



Universiade SHENZHEN 2011

深圳2011世界大学生运动会合作伙伴  
Partner of Shenzhen 2011 Summer Universiade



中国南方电网  
CHINA SOUTHERN POWER GRID

# 南方电网二次系统“十二五”规划 (技术原则) 指导意见

二〇一一年三月

## 编制说明

按照公司“集团化管理模式、一体化管理制度”的要求，为规范南方电网二次系统“十二五”规划，促进南方电网二次系统建设，适应南方电网一次系统及其智能化和信息化的发展，特制定《南方电网二次系统“十二五”规划（技术原则）指导意见》（以下简称《指导意见》）。

《指导意见》涵盖二次系统的继电保护、安全自动装置、自动化和通信等专业，从网、省、地各级电网二次系统的技术目标、路线、方向、标准等方面，规定了南方电网二次系统“十二五”规划应遵循的基本技术原则。

在《指导意见》编制过程中，公司计划发展部多次组织会议，对《指导意见》的编制给予协调、指导，并向公司相关部门和单位征求意见，组织专家对《指导意见》进行评审。编制过程中得到了中国南方电网调度控制中心的大力支持，公司总部各相关部门和各省公司对本《指导意见》也提出了很好的建设性意见。

## 目 次

编制说明 .....	1
第一部分 “十二五” 继电保护规划技术原则 .....	1
1. 范围 .....	1
2. 规范性引用文件 .....	1
3. 总则 .....	1
4. 规划技术原则 .....	2
4.1 交流线路保护 .....	2
4.1.1 500kV 线路保护 .....	2
4.1.2 220kV 线路保护 .....	2
4.1.3 110kV 线路保护 .....	2
4.1.4 10kV~35kV 线路保护 .....	3
4.1.5 交流线路 T 区（短引线）保护 .....	3
4.2 交流母线保护 .....	3
4.2.1 500kV 母线保护 .....	3
4.2.2 220kV 母线保护 .....	3
4.2.3 110kV 母线保护 .....	4
4.2.4 35（66）kV 母线保护 .....	4
4.3 交流断路器保护 .....	4
4.3.1 500kV 断路器保护 .....	4
4.3.2 220kV 断路器保护 .....	4
4.4 交流变压器保护 .....	4
4.5 交流高压并联电抗器保护 .....	4
4.6 交流高压串联补偿装置控制保护 .....	4
4.7 低压电容器、电抗器保护 .....	5
4.8 直流换流站控制保护 .....	5
4.9 大型发电机及发变组保护 .....	6
4.10 故障录波器及行波测距装置 .....	6
4.11 继电保护信息系统 .....	6
4.12 继电保护定值整定计算系统 .....	7
4.13 继电保护通道 .....	7
4.13.1 线路保护通道 .....	7
4.13.2 行波测距装置通道 .....	7
4.13.3 继电保护信息系统通道 .....	7
4.14 继电保护设备改造原则 .....	7
4.15 继电保护规划技术原则的其它要求 .....	8
第二部分 “十二五” 安全自动装置规划技术原则 .....	9
1. 范围 .....	9
2. 规范性引用文件 .....	9
3. 术语及定义 .....	9
4. 总则 .....	10
5. 电网安全稳定分析要求 .....	10

5.1	计算数据的要求	10
5.2	故障类型及分析要求	10
5.2.1	单一故障	10
5.2.2	单一严重故障	11
5.2.3	多重严重故障计算	11
5.3	故障切除时间	11
5.4	稳定判据	11
6.	安全稳定控制措施原则	11
6.1	总体控制原则	11
6.2	第二道防线控制措施原则	12
6.3	第三道防线控制措施	12
7.	第二道防线规划原则	12
7.1	总体原则	12
7.2	稳控系统主站/子站规划原则	13
7.3	稳控系统切机/切负荷执行站规划原则	13
7.4	稳控管理主站规划原则	13
7.5	稳控系统通道规划原则	14
8.	第三道防线规划原则	14
8.1	总体原则	14
8.2	解列装置规划原则	14
8.3	低频、低压减载规划原则	14
8.4	过频切机规划原则	15
8.5	三道防线协调配置原则	15
9.	备自投装置规划原则	15
9.1	备自投装置规划总体原则	15
9.2	220kV 及以上电压等级备自投装置规划原则	15
9.3	110kV 及以下电压等级备自投装置规划原则	16
第三部分 “十二五” 自动化规划技术原则		17
1.	范围	17
2.	规范性引用文件	17
3.	总则	18
4.	规划总体目标框架	18
5.	规划总体原则	19
5.1	技术原则	19
5.1.1	一体化原则	19
5.1.2	模块化原则	19
5.1.3	智能化原则	20
5.2	规划原则	20
6.	一体化电网运行智能系统主站规划技术原则	20
6.1	技术原则	20
6.1.1	总体原则	20
6.1.2	系统架构	21
6.1.3	支撑平台	22
6.1.4	调度自动化	23

6.1.5	广域相量测量	23
6.1.6	水调自动化/小水电调度	23
6.1.7	智能调度计划	24
6.1.8	智能调度指令	24
6.1.9	在线稳定分析	24
6.1.10	继电保护信息	25
6.1.11	安全稳定控制	25
6.1.12	电网运行评价	25
6.1.13	调度运行管理	25
6.1.14	电能计量	26
6.1.15	电能质量监测	26
6.1.16	雷电定位监测	26
6.1.17	气象监测	26
6.1.18	通信运行管控	27
6.1.19	电力地理信息	27
6.1.20	变电站视频及环境监控	27
6.1.21	一次设备在线监测	27
6.1.22	配电网自动化	28
6.2	规划原则	28
6.2.1	总体原则	28
6.2.2	网级主站系统规划原则	28
6.2.3	省（区）级主站系统规划原则	28
6.2.4	地县级主站系统规划原则	29
6.2.5	现有系统过渡原则	30
7.	一体化电网运行智能系统厂站规划技术原则	30
7.1	技术原则	30
7.1.1	总体原则	30
7.1.2	系统架构	30
7.1.3	支撑平台	31
7.1.4	厂站内自动化	32
7.1.5	集控/运维中心自动化	33
7.1.6	输电线路在线监测终端	34
7.1.7	负荷管理终端	34
7.1.8	配变监测计量终端	35
7.1.9	配电自动化终端	35
7.2	规划原则	35
8.	备用调度中心规划原则	36
9.	二次系统安全防护规划原则	36
10.	辅助设施规划原则	36
11.	通信网支撑要求	37
	第四部分 “十二五” 通信规划技术原则	38
1.	范围	38
2.	规范性引用文件	38
3.	总则	39

4.	技术原则 .....	39
4.1	电网通信业务配置原则 .....	39
4.1.1	继电保护业务 .....	39
4.1.2	直流控制保护业务 .....	40
4.1.2	安全稳定控制业务 .....	40
4.1.3	调度自动化业务 .....	40
4.1.4	广域相量测量业务 .....	40
4.1.5	一体化电网运行智能系统业务 .....	40
4.1.6	配电网自动化业务 .....	41
4.1.7	配电网计量业务 .....	41
4.1.8	信息化管理业务 .....	41
4.1.9	调度电话业务 .....	42
4.1.10	统一通信业务 .....	42
4.1.11	视频会议系统业务 .....	42
4.1.12	营业所、变电站视频监控业务 .....	42
4.2	光缆网规划原则 .....	43
4.3	光纤传输网络规划原则 .....	43
4.4	载波通信规划原则 .....	44
4.5	调度数据网规划原则 .....	44
4.6	综合数据网规划原则 .....	45
4.7	调度语音交换网规划原则 .....	46
4.8	统一通信规划原则 .....	47
4.8.1	统一通信系统功能规划原则 .....	47
4.8.2	统一通信硬件架构规划原则 .....	47
4.9	视频会议系统规划原则 .....	48
4.10	支撑网规划原则 .....	48
4.10.1	同步网络规划原则 .....	48
4.10.2	通信运行管控系统规划原则 .....	48
4.11	应急通信规划原则 .....	49
4.12	通信电源规划原则 .....	49

# 第一部分 “十二五” 继电保护规划技术原则

## 1. 范围

本原则规定了南方电网继电保护规划的技术要求。

本原则适用于中国南方电网有限责任公司所属各单位，各单位编制“十二五”继电保护规划应遵照本原则进行。南方电网内发电、用电单位也应遵守本原则规定。

本原则适用于 10kV 及以上交直流电网继电保护以及换流站、串补站控制保护的规划。

本原则未涉及的相关规划原则内容，参照国家、电力行业、南方电网公司的有关标准和规定执行。

## 2. 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本原则的引用而成为本原则的条款。凡注明日期的引用文件，其随后所有的修改单或修订版均不适用于本原则（不包括勘误、通知单），然而，鼓励根据本原则达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡未注日期的引用文件，其最新版本适用于本原则。

- a) 中华人民共和国电力法（第60号主席令）
- b) GB/T 22390.4《高压直流输电系统控制与保护设备 第4部分：直流系统保护设备》
- c) GB/T 14285《继电保护和安全自动装置技术规程》
- d) DL/T 769《电力系统微机继电保护技术导则》
- e) DL/T 5218《220kV~500kV变电所设计技术规程》
- f) DL/T 5136《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》
- g) Q/CSG 10011《中国南方电网220kV-500kV变电站电气技术导则》
- h) Q/CSG 11006《数字化变电站技术规范》
- i) 《中国南方电网电力二次系统安全防护管理暂行规定》
- j) 《中国南方电网公司继电保护反事故措施汇编》
- k) 《中国南方电网500kV线路保护及辅助保护技术规范（试行）》
- l) 《中国南方电网500kV母线保护技术规范》
- m) 《中国南方电网地区电网继电保护整定原则（试行）》
- n) 《中国南方电网继电保护信息系统技术规范（试行）》

## 3. 总则

- a) 继电保护的配置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。并应综合考虑以下几方面：电网的结构特点和运行要求；故障几率和可能造成的后果；国内外运行经验；对电网发展的适应性；技术经济合理性。
- b) 变电站同一期建设的同一类型保护应尽可能减少设备厂家数量。
- c) 为便于运行维护及提高配合可靠性，500kV变电站线路保护和与之配合的断路器保护、同一串内的断路器保护宜采用同一厂家的设备。
- d) 继电保护装置应微机化，继电保护装置应具备向远方传送信息和接受控制命令的接口，应能通过不少于3个独立以太网接入站内自动化系统和继电保护信息系统，应能接受同步时钟信号。
- e) 新建、改造厂站的保护装置与继电保护信息系统子站及站内自动化系统的接口宜采用符合IEC61850标准的规约，并具有完善的自我描述功能。

## 4. 规划技术原则

### 4.1 交流线路保护

#### 4.1.1 500kV 线路保护

- a) 线路应至少装设两套完整的、各自独立的主后一体化全线速动微机保护，原则上配置两套光纤电流差动保护。
- b) 长距离、重负荷的西电东送主干线路宜配置三套线路保护。装有串联补偿电容的线路及其相邻线路，宜配置三套线路保护。
- c) 换流站的交流出线，应配置两套光纤电流差动保护。
- d) 同杆并架部分长度超过5km或超过线路全长30%的线路应配置两套光纤电流差动保护。
- e) 通道条件具备时，小于20km的线路应配置两套光纤电流差动保护。
- f) 重冰区的线路，配置两套光纤电流差动保护时，应急通道采用载波通道的，应配置第三套线路保护或者两套光纤电流差动保护中至少有一套可以适用于载波通道。
- g) 线路保护应配置零序反时限过流保护。
- h) 线路应装设过电压保护，过电压保护应按双重化配置。过压保护功能宜包含在主保护装置中。
- i) 每套线路保护应具备双通道。
- j) 线路保护、过电压及远方跳闸保护采用光纤传输通道时，保护装置宜采用内置光纤接口，取消信号传输装置；采用复用光纤通道时，宜直接通过光纤接口连接至通信同步数字体系设备，取消数字接口装置。

#### 4.1.2 220kV 线路保护

- a) 线路保护应遵循相互独立的原则按双重化配置，并独立组屏。每套保护采用主保护和后备保护一体化的微机保护装置。通道条件具备时，每套保护宜采用双通道。
- b) 对于有旁路母线的变电站，需要旁路带路的，旁路应配置纵联保护。存在旁路代路运行方式的线路，配置两套光纤纵联差动保护时，其中应至少有一套具有纵联距离保护功能。
- c) 通道条件具备时，小于20km线路宜配置两套光纤电流差动保护。
- d) 同杆并架部分长度超过5km或超过线路全长30%的线路应配置两套光纤电流差动保护。
- e) 重冰区的线路，应至少有一套保护能适应应急通道。
- f) 双重化配置的每套线路保护宜对应启动一套断路器失灵保护，动作于断路器的一组跳闸线圈。
- g) 线路保护应具有断路器三相不一致保护和过流保护功能。

