

- b) 电厂接线结构的简单性:电厂出线电压等级数及回路数应尽可能少;
- c) 调度运行与事故处理的灵活性;
- d) 短路电流控制:电厂母线短路电流不超过断路器最大开断能力;
- e) 对提高系统稳定性的作用。

6.1.2 主力电源宜接入最高电压等级。单机容量为 600 MW 及以上机组,可直接接入 500 kV 及以上电压等级电网,也可根据需要,经技术经济论证,接入低一级电压电网;单机容量为 200 MW~300 MW 级的机组,按 6.1.1 的因素,经技术经济论证,接入 220 kV~500 kV 电压等级电网。

6.1.3 新能源场站应根据场站容量、机组特性等,可根据 6.1.2 确定适当的接入电压等级。新能源场站接入应满足相关惯量、短路容量、功率调节、电压控制、穿越能力、电能质量等要求。

6.1.4 对于兼顾本地负荷与远方送电的电厂,必要时可以两级电压等级接入电网。直接接入地区电网的机组,应与当地负荷相适应,以避免不适当的二次升压;对于受端系统内的主力电厂,也可以有部分机组就近接入低一级电压电网,但出线的电压等级不应超过两级。

6.1.5 在电厂内不宜设两级电压联络变,如采用应经过技术经济论证。

6.2 安全要求

6.2.1 设计电源接入系统时,应防止发生严重故障时,因负荷转移引起恶性连锁反应。应避免一组送电回路的输送容量过于集中,在发生严重故障时,因失去电源容量过多而引起受端系统崩溃。

6.2.2 每一组送电回路的输送能力应保证送出所接入的电源容量。

6.2.3 每一组送电回路的最大输送功率占受端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确定。

6.2.4 除共用一组送电回路的电源外,应避免大电源在送端连在一起,送到同一方向的几组送电回路不宜在送端连在一起,经论证需要在送端或中途连在一起时,应能在严重故障时可靠快速解列。

6.2.5 送到不同方向的几组送电回路,如在送端连在一起,应考虑在故障时具备快速解列或切机等措施,以防止由于负荷转移而扩大故障。

6.2.6 在电源送出系统设计中,应尽量避免输电通道紧密布局。

6.2.7 电源出口同杆并架的线路,设计标准应相应提高,采用耐张段距离应相应缩短。

6.2.8 机组较多的特大容量电厂的主接线,应结合所接入系统的具体条件,研究分组运行的可行性。

7 系统间联络线

7.1 可行性研究

7.1.1 建设系统间联络线应充分论证其必要性。宜从以下方面进行分析:

- a) 可得到的错峰效益与调峰效益;
- b) 可提高的电网安全性效益:包括运行水平、可靠性指标、紧急故障支援等;
- c) 送电效益;
- d) 可提高的有功功率交换、减少电源备用的经济效益,包括水火电综合利用、清洁能源互补效益等;
- e) 对清洁能源利用、环境保护和经济社会发展的影响及其效益。

7.1.2 应分析建设联络线及有关设施的投资、运行费用等,统筹考虑技术经济效益确定系统间联络线建设的可行性。

7.2 建设要求

7.2.1 应依据交直流技术特性、功能定位、应用范围选择联络方式。远距离大容量输电、非同步系统互

联等,宜采用直流技术;主网架构建、提高安全稳定水平等,宜采用交流技术。

7.2.2 互联容量应根据系统需求确定。对于输电功能,应统筹送端电力外送需求及受端市场空间进行确定;对于联网功能,应结合电力系统稳定要求、资源配置及互济需要、紧急故障支援等需求确定。