#### 4.1.3 110kV 线路保护

- a) 每回110kV线路应配置一套含重合闸功能的线路保护。单侧电源线路且为线变串单元接线时，负荷端可不配置线路保护。
- b) 符合下列条件之一的110kV线路，应装设一套光纤电流差动保护，经论证有必要时可装设两套线路保护：
  - 1) 双侧电源线路符合下列条件之一时，应装设一套光纤电流差动保护：
    - i) 根据系统稳定要求有必要时；
    - ii) 线路发生三相短路，如使发电厂厂用母线电压低于允许值（一般为60%额

定电压），且其他保护不能无时限和有选择地切除短路时；

- iii) 如电力网的某些主要线路采用全线速动保护后，不仅改善本线路保护性能，而且能够改善整个电网保护的性能。
- 2) 对多级串联的线路，为满足快速性和选择性的要求，应装设一套光纤电流差动保护。
- 3) 对于长度不超过 8km 的短线路、同杆架设的双回线应装设一套光纤电流差动保护。
- c) 对于风电场接入系统的线路，条件具备时宜装设一套光纤电流差动保护。
- d) 具有光纤通道的110kV线路，可配置一套光纤纵联保护；
- e) 对于数字化变电站，110kV电压等级线路可采用保护测控一体化装置，应按双套配置。

#### 4.1.4 10kV~35kV 线路保护

- a) 10kV~35kV线路应采用保护、测控一体化装置，三相操作插件应含在装置内。
- b) 10kV~35kV线路保护应具有过电流保护、重合闸等功能。
- c) 10（20）kV线路保护还应具有零序过流保护。
- d) 对于短联络线路或整定困难的35kV线路，可配置光纤电流差动保护。其它采用合环运行的10kV~35kV线路，为了提高供电可靠性，根据需求可以配置光纤电流差动保护。
- e) 对于数字化变电站，10kV~35kV 电压等级应采用保护测控一体化装置，按单套配置。

#### 4.1.5 交流线路 T 区（短引线）保护

- a) 500kV出线间隔设置有出线隔离刀且CT采用串内式布置时，短引线区域需配置双套短引线保护，短引线保护应能根据出线隔离刀位置自动投退。
- b) 500kV出线间隔设置有出线隔离刀且CT采用串外式布置时，出线T区需配置双套T区保护，T区保护含三端差动保护、短引线保护及线路末端保护功能，相关功能应能根据出线隔离刀位置自动投退。

### 4.2 交流母线保护

#### 4.2.1 500kV 母线保护

- a) 每段母线按双重化原则配置两套母线差动保护。保护应具有断路器失灵联跳功能。
- b) 双重化配置的每套母线保护应对应动作于断路器的一组跳闸线圈。
- c) 母线保护的配置应能满足最终一次接线规模的要求。

#### 4.2.2 220kV 母线保护

- a) 220kV母线应配置双套母线保护，应选用可靠的、灵敏的和不限运行方式的母线保护，并应具有切除双母线相继故障的功能。
- b) 每套母线保护装置应含有失灵保护，并应具有失灵电流判别功能。
- c) 双重化配置的每套母线保护应对应动作于断路器的一组跳闸线圈。
- d) 220kV母联、分段断路器保护可采用母线保护中的母联、分段断路器充电过流保护，也可配置独立的母联、分段断路器充电过流保护。

### 4.2.3 110kV 母线保护

- a) 220 kV变电站的110 kV母线应配置一套母线保护。
- b) 110kV变电站需要快速切除110kV母线故障时，可配置一套母线保护。

### 4.2.4 35（66）kV 母线保护

- a) 500kV变电站内变压器低压侧35（66）kV 母线应配置一套母线保护。
- b) 数字化变电站的10~35kV母线宜配置简易母线保护功能，简易母线保护功能包含在主变低压侧后备保护中。

## 4.3 交流断路器保护

### 4.3.1 500kV 断路器保护

- a) 500kV厂站按断路器配置断路器保护，断路器保护中应具有断路器三相不一致保护、过流保护、死区保护、断路器失灵保护和自动重合闸等功能。
- b) 每台断路器配置一套断路器保护和一台操作箱。

### 4.3.2 220kV 断路器保护

220kV母联（分段）为非机械三相联动机构的断路器时，220kV母联（分段）断路器应配置独立的母联（分段）保护，保护功能包括三相不一致保护。

## 4.4 交流变压器保护

- a) 220kV及以上电压等级变压器应遵循相互独立的原则，按双重化配置两套主、后一体化的电气量保护和一套本体非电量保护。
- b) 220kV及以上电压等级变压器后备保护包含过流保护、零序过流保护及相间与接地阻抗保护等。500kV变压器高压侧后备保护还应包含过激磁保护和反时限零序过流保护。
- c) 110kV变压器保护宜采用电气主保护、非电量保护、各侧后备保护装置独立的配置方案，也可采用分别组屏的双套主后合一的电量保护和一套非电量保护的配置方案。独立配置时，电气量主保护与后备保护应引自电流互感器的不同二次绕组；双套主后合一配置时，每套电气量保护应引自电流互感器的不同二次绕组。
- d) 对于数字化变电站，应采用主后一体的双重化配置。

## 4.5 交流高压并联电抗器保护

- a) 500kV高压并联电抗器电气量保护应遵循相互独立的原则按双重化配置，并应配置一套完整的非电量保护。
- b) 500kV高压并联电抗器电气量保护应配置主电抗器的差动保护、差动速断保护、零序差动保护和匝间短路保护等作为主保护，配置主电抗器过电流保护、零序过流保护和过负荷保护以及中性点电抗器过电流保护和过负荷保护等作为后备保护。

## 4.6 交流高压串联补偿装置控制保护

- a) 高压线路串联补偿装置的控制和保护系统应相互独立，且均应按双重化原则配置。
- b) 当串补装置为独立的分段接线时，每段串补装置的控制、保护系统应相互独立，同时应能协调配合。
- c) 串补站站内监控系统由站控层、控制层和就地层三部分组成，并应采用分层、分布

式的网络结构。

- d) 控制系统具有远方和就地控制功能，执行串补装置的投入、退出及自动顺序控制等功能。
- e) 串补站计算机监控系统应能实现串补装置断路器、隔离开关、接地开关、平台围栏及爬梯等设备的防误操作闭锁功能。
- f) 控制系统应提供与站内其它系统设备的接口，包括：与电网安全稳定控制系统、全站时钟同步系统、对端电厂次同步谐振保护的接口等。
- g) 串联补偿装置保护应配置电容器不平衡保护、电容器过负荷保护、MOV不平衡保护、MOV大电流保护、MOV能量保护、平台闪络保护、旁路断路器失灵保护、三相不一致保护及火花间隙保护等功能。
- h) 串联补偿装置保护应具备线路保护联动功能，当线路内部故障时接收线路保护的快速旁路命令，退出串联补偿装置；当串联补偿装置发生某些内部故障如旁路断路器失灵时，需发送跳闸命令至线路保护，跳开线路两侧断路器。

#### 4.7 低压电容器、电抗器保护

- a) 35（66）kV及以下电容器宜采用保护、测控一体化装置，装置应具有三相操作功能，保护应采用三相电流互感器。电容器保护应具有过电流保护、零序过流保护、不平衡保护、过电压保护、低电压保护、非电量保护等功能。
- b) 35（66）kV及以下电抗器宜采用保护、测控一体化装置，装置应具有三相操作功能，保护应采用三相电流互感器。电抗器保护应具有过电流保护、零序过流保护、非电量保护、过负荷告警等功能。

#### 4.8 直流换流站控制保护

- a) 直流换流站的控制和保护系统应相互独立，保护应至少为双重化配置。
- b) 直流换流站控制系统由站控制级、极/阀组控制级和设备就地控制三部分组成，采用分层分级的网络结构。
- c) 直流控制系统应具备双极功率控制、双极功率控制模式极功率独立控制、同步极电流控制、紧急极电流控制、降压运行控制、极功率倒送及极线路开路试验控制等模式。
- d) 直流控制系统应包括电流控制、电压控制、熄弧角控制、换流变分接头控制、最小电流限制、低压限流功能、接地极电流限制和监视、过负荷控制、无功功率控制、顺序控制、功率调制控制功能、孤岛运行等功能。对于特高压直流换流站单极双阀组串联的方式，控制系统还需具备双阀组协调控制功能。
- e) 直流保护系统根据保护区域的不同，应包括如下功能模块：换流器保护、直流极母线保护、接地极线保护、直流线路保护、高速开关保护、平波电抗器保护及直流滤波器保护。
- f) 对于特高压直流换流站单极双阀组串联的方式，为避免单阀组维护对运行阀组产生影响、保证阀组层保护的独立性，每个阀组采用单独的保护装置。
- g) 直流换流站内交流保护系统包括换流变压器保护、交流滤波器保护、交流出线保护、交流断路器保护、交流母线保护、交流变压器保护等。换流变压器保护包括：变压器差动保护、过流保护、过负荷保护、饱和保护、过电压保护、过激磁保护、零序过流保护、非电量保护、中性点偏移保护(零序电压)、阻抗保护等。

#### 4.9 大型发电机及发变组保护

- a) 大型发电机及发变组（100MW及以上大型水轮发电机及发变组、300MW及以上大型汽轮发电机及发变组）保护应采用微机型保护，电气量保护按双重化配置。
- b) 每套发变组保护装置均应含完整的主保护及后备保护，宜使用主、后一体化的保护装置。当发电机与变压器之间装设断路器时，发电机与变压器保护装置宜分别独立设置。发电机出口不装设断路器时，发电机与变压器保护装置可合并设置，每一套保护应具有发电机纵联差动保护和变压器纵联差动保护功能。
- c) 双重化配置的两套电气量保护应相互独立，彼此没有电气联系，并安装在各自屏柜内。
- d) 双重化配置的每套电气量保护应对应动作于断路器的一组跳闸线圈。非电量保护应同时动作于断路器的两组跳闸线圈。

#### 4.10 故障录波器及行波测距装置

- a) 换流站直流线路应双重化配置故障录波器，直流线路均应配置行波测距装置。
- b) 220kV及以上电压等级变电站均应装设故障录波器，录波器应具有事件记录、组网、远传和接受站内统一时钟系统对时功能。
- c) 220kV及以上电压等级变电站故障录波器应按不同电压等级分别配置。当变电站设置就地保护小室时，故障录波器应按就地分散的原则配置。
- d) 对于500kV变电站，故障录波器具体配置如下：
  - 1) 主变独立设置录波器，两台主变配置一台录波器；
  - 2) 两串的线路、断路器等设备配置一台录波器；
  - 3) 220kV线路按每组双母线配置一台或两台录波器；
- e) 对于220kV变电站，故障录波器具体配置如下：
  - 1) 主变独立设置录波器，两台主变配置一台录波器；
  - 2) 220kV线路按每组双母线配置一台或两台录波器；
  - 3) 110kV线路根据规模配置一台或两台录波器。
- f) 110kV变电站宜全站装设一台故障录波器，终端变电站可不配置故障录波器。
- g) 500kV线路长度超过20km、220kV线路长度超过40km或多单位维护的220kV及以上线路应配置行波测距装置；其它巡线困难的220kV及以上线路宜装设行波测距装置。
- h) 运行单位根据需要可配置行波测距主站。
- i) 为了简化配置和节约投资，应积极开展故障录波器与行波测距装置一体化的研究工作。
- j) 开展数字化变电站的网络报文记录分析系统的研究，系统应具备对基于数字化变电站系统通信网络的全过程进行报文记录、存储和分析的功能。

#### 4.11 继电保护信息系统

- a) 应用现代网络通信技术，按照分层分级收集信息的原则，充分利用保护信息和故障录波信息资源，建立继电保护信息系统，为调度人员分析事故提供必要的信息来源。
- b) 地市及以上调度机构应建设继电保护主站系统。
- c) 继电保护信息系统由南网总调主站系统、各省网中调主站系统、地市供电局调度端主站系统和厂站端继电保护信息子站系统组成。
- d) 110kV及以上变电站应配置继电保护信息子站系统。
- e) 厂站内保护及故障录波设备应以独立的通信网络接入继电保护信息子站系统。