7.2.3 应以标准电压等级序列为依据,根据输电能力、经济送电距离进行分析论证,确定联络电压等级。交流联络线的电压等级宜不低于主网最高电压等级。

7.2.4 联络线输送电力占受端系统最大负荷的比重不宜过大,具体比例可结合受端系统的具体条件来决定。

7.2.5 变电站出口同杆并架的线路,设计标准应相应提高,采用耐张段距离应相应缩短。

7.3 配套措施

7.3.1 应分析系统间联络线建设带来的电网运行复杂性以及可能的故障连锁反应问题,结合对电网调度运行和故障处理的影响,确定相应的配套措施。

7.3.2 系统间联络线应具备相应的通信、远动信息及合理的自动调频和联络线自动负荷控制手段。

7.3.3 当两个系统通过联络线发生失步或任一侧系统故障造成电压崩溃或联络线过负荷时,都应有相应措施,以防止由于连锁反应而扩大故障。

8 直流输电系统

8.1 基本要求

8.1.1 直流输电系统的规划、设计,应根据性质作用、功能定位、系统需求确定技术路线、输电容量、电压等级。

注:直流输电系统从结构上可分为两端、多端和背靠背直流,从换流原理上可分为基于电压源换流器的直流输电(柔性直流)和基于电网换相型换流器的直流输电(常规直流)。

8.1.2 在直流输电系统设计中,应重点分析交流线路短路故障引起的单回直流连续换相失败或多回直流同时发生换相失败现象,提出必要的解决措施。

8.1.3 直流输电系统应配置功率控制、调制功能和无功补偿与控制策略。

8.2 换流站的接入

8.2.1 接入系统应能满足直流额定容量电力的汇集或疏散。

8.2.2 应尽量选择短路比(多馈入短路比)较高接入点。

8.2.3 换流站接入电网电压等级不应超过两级。

8.2.4 对于多馈入直流受端系统,应尽量分散落点,完善落点近区交流主网架。

9 送受端系统

9.1 应优化送受端系统内部最高一级电压的网架结构,形成结构清晰、安全可靠、经济合理、运行灵活的主干网架。

9.2 送受端系统应进行科学分层分区,并注重各电压等级、交直流、源网荷统筹协调发展。

9.3 送受端系统的无功电源安排应留有适当裕度,以保证系统各厂站的电压在正常和事故后均能满足运行要求。

9.4 大城市负荷中心枢纽变电站的布局和建设规模需统筹站点功能、地位、供电负荷性质等因素,分布不宜过于集中。应满足如下要求:

- a) 任一变电站全停时,不致引起受电地区全停,同时应采取自动措施,以保证重要负荷的安全

供电；

b) 有利于简化低一级电压网络,实现分片供电；

c) 对于重要城市或重要地区,可结合实际情况设置应急保安电源点。

9.5 应解开或避免形成严重影响电网安全稳定的电磁环网。

10 无功补偿与电压控制

10.1 基本原则

10.1.1 应按分层分区和就地平衡原则配置无功补偿装置。

10.1.2 常规厂站的无功补偿装置宜采用可投切的并联电容器、电抗器,必要时配置高压电抗器。

10.1.3 对于电压稳定问题突出的直流送受端换流站,经技术经济论证,可采用动态无功补偿装置。

10.1.4 对于负荷密度高、本地电源缺乏、动态无功支撑能力不足的交流系统,经技术经济论证,可采用动态无功补偿装置。

10.1.5 对于新能源场站并网点的无功功率和电压调节能力不能满足相关标准要求的,应加装动态无功补偿装置。

10.1.6 500 kV(330 kV)及以上线路的充电功率应基本予以补偿,应满足从最小负荷至最大负荷的所有工况下,由送端到降压变压器出口(包括所连接的补偿设备)的无功功率均能平衡。220 kV 电缆线路的充电功率应通过配置并联电抗器等手段基本予以补偿。

10.1.7 发电机及同步调相机均应带自动调节励磁(包括强行励磁)运行,并保持其运行稳定性。

10.2 500 kV(330 kV)及以上线路高压并联电抗器的装设

10.2.1 如在正常及检修(送变电单一元件)运行方式下发生故障或任一处无故障三相跳闸时,需采取措施限制母线侧及线路侧的工频过电压在最高运行电压的 1.3 倍及 1.4 倍额定值以下,应装设高压并联电抗器。