- f) 继电保护信息子站系统应采用嵌入式系统。
- g) 为便于事故分析，继电保护信息主站系统宜能与调度端自动化主站系统连接，以获取厂站端一次设备状态信息等数据。
- h) 应积极推进继电保护信息系统实现远程定值修改等控制功能的应用。如继电保护信息系统实现远程定值修改等控制功能，则保护装置的数据和控制命令应从实时数据网传输，否则相关信息传输应采用非实时数据网。
- i) 继电保护信息子站系统优先采用调度数据网通道接入主站系统，并需根据系统所在分区采取相应的安全防护措施。子站系统应具备同时向多个调度端主站系统传输数据的能力。
- j) 220kV及以上电压等级变电站的子站系统应接入中调主站系统和地调主站系统。500kV及以上电压等级变电站的子站系统还需接入南网总调主站系统。
- k) 加快建成覆盖全网220kV电压及以上厂站的继电保护信息系统，新建项目随工程一起实施，已有厂站宜随改、扩建工程或单项技改工程分步实施。

#### 4.12 继电保护定值整定计算系统

- a) 建设网、省、地整定基础数据一体化管理平台，实现电网整定基础数据的精细化管理；数据按调度管辖范围进行划分、维护和管理；实现整定基础数据的完全共享，避免上下级电网近似等值可能导致的降低保护定值正确性问题。
- b) 逐步建立基于EMS信息的继电保护定值在线校核系统；通过与EMS接口，获取电网的实际运行数据，在线校核继电保护运行定值在当前系统方式下是否满足选择性和灵敏性要求。

#### 4.13 继电保护通道

##### 4.13.1 线路保护通道

- a) 线路纵联保护应优先采用光纤通道。长度小于60km的线路，保护通道可采用专用光纤芯，尽量减少保护通道中的转换设备。
- b) 500kV线路每套主保护应采用两路完全独立的通道。220kV线路每套主保护宜采用两路完全独立的通道。每套保护可采用专用光纤芯+2M通道或双2M通道。
- c) 独立配置的远方跳闸保护，其通道应独立于线路差动保护的通道。
- d) 用于独立通道的两路通信设备、通信直流电源及通道介质应相互独立。

##### 4.13.2 行波测距装置通道

行波测距装置应采用调度数据网或2M复用光纤通道通信。

##### 4.13.3 继电保护信息系统通道

继电保护信息系统主站系统与子站系统之间优先选用调度数据网通信，基建工程中调度数据网宜与变电站同步建设，不具备条件时可采用复用2Mb/s光纤通道通信。

#### 4.14 继电保护设备改造原则

在“十二五”规划工程中，按照以下原则对已有保护进行改造：

- a) 存在重大缺陷或不满足现行技术规范、反事故措施要求，影响电网安全稳定运行的设备应纳入改造范围。
- b) 缺乏生产厂商可靠技术支持及备品备件保障的设备应纳入改造范围。
- c) 一次设备改造时，二次设备改造周期可适当调整，宜同步考虑二次设备改造工作。

- d) 凡达到下列条件应纳入改造范围：
- 1) 运行年限超过 12 年的 10kV 及以上保护装置；
  - 2) 因保护装置原因造成多次误动、拒动的同一型号的保护装置。
  - 3) 由于载波通道影响保护的正确动作，且已具备光纤通道条件的 110kV 及以上线路，进行主保护的光纤通道改造。
  - 4) 新建工程中涉及到对侧 220kV 变电站线路保护配合时，220kV 同塔（杆）并架多回路不满足跨线故障正确选相动作的保护（单命令纵联保护），对侧保护随新建工程进行改造。
  - 5) 装置定值项设置及其整定范围不满足系统运行需要。
  - 6) 其它不满足系统运行要求的设备。

#### 4.15 继电保护规划技术原则的其它要求

- a) 对保护通道的要求：
- 1) 传输线路差动保护信息的复用光纤保护通道端到端延时不应不大于 10ms，传输线路纵联保护信息的复用光纤通道传输时间不应不大于 12ms；通道全程节点数应小于 15 个。点对点的直达光纤通道传输时间不应不大于 5ms。
  - 2) 传输线路纵联保护信息的复用载波通道的传输时间：允许式不应不大于 15ms；闭锁式不应不大于 10ms；采用专用信号传输设备的闭锁式不应不大于 5ms。
  - 3) 复用光通信通道的通信路由中间不宜经低速转接，正常运行的误码率不应不大于  $10^{-6}$ 。
- b) 对直流电源的要求：
- 1) 220kV 及以上双重化配置的保护所采用的直流电源应取自不同段直流母线，且两组直流之间不允许采用自动切换。双重化配置的两套保护与断路器的两组跳闸线圈一一对应时，其保护电源和控制电源必须取自同一组直流电源。
  - 2) 220kV 及以上用于相互独立保护通道的数字接口装置的通信电源应相互独立，不应因一路通信电源发生故障同时失去两路相互独立的保护通道。
- c) 对保护用电流互感器二次绕组推荐配置原则：
- 1) 500kV 线路保护宜选用 TPY 级；
  - 2) 母差保护可根据保护装置的特定要求选用适当的电流互感器；
  - 3) 断路器失灵保护可选用 TPS 级或 5P 等二次电流可较快衰减的电流互感器，不宜使用 TPY 级。
- d) 220kV 及以上电压等级的断路器均应配置断路器本体的三相位置不一致保护并投入运行。

## 第二部分 “十二五”安全自动装置规划技术原则

### 1. 范围

本原则规定了南方电网安全自动装置规划及专题研究时应遵循的标准和要求。

本原则适用于中国南方电网有限责任公司所属各单位，各单位编制“十二五”安自规划应遵照本原则进行。南方电网内发电、用电单位也应遵守本原则规定。

本原则未涉及的相关规划原则内容，参照国家、电力行业、南方电网公司的有关标准和规定执行。

### 2. 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本原则的引用而成为本原则的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单或修订版均不适用于本原则（不包括勘误、通知单），然而，鼓励根据本原则达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡未注日期的引用文件，其最新版本适用于本原则。

- a) GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- b) DL 755 电力系统安全稳定导则
- c) DL 723 电力系统安全稳定控制技术导则
- d) DL/T 478 静态继电保护及安全自动装置通用技术条件
- e) DL/T 1092 电力系统安全稳定控制系统通用技术条件
- f) Q/CSG 1004 南方电网安全稳定计算分析导则
- g) 中国南方电网公司220千伏及以上电网规划技术原则（系统二次部分）
- h) 《中国南方电网安全稳定控制系统技术规范（试行）》

### 3. 术语及定义

下列术语和定义适用于本原则。

#### 1. 电力系统三道防线

第一道防线，在电力系统正常状态下通过预防性控制保持其充裕性和安全性（足够的稳定裕度），当发生短路故障时由电力系统固有的控制设备及继电保护装置快速、正确地切除电力系统的故障元件。

第二道防线，针对预先考虑的故障形式和运行方式，按预定的控制策略，采用安全稳定控制系统（装置）实施切机、切负荷、局部解列等控制措施，防止系统失去稳定。

第三道防线，由失步解列、频率及电压紧急控制装置构成，当电力系统发生失步振荡、频率异常、电压异常等事故时采取解列、切负荷、切机等控制等措施，防止系统崩溃。

#### 2. 电力系统安全自动装置

用于防止电力系统稳定破坏、防止电力系统事故扩大、防止电网崩溃及大面积停电以及恢复电力系统正常运行的各种自动装置的总称。如安全稳定控制装置、电力系统自动解列装置、低频减载装置、低压减载装置、过频切机装置、备自投装置等。

#### 3. 安全稳定控制装置（简称稳控装置）

为保证电力系统在遇到大扰动时的稳定性而在电厂或变电站内装设的控制设备，实现切机、切负荷、快速减出力、直流功率紧急提升或回降等功能，是保持电力系统安全稳定运行的第二道防线的重要设施。

#### 4. 安全稳定控制系统（简称稳控系统）

由两个及以上厂站的安全稳定控制装置通过通信设备联络构成的系统，实现区域或更大

范围的电力系统的稳定控制。

#### 5. 备自投装置

备用电源的自动投入装置简称备自投装置。当工作电源因故障或其它原因断开后，能自动、迅速地将备用电源或备用设备投入工作或将用户切换到备用电源上去，而使用户不致于被停电。

备自投装置按照备自投对象划分，一般包括母联（分段、桥）备自投、线路备自投和主变备自投；按照备自投的动作类型划分，包括就地备自投和远方备自投。

#### 6. 电力系统自动解列装置

针对电力系统失步振荡、频率崩溃或电压崩溃的情况，在预先安排的适当地点有计划地自动将电力系统解开，以平息振荡的自动装置。依系统发生的事故性质，按不同的使用条件和安装地点，电力系统自动解列装置可分为失步解列装置、频率解列装置和低压解列装置。

### 4. 总则

- a) 电网安全自动装置实行统一规划、同步建设、分层分区、局部电网服从全网，低压电网服从高压电网，各类稳定控制措施及控制系统之间应遵循相互协调配合的原则。
- b) 安全自动装置规划应结合电网规划进行，根据系统一次网架结构及潮流情况，分析系统存在的稳定问题，提出相应的稳定控制措施和安全自动装置配置方案。
- c) 安全自动装置规划编制年限应与电网规划年限一致；同时，宜根据电网建设的实际情况，逐年进行滚动修编，特别是要对下年度电网的安全稳定情况进行计算分析，提出初步的下年度安全自动装置建设和改造方案。
- d) 安全自动装置的规划设计应以保证电网安全稳定为前提，综合考虑装置设备、技术及相关专业发展状况，兼顾电力设备和电网的结构特点和运行特点。

### 5. 电网安全稳定分析要求

#### 5.1 计算数据的要求

南方电网“十二五”安全稳定分析所用计算数据，应满足《南方电网安全稳定计算分析导则》（Q/CSG 11004-2009）关于计算模型和参数的相关要求；涵盖全网 220kV 及以上电压等级电网（包括电源相对集中的 110kV 地区电网以及海南 110kV 及以上电网）及所有中调、总调调管的发电厂。其中，对于安全自动装置规划阶段的计算数据应以电网规划研究成果为基础；年度方案制定阶段的计算数据应以具体年方式数据为基础。

各地区供电局安全稳定分析所用计算数据，还应涵盖地区 110kV 及以上电压等级电网及所有地调、中调、总调调管的发电厂范围。

根据南方电网的特点，应选取丰大极限方式、计划方式以及重要交流线路及直流输电系统检修方式进行安全稳定分析。各地区供电局可选取反映自身特点的有关运行方式进行安全稳定分析。

#### 5.2 故障类型及分析要求

应结合计算的具体需要选取电力系统三类大扰动进行安全稳定分析，包括单一故障、单一严重故障、多重严重故障。其中对各种故障的分析要求如下：

##### 5.2.1 单一故障

系统发生单一故障时，应能保持电力系统正常供电和稳定运行，并且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) 正常丰大方式（含计划方式和极限方式）下，应扫描各种单一故障类型，以确定系统在各种运行方式下的稳定状况。

- b) 正常单一元件检修或退出运行方式下，各种类型单一故障发生时，应根据安全稳定计算结果和相关设备能力确定系统有关线路/断面的控制极限。

### 5.2.2 单一严重故障

系统发生单一严重故障时，可以采用切机、切负荷、提升或回降直流功率、直流功率限制和解列等稳定控制措施。根据南方电网自身的特点，规划计算中应重点考虑以下严重故障方式，同时制定相应的控制措施：

- a) 计算正常丰大全接线运行方式和各种检修方式下，平行双回线路、行径同一走廊任意两回线路、同塔多回线路故障跳闸、直流闭锁等故障。其中，直流闭锁故障应包括：双极同时闭锁、双极相继闭锁、后闭锁极再启动不成功及同塔架设多回直流同时闭锁等故障形式。面对电网不断发展所带来的新的挑战，单一严重故障应考虑同塔多回线路一级塔检修方式下所有线路同时停运的情况。
- b) 对于500kV变电站主变故障的情况，当500kV变电站内超过3台主变时应考虑两台变压器同时失电的情况。

### 5.2.3 多重严重故障计算

根据南方电网自身的特点，规划计算中应重点考虑的多重严重故障主要是指：直流组合故障和交流断面全断、断路器拒动、失去大电源等情况。

系统发生多重严重故障时，必须采取措施，防止系统崩溃，避免造成大面积停电和对用户（包括厂用电）的灾害性停电。由于多重故障的分散性、复杂性和随机性，一般不通过设置紧急稳定控制装置来采取措施，而是通过设置就地的分散型控制装置，如低频减载、低压减载、低压解列、低频解列、失步解列等装置来采取措施。

## 5.3 故障切除时间

故障切除时间按照《南方电网安全稳定计算分析导则》（Q/CSG 11004-2009）的相关要求执行。

## 5.4 稳定判据

系统只有满足暂态稳定、动态稳定、电压稳定、频率稳定及热稳定全部五条判据时，才能判为稳定。

其中热稳定极限应满足生技部核定的最新设备热稳定限流的相关要求。

## 6. 安全稳定控制措施原则

### 6.1 总体控制原则

- a) 控制措施应以满足稳定判据的相关要求为目标。
- b) 正常方式（包括检修方式）下，电网单一故障引起的稳定问题应采取预防控制措施，单一严重故障引起的稳定问题应采取稳定控制措施。
- c) 控制措施应简单可靠，局部稳定问题的控制措施应尽量在本区域内实现。
- d) 应优先采用切机、直流功率调制等措施，必要时可采取切负荷、解列局部电网等措施。
- e) 各类控制措施应满足电网安全稳定控制的快速性要求。
- f) 各类控制措施应考虑重要用户的供电安全。
- g) 切机措施的制定应考虑机组运行特性及厂用电安全。
- h) 切负荷措施应以不引发重特大电网事故为前提。
- i) 对于高低压电磁环网因高一级交流通道断开导致低一级通道的过载问题，当切机、切负荷灵敏度较低时，可以考虑断开低压过载通道的措施。

j) 为提高供电可靠性，必要时可采取备自投等快速恢复控制措施。

## 6.2 第二道防线控制措施原则

- a) 应尽可能保证电网的完整性、避免用电负荷损失，优先考虑切机控制措施。
- b) 送端大量切机造成系统功率缺额时，或切机措施难以完全解决系统稳定问题时，可在受端电网采取相应的切负荷措施，同时应与送端的切机措施相协调。
- c) 第二道防线采取控制措施后应尽量避免第三道防线动作。

## 6.3 第三道防线控制措施

- a) 由于多重严重故障导致电力系统失去稳定性或频率、电压严重异常时，应通过电网解列、频率及电压紧急控制等措施防止系统崩溃。
- b) 失步解列  
失步解列方案的制定，应综合考虑电网各种运行方式、各种振荡模式以及解列措施的有效性来确定：
  - 1) 根据电网的运行方式，选取可能的严重事故类型，进行暂态稳定分析计算；
  - 2) 寻找可能的振荡中心的位置及变化范围，确定电网存在的失步断面；
  - 3) 同一断面不同厂站所安装的解列装置，应根据解列装置的解列对象，确定动作顺序及协调配合的具体方法；
- c) 低频减载  
低频减载总容量的确定应考虑系统可能的最严重事故情况。  
低频减载应设置短延时的基本轮和长延时的特殊轮，基本轮用于快速抑制频率的下降，特殊轮用于防止系统频率长时间悬浮于某一较低值，使频率恢复到长期允许范围。  
本规划低频减载措施应在南方电网最新的联合低频减载方案基础上，进行适应性校核和调整。
- d) 低压减载  
低压减载可按动作电压及延时分为若干轮。第一轮的动作电压值应低于系统长期允许的最低电压值，最后一轮的动作电压值应高于系统静态电压失稳的临界电压值，电压级差可选 $2\% \sim 5\%U_n$ 、每轮动作延时 $0.2 \sim 5$ 秒。为了尽快使电压恢复到长期允许范围以内，可设置一个长延时的轮次，该轮电压定值可与第一轮相同或略高，延时 $10 \sim 20$ 秒。  
本规划低压减载措施应在各省（区）电网最新的低压减载方案基础上，进行适应性校核和调整。
- e) 过频切机  
电厂应配置过频切机装置，由电网统一考虑区域内机组过频切机方案。过频切机方案应与火电机组的OPC（超速保护）相配合，其动作轮次设置宜按照水电机组、发电状态的蓄能机组、火电机组的顺序考虑。
- f) 低频、低压减载方案以及过频切机方案应根据电网运行方式的调整适时考虑统一的校核调整。

## 7. 第二道防线规划原则

### 7.1 总体原则

- a) 稳控系统应按分层分区的原则配置。南方电网稳控系统由三个层级构成：南网主网安全稳定控制系统、省网安全稳定控制系统、区域安全稳定控制系统。

- b) 南网主网稳控系统控制措施的实现可通过所辖区域稳控系统、各省级稳控系统来完成。各省级安全稳定控制系统除完成主网稳控系统要求外，还需要解决本省电网的稳定问题。
- c) 各省电网发生较严重故障时，应通过省级稳控系统及其所辖区域稳控系统实施稳定控制措施。
- d) 区域电网发生较严重故障时，应通过区域稳控系统实施稳定控制措施。
- e) 根据网架结构和系统稳定情况，可按照“（控制）主站->（控制）子站->执行站”或“控制站->执行站”模式建设省网稳控系统及其所辖区域稳控系统。
- f) 需新增安全稳定控制系统的区域，应提出具体的建设方案，为工程实施提供指导性依据；对于新建或扩建的变电站为减少工程施工难度，稳控系统装置宜随基建工程同期建设，对于已运行的变电站，应纳入技改专项工程中统筹建设。
- g) 安全稳定控制系统应具有较好的适应性和扩展性，但其稳控策略不应过于复杂。
- h) 安全稳定控制系统的规划设计应落实防止稳控装置的误动或拒动的反事故措施。
- i) 积极推动安全稳定控制系统“主站/子站在线化、执行站标准化”的建设和工作模式，提升安全稳定控制系统的适应性和智能化水平。
- j) 为保证安全稳定控制装置可靠运行，对于运行超过10年的装置应予以更换。

## 7.2 稳控系统主站/子站规划原则

- a) 稳控系统主站/子站装置应双重化配置，两套装置并列运行。
- b) 为避免单一装置误动或拒动引发重大电网事故，应将控制量分散设置在不同厂站的装置中。
- c) 根据稳控措施的控制需要，省网稳控系统应在相应的站点设置安全稳定控制系统主站，并通过其与南网主网稳控系统接口，实现两级稳控系统的协调配合。
- d) 采用“控制站->执行站”模式建设的区域稳控系统，可在多个站点设置相互协调配合的控制站，为避免控制站策略及通信的复杂性，区域稳控系统控制站的数量不宜过多。

## 7.3 稳控系统切机/切负荷执行站规划原则

- a) 根据主网及局部电网稳控系统切机功能的需要，在相应的电厂配置切机执行站，切除站内机组；
- b) 切机执行站应按双重化配置，具备远方切机和本地过频切机功能。
- c) 根据主网及局部电网稳控系统切负荷功能的需要，在相应220kV或110kV变电站配置切负荷执行站，切除站内负荷。
- d) 切负荷执行站宜按双重化配置；对系统稳定影响不大且同一主站/子站所连的切负荷执行站数量较多时可考虑单套配置。
- e) 切负荷执行站根据系统稳定需要宜接入单一的稳控子站/主站。

## 7.4 稳控管理主站规划原则

- a) 南方电网总调及各省调应建设安全稳定控制系统管理主站。
- b) 稳控管理主站应能实时收集调管范围内稳控装置的定值、自检报告、变位报告、动作报告、故障录波及通信通道运行情况等信息。
- c) 稳控管理主站可实现与规划的综合数据平台的通信连接，可实现在生产管理区的WEB服务功能。

## 7.5 稳控系统通道规划原则

- a) 不同厂站的稳控装置之间交换信息均应采用复用2Mb/s光纤通道进行通信。
- b) 对于双重化配置的稳控系统，两套稳控系统应采用两路完全独立的通信通道，且通道宜采用自愈环方式。
- c) 稳控主站发出的控制命令经多级传输后到达最后一级执行站装置的总传输延迟时间不宜超过30ms。
- d) 稳控系统主站、子站及执行站与调度端稳控管理主站应优先采用调度数据网进行通信，也可采用复用2Mb/s光纤通道进行通信。

## 8. 第三道防线规划原则

### 8.1 总体原则

- a) 对于多重严重故障，必须设置应对措施，加强第三道防线建设。
- b) 地区或局部电网与主网解列后的频率或电压稳定问题应由地区或局部电网采取合理的稳定控制措施解决。
- c) 各省区电网低频减载方案应满足南方电网联合低频减载方案的要求，同时应考虑地区电网实际稳定情况进行合理配置；低压减载方案由各省网根据地区电网电压稳定情况进行合理配置。
- d) 应在规划阶段对电网多重严重故障进行稳定分析，研究现有第三道防线控制方案的适应性，提出第三道防线完善建议。

### 8.2 解列装置规划原则

- a) 失步解列是电力系统稳定破坏后防止事故扩大的基本措施。在规划电网结构时，应实现合理的分层分区原则；运行中的电力系统应分析本电网各种可能的失步振荡模式，制定失步振荡解列方案，在适当地点配置自动解列装置。
- b) 远方大电厂与主网失去同步时可采用切除部分机组实现再同步的措施，但应具有规定时间内再同步无效进行解列的后备措施。
- c) 根据系统需要，可在适当的地点配置其它类型的解列装置，包括：频率（低频或过频）解列装置、低压解列装置等。
- d) 220kV及以上系统的解列装置应按双重化配置。

### 8.3 低频、低压减载规划原则

- a) 低频、低压自动减载是防止电力系统有功功率或无功功率突然缺额引起的频率崩溃或电压崩溃事故的有效措施。各电网应考虑系统内可能发生的最严重事故情况，并配合解列点的安排，制定低频及低压自动减载方案，配置相应的自动减载装置和切负荷量。
- b) 对于可能孤立运行的地区电网或大机组小系统电网，应采取措施防止低频自动减载装置过切负荷造成系统频率超过允许范围。
- c) 应根据系统分析结果在可能存在电压稳定问题的地区配置足够数量的低压自动减载装置或集中切负荷装置。
- d) 负荷中心的区域电网在主要受电断面联络线全部断开或部分断开引起潮流大量转移时，该区域电网可能面临电压稳定问题，可采取在送端切机、受端切负荷的措施予以解决。集中切负荷控制与分散低压自动减载控制应进行协调配合。
- e) 低压减载功能与低频减载功能可以设计在同一套装置内，共用切负荷的出口回路，

但功能应各自独立，不能互相闭锁。

- f) 积极推进低频低压减载与切负荷执行站一体化装置的应用，但功能应各自独立。

#### 8.4 过频切机规划原则

- a) 送端系统电厂应配置过频切机装置，可与稳控系统的切机执行站设备协调配合，采取一体化设计，但功能应各自独立。
- b) 应防止在过剩功率不大时切除大容量机组引起的过切、导致系统频率下降至允许范围以下的情况。

#### 8.5 三道防线协调配置原则

- a) 应根据《电力系统安全稳定导则》所规定的要求，设置电网系统稳定运行的三道防线，并对各道防线的控制措施进行整体优化协调。
- b) 对于地区电网在第一级稳定标准下的故障情况，存在稳定问题的可采取相应的稳控措施，并应在电网一次规划中逐步考虑解决。
- c) 对于电网第二级安全稳定标准规定的各种故障形式，应针对具体故障设置对应的控制措施，并在第二道防线中实施控制，尽量避免或减少第三道防线控制措施动作导致动作范围扩大。
- d) 对于地区电网与主网解列的稳定问题，可在第二道防线中有针对性的实施必要的控制，避免完全依赖第三道防线进行防范，二、三道防线的控制策略应相互兼顾。
- e) 第二道防线稳控装置拒动时，第三道防线的控制措施应能防止事故扩大避免系统崩溃。

### 9. 备自投装置规划原则

#### 9.1 备自投装置规划总体原则

- a) 为提高电网供电可靠性和稳定性，应结合电网的具体情况，在有需要的变电站配置备自投装置。
- b) 凡具备环网供电能力的变电站，主要指因系统运行需要而采取解环等措施的变电站，应配置相应的备自投装置。
- c) 备自投装置的配置，对新建或扩建的变电站应随基建工程同期建设，对已运行的变电站应纳入技改专项工程中统筹考虑。
- d) 对于重要的供电负荷，运行方式条件允许时，应考虑装设备自投装置。
- e) 积极推进稳控执行站与备自投装置一体化的研究试点工作。
- f) 根据电网的实际情况，必要时可配置远方备自投装置。