10.2.2 为保证线路瞬时性单相故障时单相重合成功,如需采用高压并联电抗器并带中性点小电抗作为解决潜供电流的措施时,应装设高压并联电抗器。

10.2.3 系统运行操作需要时应装设高压并联电抗器。

注:如同期并列操作。

10.2.4 电缆出线较多的母线,经技术经济论证认为有必要时应装设高压并联电抗器。

10.2.5 系统无功平衡需要,而又无法装设足够的低压电抗器时应装设高压并联电抗器。

10.3 带负荷调压变压器

10.3.1 在电网电压可能有较大变化的 220 kV 及以上的降压变压器及联络变压器,可采用带负荷调压方式。

注:如接于出力变化大的电厂或接于时而为送端、时而为受端的站点的母线。

10.3.2 电网中的各级主变压器,宜按照至少有一级电压的变压器采用带负荷调压方式设置。

11 电力系统全停后的恢复

11.1 总体要求

11.1.1 电力系统全停后应具备两个恢复启动路径,优先考虑通过本地区内电源或外部系统帮助全停地区恢复供电。当不可能时,应尽快执行系统黑启动方案。

11.1.2 应提前制定黑启动技术方案,开展过电压、自励磁等分析,确定合理的启动路径。

11.2 恢复步骤

11.2.1 全停系统黑启动分为准备阶段、电源黑启动阶段、网架重构阶段、负荷恢复阶段。

11.2.2 在准备阶段,应尽快确定黑启动的目标系统状态,选择网架重构策略,确定系统分区方案、黑启动电源、启动无黑启动能力机组的送电路径、对紧急负荷的供电路径等。

11.2.3 在电源黑启动阶段,应尽量选择调节性能好、启动速度快、具备进相运行能力的机组作为黑启动电源(优先选用直调电厂作为启动电源)。每个黑启动电源应有独立的黑启动路径,应便于分区目标网架的快速恢复。

11.2.4 在网架重构阶段,每个黑启动分区均应明确目标网架,包括分区内的黑启动电源、黑启动路径、第二批启动电源、关键变电站、线路和适量负荷等。在合适的条件下,将不同黑启动分区的目标网架逐步进行互联,完成网架重构。

11.2.5 在负荷恢复阶段,应在主力电厂均启动并网、网架重构完成后,再进行大规模的负荷投入操作,并控制系统频率和电压在允许范围内。应根据全停地区负荷重要性分类,优先恢复重要性等级高的用电负荷。

12 继电保护

12.1 对于 220 kV 及以上电压的线路,为保障系统稳定运行,故障切除时间应满足以下要求:

- a) 220 kV 线路近远端故障切除时间不大于 0.12 s;
- b) 330 kV 线路近远端故障切除时间不大于 0.1 s;
- c) 500 kV 及以上电压等级线路近端故障切除时间不大于 0.09 s、远端故障不大于 0.1 s;
- d) 母线、变压器的故障切除时间应按同电压等级的近端故障切除时间考虑。

12.2 220 kV 及以上线路应按系统具体条件考虑重合闸方式,重合闸方式及重合时间应同时满足系统稳定运行和电网设备安全运行的要求,不应导致事故范围的扩大。当一定长度以上的 330 kV~1 000 kV 线路采用单相重合闸时,为了使重合闸成功,如有需要时应考虑潜供电流抑制措施。

12.3 直流输电系统并网,应校核相关接入系统继电保护的配置方案和性能,分析直流控制保护系统与相关交流继电保护的协调配合是否满足系统稳定运行要求。

12.4 电源侧和用户侧的保护配置方案应满足系统稳定和运行管理要求。电源侧的继电保护的配置与整定应与电网相协调;电铁、钢厂等用户侧的保护配置需满足 GB/T 34122 相关内容要求。

注:电源侧的继电保护包括涉网保护、线路保护。

13 安全自动装置

13.1 应根据电网结构和电力系统稳定计算分析结果,在适当位置装设安全稳定控制装置,组成安全稳定控制系统。安全稳定控制系统宜按分层分区原则配置,各类稳定控制措施及控制系统之间应相互协调配合。

13.2 当电力系统受到 GB 38755—2019 中第二级安全稳定标准中较严重故障扰动时,应采取切机、切负荷(含集中切负荷、精准切负荷)、直流功率紧急控制等控制措施,防止系统稳定破坏。