#### 9.2 220kV及以上电压等级备自投装置规划原则

- a) 500kV及以上电压等级变电站的备自投装置应采用完全独立的双重化配置。
- b) 凡220kV母线采取分列运行方式的500kV及以上电压等级变电站均应配置母联备自投装置。
- c) 正常方式下主变热备用的500kV及以上电压等级变电站，可根据运行需要配置主变备自投装置。
- d) 正常方式有500kV线路热备用的站点，可根据运行需要配置线路备自投装置。
- e) 凡采取220kV线路热备用或220kV母线分列运行方式的220kV变电站，应在220kV侧配置线路或母联备自投装置。
- f) 正常方式下主变热备用的220kV变电站，可根据运行需要配置主变备自投装置。

### 9.3 110kV 及以下电压等级备自投装置规划原则

- a) 凡采取110kV线路热备用或110kV母线分列运行方式的220kV变电站,应在110kV侧配置线路或母联备自投装置。
- b) 具备两路及以上供电电源的110kV变电站(两路及以上电源长期并列运行、T接方式、线路变压器单元接线除外), 110kV侧应配置备自投装置。
- c) 110kV及以下备自投装置不得将上一级安自装置动作所切除负荷投入运行。
- d) 两回及以上220kV线路-变压器组接线方式的变电站, 应在110kV母联开关加装备自投装置
- e) 装有两台及以上主变的变电站, 一般应在10kV低压侧装设备自投装置。

## 第三部分 “十二五”自动化规划技术原则

### 1. 范围

本原则规定了南方电网各级电网二次系统自动化部分的规划技术原则。

本原则适用于南方电网 10kV 及以上电压等级交直流电网、发电厂、变电站二次系统自动化部分，和县级及以上调度机构二次系统自动化部分的规划。中国南方电网有限责任公司所属各单位编制“十二五”二次系统自动化部分规划时应遵照本原则进行。南方电网内发电、用电单位也应遵守本原则规定。

本技术原则未涉及的相关规划原则内容，参照国家、电力行业、南方电网公司的有关标准和规定执行。

### 2. 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本原则的引用而成为本原则的条款。凡注明日期的引用文件，其随后所有的修改单或修订版均不适用于本原则（不包括勘误、通知单），然而，鼓励根据本原则达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡未注日期的引用文件，其最新版本适用于本原则。

- 1) 中华人民共和国电力法（第60号主席令）
- 2) DL 408—1991 电业安全工作规程
- 3) DL/T 558 电业生产事故调查规程
- 4) DL/T 1040 电网运行准则
- 5) DL516-2006 电力调度自动化系统运行管理规程
- 6) 国家电力监管委员会安全生产令（国家电力监管委员会第1号令）
- 7) 电力安全生产监管办法（国家电力监管委员会第2号令）
- 8) 电力二次系统安全防护规定（国家电力监管委员会第5号令）
- 9) 电力二次系统安全防护总体方案（电监安全[2006]34号文）
- 10) 电力系统实时动态监测系统技术规范
- 11) GB 50174-2008 电子信息系统机房设计规范
- 12) Q/CSG 2 1003-2008 中国南方电网电力调度管理规程
- 13) Q/CSG MS0809-2005 中国南方电网调度自动化管理规定
- 14) 中国南方电网有限责任公司电力生产事故调查规程（南方电网安生[2005]18号）
- 15) 中国南方电网电力二次系统安全防护管理暂行规定（南方电网调〔2009〕7号）
- 16) 南方电网电力二次系统安全防护技术实施规范（调自[2008]19号）
- 17) 中国南方电网220kV及以上电网规划技术原则系统二次部分（南方电网计〔2009〕110号）
- 18) Q/CSG 10703-2009 中国南方电网110kV及以下配电网设备装备导则
- 19) Q/CSG 2 1002-2008 中国南方电网110kV及以上变电站运行管理标准
- 20) 中国南方电网地区供电企业调度业务规范化管理标准
- 21) 中国南方电网县级供电企业调度业务规范化管理标准
- 22) 中国南方电网继电保护通用技术规范

- 23) 中国南方电网网省级（备用）调度自动化主站系统技术规范
- 24) 中国南方电网地县级调度自动化主站系统技术规范
- 25) 中国南方电网同步相量测量装置（PMU）配置和运行管理规定
- 26) 中国南方电网调度运行管理系统（OMS）技术规范
- 27) 中国南方电网调度信息披露系统技术规范
- 28) IEC 60870-6（TASE 2）与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议
- 29) DL634.5.101-2002远动协议南方电网实施细则（调自[2007]1号）
- 30) DL634.5.104-2002远动协议南方电网实施细则（调自[2007]1号）
- 31) DL 890 / IEC 61970 能量管理系统应用程序接口（EMS-API）
- 32) DL 860 / IEC 61850 变电站通信网络和系统
- 33) 南方电网EMS电网模型交换技术规范
- 34) 南方电网调度自动化系统不间断电源配置规范

### 3. 总则

各级电网应贯彻落实公司二次一体化要求，整合二次系统相关资源，遵循“统一标准、统一设计、统一建设、统一运行、统一升级”的原则，建设满足智能电网要求的一体化的二次系统，即一体化电网运行智能系统。二次系统自动化部分是一体化电网运行智能系统的核心组成部分，其规划建设应遵循一体化电网运行智能系统的总体方向。

应按照统一规划、标准设计、试点先行、全网推广的步骤，有序推进南方电网一体化电网运行智能系统的研究和建设。规范二次系统的技术标准，组织试点建设并总结推广，为实现智能南方电网提供坚强的技术支撑。

### 4. 规划总体目标框架

一体化电网运行智能系统应覆盖电网企业发输变配二次系统运行的各个环节，为系统运行业务提供完善的技术支持系统，并为企业管理、生产管理、市场营销等部门提供信息支撑。在“十二五”期末，基本形成南方电网二次系统的一体化和规范化建设，初步建成涵盖南方电网主网的一体化电网运行智能系统，建设网省和部分重要地、市、州级电力调度控制中心智能主站端系统，220kV及以上电压等级变电站和部分重要110kV变电站智能远动机。

一体化电网运行智能系统的总体目标框架如图1所示。其主要内容包括：

- a) 一体化电网运行智能系统（OS2）由网、省、地、县、厂站各级电网运行驾驶舱（ODS）共同组成，每级ODS划分为电网运行监控系统（OCS）和电网运行管理系统（OMS）两大部分。
- b) 系统遵循SOA架构体系，在统一模型及服务接口标准的基础上，构建一体化支撑平台及运行服务总线（OSB）。各类业务功能以此为基础开展建设或改造完善。通过支撑平台和横向运行服务总线集成各级ODS功能模块/业务子系统，通过广域运行服务总线实现与上、下级相关业务系统的互联。
- c) 系统通过企业服务总线实现与其它相关业务系统（如生产管理系统、营销系统等企业信息化系统）的信息共享、协调控制及流程化管理。

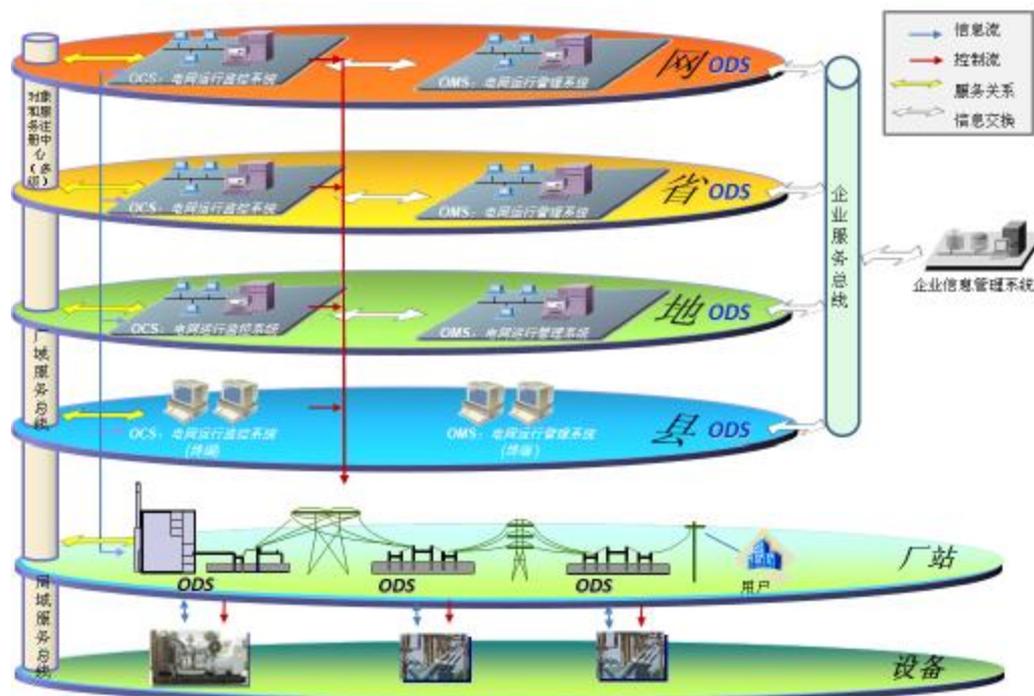


图 1 南方电网一体化电网运行智能系统规划目标框架图

## 5. 规划总体原则

### 5.1 技术原则

- a) 一体化电网运行智能系统应为网、省、地、县各级电网及厂站的安全、经济、优质、环保运行提供充分的技术支持。
- b) 一体化电网运行智能系统的各个组成部分按照“一体化、模块化、智能化”的原则进行建设。

#### 5.1.1 一体化原则

- a) 满足电网二次一体化的要求。全方位覆盖各级调度及厂站的运行监控与运行管理需求；全过程支持电力系统发、输、变、配、用各环节的一体化管控；全面协调电网运行业务和信息的横向协同和纵向贯通。
- b) 在统一模型和服务接口标准的基础上积极推进各级系统一体化建设，实现各级系统互联、互通、互操作，确保系统功能模块之间、主站之间、主站与厂站之间、厂站与厂站之间系统资源的统一共享和协调控制。
- c) 各级系统应采用统一的 ICT 基础设施，逐步实现统一的数据容灾与备份。

#### 5.1.2 模块化原则

- a) 满足业务功能模块化建设和“即插即用”的要求。一体化电网运行智能系统提供标准和开放的 ICT 基础设施和支撑平台，支持电网运行各类技术系统以模块化的方式并入一体化运行智能系统并协同作业。
- b) 电网运行各类技术系统应按照“模块化”的建设要求，采用一体化电网运行智能系统提供的 ICT 基础设施，遵循一体化电网运行智能系统支撑平台的接口要求，实现“即插即用”和业务的灵活互动。
- c) 一体化运行智能系统应具有良好的通用性、兼容性和可扩展性。

### 5.1.3 智能化原则

- a) 促进电网运行信息的智能化共享，促进电网运行业务的灵活互动，全面提升电网运行各专业的协同作业能力，提高工作效率。
- b) 充分运用自动化、智能化技术发展成果，开展电网智能调度的研究和建设，提高电网运行智能分析和智能决策能力，不断提升电网自动控制水平和安全自愈能力，不断提升电网经济、优质、环保运行水平。

## 5.2 规划原则

- a) 系统的规划建设应遵循国家、电力行业以及南方电网颁布的有关法规、标准、规程和规范。
- b) 系统的规划建设应以各级电网一次系统规划为依据，规划水平年与电网一次系统的水平年相适应，系统功能和配置应适度超前，以满足电网规划发展的需要。
- c) 系统的建设应充分利用已有业务系统的资源，遵循新建与改造相结合的原则开展。在已有业务系统满足相关业务功能需求且未到使用年限的情况下，宜对现有系统进行标准化改造和封装，插入一体化电网运行智能系统支撑平台，实现相应的业务应用模块。在已有系统难以改造或接近/达到使用年限的情况下，应规划建设符合标准的新的业务应用模块。
- d) 应进一步提高基础自动化水平，提高基础数据的完整性和准确性，满足电网分析应用软件需求，并为开展综合应用及智能化调度提供全面准确的基础数据。
- e) 各类业务系统的使用年限按 10-12 年考虑，系统到达使用年限后是否改造应在综合评估后确定，未到使用年限的系统可根据需要进行系统功能的扩充和完善。
- f) 系统相关软硬件应逐步采用国产化设备。
- g) 各类系统的规划投资估算应充分考虑系统建设、调试、维护等方面的费用，包括质保期后的维保费用。

## 6. 一体化电网运行智能系统主站规划技术原则

### 6.1 技术原则

#### 6.1.1 总体原则

- a) 主站系统的规划建设应按照一体化电网运行智能系统的总体架构和功能要求开展。
- b) 主站系统由一体化电网运行智能系统支撑平台及构建在此平台上的各类应用模块共同组成。
- c) 一体化电网运行智能系统主站系统应支持调度自动化、广域相量测量、水调自动化/小水电调度技术支持、智能调度计划、智能调度指令、在线稳定分析、保护故障与信息管理等、安全稳定控制、电网运行评价、调度运行管理、电能计量、电能质量监测、雷电定位监测、气象监测、通信运行管控、电力地理信息、变电站视频及环境监控、一次设备在线监测、配电网自动化等多个业务子系统/功能模块。
- d) 一体化电网运行智能系统应配备镜像系统，其包括操作员培训仿真系统(DTS)、离线研究和专业测试仿真系统。
- e) 各应用功能软件应能够共享基于 IEC 61970 CIM 标准的公共电力系统模型和统一标准的电网图形，并能通过统一的界面进行信息展现和人机交互。
- f) 上下级系统应通过网络通信实现数据交换，并逐步推进上下级系统间的应用功能交互。

## 6.1.2 系统架构

一体化电网运行智能系统主站系统包括电网运行监控系统（OCS）与电网运行管理系统（OMS）两大子系统，并从逻辑上划分为智能数据中心、智能监视中心、智能控制中心和智能管理中心四大中心。

### 6.1.2.1 智能数据中心

- a) 智能数据中心为智能监视中心、智能控制中心和智能管理中心提供数据支撑，其与智能监视中心和智能控制中心共同构成 OCS，和智能管理中心共同构成 OMS。
- b) 智能数据中心通过数据采集与处理功能实现主站与厂站一体化数据采集与交换、与常规 RTU/PMU/综自/保信子站等的分散式数据采集与交换、与外部相关业务系统的信息交换及各类数据的预处理功能，逐步实现数据采集处理的综合化，支持电网所有监控对象的数据采集，通过统一的支撑平台提供的电网全景视图及服务总线，为上层应用提供统一的数据支撑。

### 6.1.2.2 智能监视中心

- a) 智能监视中心提供电网运行监视类功能，包括运行状态感知、运行风险防范、智能告警、用户体验等功能模块。
- b) 运行状态感知包括电网稳态监视、动态监视、发电运行监视、输电运行监视、电能计量、电网一二次设备在线状态监测等功能，并具备配电及用电侧信息获取及监视能力。
- c) 网级系统采集监视的范围至少包括本级及下属省级所辖电网，省级系统采集监视的范围至少包括本级及下属地级所辖电网，地级系统采集监视的范围至少包括本级及下属县级所辖电网。各级系统还应能采集监视与其相关电网的运行状态。
- d) 网、省级主站系统应实现火电机组污染物（SO<sub>2</sub>、CO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>等）排放量及热负荷、机组煤耗等信息的在线监测。
- e) 运行风险防范包括操作风险预警、运行风险预警、运行事件告警等功能。

### 6.1.2.3 智能控制中心

- a) 智能控制中心提供电网运行调控类功能，包括运行操作、校正控制、紧急控制等功能模块。
- b) 运行操作包括对电网的人工调控、程序化控制等功能。
- c) 校正控制包括 AGC、AVC 等自动调控功能。
- d) 紧急控制包括在线安全稳定控制等功能。

### 6.1.2.4 智能管理中心

- a) 智能管理中心提供节能发电调度、运行分析、运行评价、并网管理、业务管理等功能模块。
- b) 节能发电调度包括负荷预报、能源预报、计划编排等功能。
- c) 运行分析包括在线和离线的网络拓扑分析、灵敏度分析、静态安全分析、调度员潮流、短路电流计算、安全约束调度、网络等值等功能，并以服务的形式对外提供。
- d) 运行评价包括网损分析、故障诊断、电厂运行管理等功能。
- e) 并网管理包括运行参数管理、执证上岗管理、并网资料管理、启动方案管理等功能。
- f) 业务管理包括检修管理、定值管理等功能。

### 6.1.3 支撑平台

- a) 一体化电网运行智能系统支撑平台由各级主站端一体化电网运行智能系统支撑平台和厂站端一体化电网运行智能系统支撑平台共同组成。
- b) 一体化电网运行智能系统支撑平台既可作为集成平台用于集成已有的业务应用模块/系统，也能作为新建业务应用模块的支撑平台，向各类应用提供支持和服务，为电网运行监视、运行分析及风险防范、运行调控、运行评价、镜像系统、调度管理等各类应用提供全面支撑。
- c) 一体化电网运行智能系统支撑平台主要包括 ICT 基础设施和运行服务总线（OSB）。

#### 6.1.3.1 ICT 基础设施

- a) ICT 基础设施包括 IT 环境、安全防护体系、通信网络及时钟同步系统。
- b) IT 环境包括硬件平台（服务器、工作站、存储设备、网络等）、通用软件（操作系统、关系数据库、时序数据库、商用中间件等），并实现 IT 综合管控。
- c) 安全防护体系总体上按照安全分区、横向隔离、加密认证、网络专用的原则实现系统的安全防护。
- d) 通信网络提供一体化电网运行智能系统所需的网络通信支撑，应综合利用电力通信专网和公网两种通信资源，并主要通过电力通信专网（包括调度数据网和综合数据网等）提供通信支撑。
- e) 时钟同步系统由卫星时钟（基准时间来源于 GPS、北斗等）和地面时间同步网络（基准时间来源于调度中心铯钟等）共同组成，互为备用。

#### 6.1.3.2 OSB 总线

- a) OSB 总线包括消息总线和服务总线，提供横向和纵向互联基础设施，是各级一体化电网运行智能系统实现互联互通的载体。
- b) 建立全局性的服务注册管理中心，提供跨业务系统/模块、跨主站、跨厂站的标准化数据传输和服务调用手段，保障各类运行数据和服务业务在全网的灵活交换和共享。
- c) OSB 总线与企业服务总线互联，并通过后者实现与企业其它信息化系统的和信息交换。
- d) 各级 OSB 总线应遵循统一的标准，支持发电、输电、配电、用电全过程的模型、图形、数据交换，支持业务功能的灵活互动。除支持标准 IEC61970 和 IEC 61968 消息交换模型外，还可采用适配器将现有系统内部非标准私有协议转换成标准协议，实现符合面向服务架构（SOA）的数据和应用集成。

#### 6.1.3.3 功能要求

- a) 一体化电网运行智能系统支撑平台应提供系统管理、模型管理、数据服务、公共服务、人机环境等应用功能。
- b) 系统管理应提供进程管理、网络管理、安全管理、应用管理、冗余机制、任务协调和系统对时等软硬件设备的基础管理功能，为系统运行提供各种资源调配、在线监视、风险评估手段及可靠性、安全性保障措施，提高系统自身的运行和管理水平。
- c) 模型管理应统筹考虑电网模型的统一管理和充分共享，按照设备统一命名、存储分布实施、属性有效关联、信息充分共享、维护科学分工的原则，实现各系统电网模型、图形、地理信息等的充分共享和同步更新，确保各系统基础数据的一致性。

实现电网仿真模型的校核功能，积极推进模型拼接功能、外网等值功能的建设。

- d) 数据服务应提供包括电网运行数据（稳态量测、动态量测、暂态量测等）、外部环境数据（水情、雨情、煤情、气象、雷电、地理信息等）、一次设备状态、二次设备状态等综合数据支撑。
- e) 公共服务提供包括 workflow、公共模型服务、公用实时/历史数据服务、事件及告警服务、文件服务、报表服务、Web 服务等多种应用所需的基本服务功能。
- f) 人机环境为各类应用提供统一的人机交互界面，提供应用开发和集成的各种界面技术和界面表达手段，至少包括窗体技术、图形技术（包括存储和浏览）、标准图形构件支持和可视化等。

#### 6.1.4 调度自动化

- a) 南方电网调度自动化系统/模块（后者指一体化电网运行智能系统的业务模块，下同）按网、省、地、县四级模式规划建设，其中县级调度自动化系统/模块应与地区调度自动化系统/模块一体化建设。
- b) 网、省级系统/模块至少应具备 SCADA、网络分析、暂态安全分析、AVC、AGC、DTS、信息发布和系统管理功能，积极推进模型拼接、外网等值功能的建设；地区级系统/模块至少应具备 SCADA、集控、网络分析、AVC、DTS、信息发布和系统管理功能，积极推进模型拼接、基于网络的综合防误、网络备自投、程序化控制等功能的建设；县级系统/模块至少应具备 SCADA、状态估计、调度员潮流等功能。
- c) AVC 功能应实现省地协调控制并达到实用化，并逐步实现网省协调和地县协调。DTS 功能应逐步实现网、省、地调系统的联合反事故演习。
- d) 各级调度机构在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，现有调度自动化系统应通过标准化改造及封装接入一体化电网运行智能系统支撑平台，实现与其它业务系统的信息和服务共享。

#### 6.1.5 广域相量测量

- a) 广域相量测量系统/模块由网、省级主站以及分布在各厂站的 PMU 终端构成。
- b) 新建主站宜与调度自动化系统/模块一体化建设，现有主站应与调度自动化系统/模块联网，实现基于统一电网模型的动态数据整合，为电网安全稳定控制提供数据支持。
- c) 各级调度机构在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，现有广域相量测量系统应通过标准化改造及封装接入一体化电网运行智能系统支撑平台，实现与其它业务系统的信息和服务共享。

#### 6.1.6 水调自动化/小水电调度

- a) 网、省调应规划建设水调自动化系统/模块，调度管辖范围内并网小水电装机容量规模较大（单机容量 $\geq 10\text{MW}$ 或总装机容量 $\geq 50\text{MW}$ ）的地县调应按一体化模式建设小水电调度系统/模块。各级系统/模块应逐步覆盖调度管辖范围内的所有并网水电厂（站）。
- b) 水调自动化系统/模块应通过调度自动化系统/模块下发发电计划到各水电厂，并能向调度自动化系统/模块提供实时雨量、实时流量等信息。
- c) 应充分利用已有系统资源，在统一模型和数据接口标准的基础上实现网、省、地县各级系统/模块逐级联网和信息整合。
- d) 应实现与外部相关系统如调度自动化系统、节能发电调度技术支持系统等接口，

满足相关系统/模块之间数据共享的需要。

- e) 各级调度机构在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，现有水调自动化系统主站/小水电调度技术支持系统应通过标准化改造及封装接入一体化电网运行智能系统支撑平台，实现与其它业务系统的信息和服务共享。

#### 6.1.7智能调度计划

- a) 南方电网智能调度计划技术支持系统由网、省两级技术系统/模块组成。
- b) 应能支持以多种模式运行，包括电量平衡模式、节能发电模式、电力市场模式等。
- c) 应具备年度电量计划编制、月度电量计划编制、日前调度计划编制、日内调度计划编制、实时调度计划编制和计划跟踪与评估的功能。
- d) 网、省级系统/模块应按照统一标准实现互联，实现相关数据的交互和网省联合协调优化。
- e) 应实现与南方电网电力市场技术支持系统的衔接，实现电量、电价等信息的交互。
- f) 各省（区）应将已有的节能发电调度技术支持系统逐步升级改造为智能调度计划技术支持系统。
- g) 各级调度机构在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，应将智能调度计划技术支持系统通过标准化改造及封装接入一体化电网运行智能系统支撑平台，实现与其它业务系统间电网运行数据、负荷预测、发电计划、电能计量等信息的交换及电网安全校核服务的共享。

#### 6.1.8智能调度指令

- a) 省、地、县各级调度机构、集控中心及厂站应建设或部署智能调度指令系统/模块。
- b) 智能调度指令系统/模块包括操作票生成和管理、电子发令、受令资格管理等功能。
- c) 操作票生成和管理功能应实现基于接线图模拟操作的调度操作票自动开票、自动安全校核、流程化审批及操作票管理等功能。
- d) 智能调度指令系统/模块应支持将调度操作票通过电子发令模块下发到集控中心/厂站端执行。
- e) 智能调度指令系统/模块宜与变电站程序化控制功能相配合，实现操作票的自动程序化执行。
- f) 智能调度指令系统/模块宜与调度自动化系统/模块和调度运行管理系统/模块实现一体化集成。
- g) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，智能调度指令系统/模块应进行标准化改造和接口封装接入一体化电网运行智能系统支撑平台，实现信息和服务的共享。