13.3 直流系统发生故障后应将换流器重启、直流功率转带等与系统稳定运行有关的控制信号传送到相关的安全自动装置。

13.4 低频低压自动减负荷装置应能在系统发生有功功率和无功功率缺额的情况下,按照计划切除相应的部分负荷,使运行系统的频率、电压恢复到允许的偏差范围内。低频自动减负荷的动作频率和时间

的整定,应与系统内机组(含核电、新能源)的频率保护等相配合,避免出现机组大量无序脱网;过频(高周)切机装置的设置应防止在过剩功率不大时切除大容量机组引起的过切情况。

13.5 应在保证电力系统稳定基础上,统筹考虑经济性和相关政策要求,以确定系统内机组的切除顺序,宜优先选择切除水电机组、处于发电状态的蓄能机组、新能源机组及较小容量的火电机组。

13.6 应根据 GB/T 26399 相关规定设置解列点,解列后各地区应满足各自同步运行与供需基本平衡的要求。

13.7 当单回线或同塔线路失压造成厂站全站或一段母线失压时,应配置备用电源自动投入装置。

14 调度自动化

14.1 调度机构的电网调度控制系统应满足电网实时监控与预警、调度计划与安全校核、调度管理等方面的业务需求。根据电网特点和实际运行需求,还可具备水调自动化、新能源监测与调度、电力市场等功能。

14.2 地区级及以上调度宜与电网调度控制系统同期建设电网备用调度控制系统,备调系统的功能和运行管理应与主调系统协调,满足电网运行控制和调度生产指挥连续性的要求。

14.3 电源侧、变电站及用户侧应配置完善的自动化系统和设备,应全面支撑电网调度控制系统的可靠运行。直调(控)厂站的远动信息上送范围应满足相关规定,信息采集应采用直调直采、直采直送的方式。

14.4 风电场和光伏电站的自动化系统应具备新能源预测功能,应向所属电网调度机构上报长期电量预测、中期功率预测、短期功率预测和超短期功率预测数据。

14.5 参与电网调频和调压的风电场和光伏电站,应具备与相关调度端配合的有功功率控制和无功电压控制功能。

14.6 500 kV(330 kV)及以上厂站、220 kV 枢纽变电站、大电源、电网薄弱点、通过 35 kV 及以上电压等级线路并网且装机容量 40 MW 及以上的风电场及光伏电站均应配置同步相量测量装置,具备电力系统连续的动态安全稳定监视能力。

14.7 电力监控系统网络安全防护应按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的总体原则,同步纳入电力系统的规划、设计、建设和运行,并应依据国家和行业的相关标准开展网络安全等级保护测评和安全防护评估。

15 电力通信系统

15.1 电力系统生产运行场所均应具备电力通信专用网络。用于传送电网控制信息的通信通道应利用电力通信专用网络承载,生产控制信息大区业务与管理信息大区业务的通信通道间应进行物理隔离。

15.2 所有新建的发、输、变电工程的设计,应包括相应的通信通道部分,并与本体工程同步投入运行。

15.3 所有新建的输变电工程应同步建设通信光缆,架空线路光缆类型宜采用光纤架空复合地线,所配置的纤芯数量除应满足本线路使用需求,并应给通信网络发展留有余地。

15.4 各级调度控制中心和直接调度的 110 kV 及以上电压等级发电厂、变电站之间至少应有两个独立的通信通道。

15.5 通信网规划建设应统筹考虑调度自动化、继电保护、安全自动装置、调度电话、行政电话及电力系统运营管理等业务需求,并为各类业务提供综合通道。

15.6 发、输、变电工程设计时,在满足工程通信通道需要的基础上,应依据光传输网络的技术特点与结构特点,利用新建通信系统不断促进网络整体性能优化,避免出现网络缺陷和重复建设。

15.7 如通信通道中断会影响电网的可靠运行,则应在设计阶段安排事故备用的通道或其他措施。

15.8 通信设备应有可靠的电源以及自动投入的事故备用电源,其容量应满足电源中断时间的要求。当通信电源的输入交流电源中断时,枢纽变电站通信蓄电池组供电时间应不小于 4 h,地理位置偏远的无人值班变电站不小于 8 h。