#### 6.1.9在线稳定分析

- a) 南方电网在线稳定分析系统/模块在网、省两级规划建设。
- b) 在线稳定分析系统/模块应能根据电网实时运行状态，进行在线安全稳定分析，并提供决策支持。
- c) 在线稳定分析系统/模块建设初期应便于调度运行人员提出在线辅助决策及预防控制措施，最终应以实现在线预决策控制为目标。
- d) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，在线稳定分析系统应接入一体化电网运行智能系统支撑平台，实现与其它业务系统的信息和服务共享，实现与调度自动化等系统/模块的协调配合。各级在线稳定分析系统/模块应逐步实现全网统一。

的数据基础，以保证计算结果的一致性和准确性。

#### 6.1.10 继电保护信息

- a) 南方电网继电保护信息主站系统/模块在网、省、地三级规划建设，由南网总调主站、各省网中调主站、地区供电局调度端分站系统(简称分站)和厂站端继电保护信息子站系统（简称子站）组成。其规划技术原则在《南方电网二次系统“十二五”规划继电保护规划技术原则》中规定。
- b) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，继电保护信息系统主站（分站）应接入一体化电网运行智能系统支撑平台，实现与其它业务系统的信息和服务共享，支持获取厂站端一次设备状态信息等数据，便于事故分析和故障点精确定位，并为 DTS 等提供相关信息支持。

#### 6.1.11 安全稳定控制

- a) 南方电网安全稳定控制系统由三个层级构成：南主电网主网安全稳定控制系统、各省网安全稳定控制系统、区域安全稳定控制系统。其规划技术原则在《南方电网二次系统“十二五”规划安全稳定系统规划技术原则》中规定。
- b) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，各级安全稳定控制系统应接入一体化电网运行智能系统支撑平台，与其它业务子系统/应用模块共享电网模型及运行数据等。

#### 6.1.12 电网运行评价

- a) 电网运行评价系统/模块在网、省、地三级规划建设。
- b) 电网运行评价系统/模块主要包括历史反演、统计计算与分析、运行事件综合评价、电网调控效果评价等功能。
- c) 电网调控效果评价应能对计划执行情况、节能发电调度效果、发电辅助服务等进行评估和考核。
- d) 南网总调及各中调已经建设的发电辅助服务考核系统应作为功能模块纳入电网运行评价系统/模块中。
- e) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，电网运行评价系统应接入一体化电网运行智能系统支撑平台。

#### 6.1.13 调度运行管理

- a) 调度运行管理系统/模块（OMS）应覆盖网、省、地、县各级调度机构和厂站。
- b) 网省两级调度建设独立的 OMS 系统/模块，并通过 OSB 总线实现一体化信息共享及流程交互。
- c) 地县调宜采用省地县一体化建设模式。地县调已经独立建设的 DMIS 等系统应逐步改造为全省一体化的 OMS 系统/模块。
- d) OMS 系统/模块宜采用 B/S 模式实现客户与服务端的交互。
- e) OMS 系统/模块应实现运行管理、计划管理、基本管理、培训管理等功能。
- f) 运行管理实现检修管理、定值管理、运行缺陷管理、启动管理等功能。
- g) 计划管理实现发电计划编制、运行策划管理、水库调度管理等功能。智能调度计划系统/模块应逐步并入 OMS 系统/模块。
- h) 基本管理实现运行参数管理、运行图纸管理等功能。
- i) 培训管理实现受令资格、专业培训管理等功能。

- j) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，现有 DMI S 系统应通过接口封装接入一体化电网运行智能系统支撑平台中。

#### 6.1.14 电能计量

- a) 电能计量主站系统按网、省、地三级模式建设。网级计量主站系统重点关注网间关口的计量信息和对各省（区）智能计量系统的监管，省（区）级计量主站系统重点关注省网关口的计量信息和对各地（市）智能计量系统的监管。地（市）级计量主站系统按照属地管理的原则负责对辖区内所有电压等级的计量点进行全面监管。网、省、地三级系统应实现互联互通；
- b) 各级主站系统接入对象相同时应考虑采用同一套计量自动化终端采集现场数据，并同时向多级系统传送数据，当采用不同的智能计量终端时其数据应采集自同一个电表，以保证数据的一致性。
- c) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，各级电能计量主站系统应通过一体化电网运行智能系统支撑平台实现与调度自动化系统、电力市场系统等的互联。

#### 6.1.15 电能质量监测

- a) 南方电网电能质量监测主站系统按照网、省、地三级模式开展建设。各级主站系统监测范围根据调度管辖范围确定，实现对电网 PCC（公共连接点）各项运行参数的实时监测。
- b) 主站系统与各电能质量监测装置的通信宜采用调度数据网实现，各级主站系统间的数据交换宜通过调度数据网实现。
- c) 各级调度机构在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，现有电能质量监测系统应通过企业服务总线接入一体化电网运行智能系统支撑平台，实现与其它业务系统的信息交换。

#### 6.1.16 雷电定位监测

- a) 雷电定位监测系统在省级开展建设，并在网级汇总形成全网雷电定位信息中心，其信息可通过广域服务总线供地县电网企业使用。
- b) 应加强系统与相邻省域的联网建设。为解决省际边缘有效探测区域难以覆盖的难题，可以互相增加与对方区域探测站兼容的探测站并将该探测站数据交换至对方系统中心站。
- c) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，现有雷电定位监测系统应通过企业服务总线接入一体化电网运行智能系统支撑平台，为电网安全预警及电网运行分析等应用提供雷电相关信息。

#### 6.1.17 气象监测

- a) 气象监测系统在省级开展建设，并在网级汇总形成全网气象信息中心，其信息可通过广域服务总线供地县电网企业使用。
- b) 气象监测数据遵循自采与外购相结合的原则获取，系统应全面接入网内已建的气象监测台站，并通过企业服务总线获取外部气象信息系统的相关气象数据，同时根据根据需要可规划建设必要的气象监测站点，实现对与负荷预测、灾害预警有较大关系的相关区域气象信息的全面监测。
- c) 气象监测系统应配置超短期/短期气象预报功能，实现 24 小时内的超短期气象预报和未来 1-3 天的短期气象预报。

- d) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，现有气象监测系统应通过企业服务总线接入一体化电网运行智能系统支撑平台，为电网负荷预测、安全预警、事故分析等应用提供相关气象信息。

#### 6.1.18 通信运行管控

- a) 南方电网通信运行管控系统按照网、省、地三级开展规划建设。其规划技术原则在《南方电网二次系统“十二五”规划通信规划技术原则》中规定。
- b) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，通信运行管控系统应接入一体化电网运行智能系统支撑平台，为电网运行业务系统/模块提供通道信息支持。

#### 6.1.19 电力地理信息

- a) 电力地理信息系统（GIS）按照公司“十二五”信息规划统一安排，在网、省两级开展建设。
- b) GIS 平台应成为连接各业务管理系统数据的地理信息纽带，各系统依托该平台上的设备进行关联。
- c) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，GIS 系统应通过企业服务总线接入一体化电网运行智能系统支撑平台，作为公共服务组件，以服务的方式为各应用系统提供地理信息和分析服务。

#### 6.1.20 变电站视频及环境监控

- a) 变电站视频及环境监控系统为分层、分区的分布式结构，包括网省级主站系统、地区级主站系统和站端系统。
- b) 南方电网变电站视频及环境监控系统宜按照统一的技术标准和规范开展规划建设。
- c) 各级电网集控/监控/运维中心应规划部署变电站视频及环境监控终端，各级调度中心/应急指挥中心可视需要规划部署变电站视频及环境监控终端。
- d) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，变电站视频及环境监控主站系统应通过一体化电网运行智能系统支撑平台实现与其它业务子系统/应用的互动，如开关/刀闸位置确认、事故时自动推出视频画面等。
- e) 在一体化电网运行支撑平台建成后，变电站视频及环境监控系统应接入一体化电网运行支撑平台，为电网运行业务提供视频支持。

#### 6.1.21 一次设备在线监测

- a) 一次设备在线监测系统在省（区）级开展建设。采用集中建设模式，采用统一的技术架构，数据在省（区）级统一分析和存储，实现对设备状态评价的统一管理。
- b) 实现电网设备资产的全生命周期管理。以生产 MIS 系统、调度自动化系统和在线监测数据为信息资料基础，建立安全可靠、开放灵活和可扩展性强的远程监测诊断中心。
- c) 应具备数据整合、监测预警、故障诊断、状态评价、风险评估、维修策略等高级服务功能，提供高效的维修、调度决策支持，通过全方位可视化管理界面实现各业务部门的信息共享、协同管理和资源优化。
- d) 应在已有成果的基础上充分整合现有资源，在各省（区）范围内建设统一的、智能化的一次设备在线监测系统。
- e) 在一体化电网运行支撑平台建成后，各省（区）一次设备在线监测系统应接入一体化电网运行支撑平台，网公司可通过运行服务总线获取相关电力设备的监测、诊

断及维修信息。

### 6.1.22 配电网自动化

- a) 地（县）级调度机构可根据需要规划建设配电网自动化主站系统，配电网自动化主站系统宜相对独立于调度自动化系统建设。
- b) 系统建设规模应按照终期覆盖所辖中压配电网的主要节点和所有公用配变考虑。
- c) 系统建设应根据设计水平年配置应用功能，并考虑投运后 8-10 年发展的需要。
- d) 系统建设应采用开放的体系结构，模块化设计，满足配电网监控设备的不断扩充及大容量数据处理需求，支持平滑升级和功能扩展。
- e) 系统应实现配电 SCADA 功能，主要包括：数据采集、数据处理、网络拓扑、控制调节、挂牌操作、事故追忆及 WEB 浏览服务等功能。宜建立基于地理信息的配电网监控、调度及运行管理界面。
- f) 随着配电网信息和数据量的积累，应实现配电线路故障监测及处理功能，并可逐步扩展实现状态估计、潮流计算、短路电流计算、网络重构、配电运行与操作仿真、可靠性统计、线损计算、电能质量监测、电压/无功分析及优化等高级应用功能。
- g) 系统结构设计应与配电网运行管理模式相适应。
- h) 应遵循 IEC61970、IEC61968 系列标准，实现与调度自动化、配电网管理信息及营销自动化等系统的信息共享和系统整合。
- i) 在一体化电网运行支撑平台建成后，配电网自动化系统应接入一体化电网运行支撑平台，实现信息共享和功能互动。

## 6.2 规划原则

### 6.2.1 总体原则

各级电网应以一体化电网运行智能系统为目标，根据现有各类自动化系统的实际情况合理规划建设方案。

### 6.2.2 网级主站系统规划原则

- a) 网级调度机构应规划建设一体化电网运行智能系统支撑平台，并在“十二五”前期建成投入使用。
- b) 网级调度机构应逐步对已有的各类业务系统进行标准化改造和封装通过企业服务总线接入一体化电网运行智能系统支撑平台，最终实现各类业务系统基于一体化电网运行智能系统支撑平台的一体化集成和信息及服务的充分共享。
- c) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成前，可根据需要建设相对独立的业务系统，但新建的业务系统应充分考虑未来的接入要求，采用标准化的模型、图形、数据规范等开展建设；在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，新建的业务系统应充分利用一体化电网运行智能系统支撑平台基础设施和公用服务进行标准化和模块化建设。

### 6.2.3 省（区）级主站系统规划原则

- a) 各省（区）应规划建设一体化电网运行智能系统支撑平台，在“十二五”中期前建成投入使用。
- b) 一体化电网运行智能系统支撑平台宜结合各省（区）调度自动化系统的升级改造需求统筹考虑时间进度安排。

- c) 省（区）级一体化电网运行智能系统支撑平台应通过广域服务总线实现与南网总调一体化电网运行智能系统支撑平台的纵向互联。
- d) 各省（区）级调度机构应逐步对已有的各类业务系统应进行标准化改造和封装通过企业服务总线接入一体化电网运行智能系统支撑平台，最终实现各类业务系统基于一体化电网运行智能系统支撑平台的一体化集成和信息及服务的充分共享。
- e) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成前，可根据需要建设相对独立的业务系统，但新建的业务系统应充分考虑未来的接入要求，采用标准化的模型、图形、数据规范等开展建设；在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，新建的业务系统应基于一体化电网运行智能系统支撑平台基础设施和公用服务进行标准化和模块化建设。

#### 6.2.4地县级主站系统规划原则

- a) 地县级自动化主站系统的建设模式包括地县独立的调度自动化主站系统，地县统一的调度自动化主站系统，各县（区）独立的配电网自动化主站系统，地县统一的配电网自动化主站系统，县（区）一体化调配自动化主站系统，以及地县（区）一体化调配自动化主站系统。
- b) 地县级自动化主站系统的规划建设模式应充分考虑辖区电网规模、变电站分布、通信条件、调度机构人员水平等多方面的因素综合考虑。
- c) 通常情况下，地县级调度自动化主站系统和配电网自动化主站系统应按地县一体化系统模式规划建设，但调度自动化主站系统和配电网自动化主站系统宜分别建设。
- d) 在辖区电网规模较小或变电站分布比较集中且通信条件较好的地区，可规划建设地县（区）调配一体化主站系统。
- e) 在辖区电网规模较大或变电站比较分散或通信条件不足的地区，可规划建设相对独立的地、县级调度自动化主站系统和配电网自动化主站系统。
- f) 现有系统建设模式与地县一体化建设模式不一致的，应在现有系统升级改造时逐步过渡到一体化建设模式。
- g) 地县级调度自动化主站系统应能为调控一体化提供支撑，支持通过远程工作站及 Web 终端方式为监控/集控中心和运维中心提供监控和巡视终端，并满足相应的功能要求。
- h) 各地县级调度机构应规划建设与调度自动化系统建设模式相一致的一体化电网运行智能系统支撑平台，在“十二五”后期及“十三五”期间建成投入使用。到“十二五”末期，各省（区）电网地县级一体化电网运行智能系统支撑平台覆盖率应达到 30%以上。
- i) 一体化电网运行智能系统支撑平台宜结合各地（县）调度自动化系统的升级改造需求统筹考虑时间进度安排。
- j) 地县级一体化电网运行智能系统支撑平台应通过广域服务总线实现与南网总调及上级省（区）调一体化电网运行智能系统支撑平台的纵向互联。
- k) 各地（县）级调度机构应根据信息和服务共享的重要程度和贡献大小逐步对已有的各类业务系统应进行标准化改造和封装通过企业服务总线接入一体化电网运行智能系统支撑平台，最终实现各类业务系统基于一体化电网运行智能系统支撑平台的一体化集成和信息及服务的充分共享。
- l) 在一体化电网运行智能系统支撑平台建成前，可根据需要建设相对独立的业务系统，但新建的业务系统应充分考虑未来的接入要求，采用标准化的模型、图形、数据规范等开展建设；在一体化电网运行智能系统支撑平台建成后，新建的业务

系统应充分利用一体化电网运行智能系统支撑平台基础设施和公用服务进行标准化和模块化建设。

### 6.2.5 现有系统过渡原则

- a) 在现有主要调度技术支持系统（如调度自动化系统等）接近使用年限时应规划建设全新的一体化电网运行智能系统（包括平台及应用模块），否则可规划建设一体化电网运行智能系统支撑平台，并通过新建部分子系统/功能模块及将现有相关系统改造后接入此平台实现一体化电网运行智能系统。
- b) 各级电网应按照南方电网统一的技术标准规划并逐步建设一体化电网运行智能系统支撑平台，其应具有标准、开放、可靠、安全的技术特征，具备一定的先进性和广泛的适应性，其建设规模应与电网规模相适应。
- c) 一体化电网运行智能系统支撑平台应首先在网省级调度机构开展建设，逐步推广到地（县）级调度机构，县调宜按一体化模式与地调规划建设统一的一体化电网运行智能系统支撑平台，各级一体化电网运行智能系统支撑平台应实现协同运行。
- d) 已建成调度综合数据平台的调度机构，应通过技术改造，实现调度综合数据平台向一体化电网运行智能系统支撑平台的过渡。
- e) 各级系统的建设和改造应面向应用，紧密结合电网运行和管理模式，符合电网调度、运行的实际需求，在全网“统一标准、统一设计、统一建设、统一运行、统一升级”的基础上，按照“试点总结、推广应用”的建设模式开展，根据实际情况，分期分阶段合理安排实施时间。

## 7. 一体化电网运行智能系统厂站规划技术原则

### 7.1 技术原则

#### 7.1.1 总体原则

一体化电网运行智能厂站端系统是遵循南方电网一体化电网运行智能系统总体架构和要求在各厂站建设的站端系统，其涵盖现有站端远动、监控、相量监测、保信、故障录波、电能计量、一次设备状态在线监测、电能质量监测、环境与视频监控等业务子系统，并进行集成和整合。

#### 7.1.2 系统架构

一体化电网运行智能厂站端系统包括电网运行监控和电网运行管理两大子系统，并从逻辑上划分为智能数据中心、智能监视中心、智能控制中心和智能管理中心。

##### 7.1.2.1 智能数据中心

智能数据中心为智能监视中心、智能控制中心和智能管理中心提供数据支撑，其与智能监视中心和智能控制中心共同构成 OCS，和智能管理中心共同构成 OMS。

##### 7.1.2.2 智能监视中心

智能监视中心主要包括运行状态感知和故障告警。其中运行状态感知包括一体化数据采集、厂站智能远动等功能；故障告警包括常规告警、风险预警、智能告警等功能。

### 7.1.2.3 智能控制中心

智能控制中心主要包括运行操作和校正控制。其中运行操作包括一次设备操作、二次设备操作等功能；校正控制包括自动无功电压控制、风险预控等功能。

### 7.1.2.4 智能管理中心

智能管理中心主要包括运行值班管理、缺陷管理、设备台帐管理、故障信息综合决策。其中运行值班管理包括运行值班、运行日志、日常工作管理、工器具管理等功能；缺陷管理包括一次设备缺陷管理、二次设备缺陷管理等功能；设备台帐管理包括一次设备台帐管理、二次设备台帐管理等功能；故障信息综合决策包括智能辨识、综合分析、动作行为评价、分析结果可视化等功能。

智能管理中心相关管理功能通过部署在站端的运行管理终端/Web 客户端实现。

## 7.1.3 支撑平台

一体化电网运行智能厂站端系统支撑平台包括 ICT 基础设施、OSB 总线、电力智能装置等。

### 7.1.3.1 ICT 基础设施

ICT 基础设施主要包括计算机系统、通信网络、对时系统等，提供远动通信、站内通信、站间通信、同步对时等功能。

### 7.1.3.2 OSB 总线

- a) 全站统一设置 OSB 总线，采用双网双工热备用方式运行。
- b) 厂站 OSB 总线可分为站控层 OSB 总线和过程层 OSB 总线。
- c) 厂站智能数据中心、智能监视中心、智能控制中心、智能管理中心及间隔层的各保护、测控装置以及站控层设备的详细信息均通过站控层 OSB 总线传输，传送规约宜采用 IEC61850 通信规约，以 GOOSE、MMS 等报文的形式实现。
- d) 全站的站控层设备以及间隔层设备，均通过 100M 双网口接入站控层 OSB，各分交换机与公共交换机间通过 100M 网口级联。
- e) 常规厂站不设置过程层 OSB 总线，维持目前的常规厂站建设方式，一次设备通过电缆接线与间隔层设备相连接。
- f) 数字化厂站的一次设备的数据信息、保护、测控等间隔层装置所需信息及动作指令均通过过程层 OSB 总线传输。过程层 OSB 总线可通过 SV 网及 GOOSE 网独立组网或共网的方式组成，其中通过 SV 网获取电压电流等模拟量信息，从 GOOSE 网获取开关量信息及跳合闸命令等控制命令。根据电压等级分别设置不同电压等级总线。

### 7.1.3.3 电力智能装置

电力智能装置包括站控层智能远动机，间隔层继电保护装置、广域控制保护装置、稳控装置、失步解列装置、一体化测控装置、一体化分析记录装置、一次设备在线监测装置等。

## 7.1.4 厂站内自动化

### 7.1.4.1 总体要求

- a) 新建或改造厂站自动化系统应遵循一体化电网运行智能系统厂站侧的规范要求。
- b) 厂站自动化系统包括数据采集与处理、监控、操作票、防误闭锁、远动、相量测量、继电保护信息采集、电能计量采集、设备在线监测等功能。电厂自动化系统（NCS）还包括 AGC、AVC、发电计划曲线下载、机组运行信息采集、节能发电调度数据采集、电力市场报价等功能。各项功能应根据需要进行配置。

### 7.1.4.2 一体化支撑平台

厂站内应建设一体化电网运行智能系统站端支撑平台，对各类信息进行整合和共享，避免重复采集，并且能够采用标准的广域服务总线实现与各级主站系统的互联。

### 7.1.4.3 智能远动机

应积极研究和试点智能远动机，统一采集站内各专业数据，按需要将有关实时数据、非实时数据及视频信息送往主站端，接受主站的控制调节命令经厂站站控层 OSB 下发到间隔层、过程层执行，同时智能远动机还负责数据模型的源端维护和上传功能、提供数据发布/订阅等访问服务接口实现与主站的数据交互。

### 7.1.4.4 相量测量

应按照《中国南方电网同步相量测量装置（PMU）配置和管理规定》的布点和配置原则，规划配置 PMU 装置。

### 7.1.4.5 继电保护信息采集

一体化厂站应通过智能远动机统一采集处理站内保护信息；非一体化厂站按下列原则规划建设继电保护信息子站。

- a) 220kV 及以上变电站应配置继电保护信息子站系统，具备综自条件的 110kV 变电站应配置继电保护信息子站系统。
- b) 厂站内保护及故障录波设备应以独立的通信网络接入子站系统。对于新建变电站，站内应划分 A, B, C 网，子站通过 C 网访问保护装置及录波器，原则上要求保护装置和录波器通过以太网方式接入。
- c) 继电保护信息子站系统应采用嵌入式系统。
- d) 子站系统优先采用调度数据网通道接入主站及分站系统，并需根据系统所在分区采取相应的安全防护措施。子站系统应具备同时向多个调度端分站/主站系统传输数据的能力。
- e) 220kV 及以上电压等级变电站的子站系统应接入中调主站和地调分站。500kV 及以上电压等级变电站的子站系统还需接入南网总调主站。

### 7.1.4.6 电能计量采集

- a) 一体化厂站应通过智能远动机统一采集变电站电能量计量数据；非一体化厂站通过电能量采集装置或智能远动机采集变电站电能量计量数据，原则上每个厂站均应配置 1 台采集装置，统一接入地区智能计量主站系统。220kV 及以上电压等级的厂站宜采用机架式终端，110kV 及以下厂站可采用壁挂式终端。

#### 7.1.4.7 操作票功能

有人值班变电站宜通过电子发令系统接收调度机构下发的操作票，不具备条件的，可根据需要配置操作票开票和管理功能。

#### 7.1.4.8 一次设备在线监测

- a) 一次设备在线监测应实现对 GIS、变压器、有载调压分接开关等设备的在线状态监测。
- b) 一体化厂站应通过智能远动机统一采集处理一次设备在线监测信息，非一体化厂站通过一次设备在线监测终端实现与主站的信息传送。

#### 7.1.4.9 视频及环境监控

- a) 变电站视频及环境监控站端系统应通过独立的通道实现与变电站视频及环境监控主站系统的联网，视频信号的传送不能影响实时调度业务的运行。
- b) 系统应实现对变电站内出入口、重要设备、机房的视频监控。
- c) 系统应实现对自动化机房、通信机房等的环境动力监测。

#### 7.1.4.10 高级应用功能

- a) 具备条件的变电站可配置程序化操作（顺序控制）功能，并实现与上级监控系统的协同。
- b) 可根据运行需要，实现智能告警、事故信息综合分析决策、分布式状态估计、设备状态可视化等高级应用功能。

#### 7.1.4.11 远动配置要求

220kV 及以上厂站远动装置应实现双机、双网配置，110kV 及以上厂站远动装置应逐步实现双机、双网配置。

#### 7.1.4.12 通道配置要求

- a) 按二次一体化模式规划建设的厂站对同一主站系统应通过智能远动机以统一的通道进行传送所有信息，未按二次一体化模式规划建设的厂站可按业务划分原则采用各自独立的通信通道。
- b) 厂站信息的传送应满足相应主/备系统直采直送的数据采集及通信要求。
- c) 厂站自动化系统与主用主站系统间的通信通道按独立的双通道原则配置，在条件具备时，可采用双调度数据网通道。
- d) 厂站自动化系统与备用主站系统通信通道优先采用调度数据网实现。

#### 7.1.5 集控/巡维中心自动化

- a) 各级调度机构应根据南方电网《110kV 及以上变电站运行管理标准（Q/CSG 21002-2008）》的要求并结合实际情况开展变电站集控中心和巡维中心的建设。
- b) 集控中心的系统应按照一体化电网运行智能系统确定的调控一体化主站模式规划建设，现有独立集控中心技术系统应逐步改造过渡到一体化模式。
- c) 集控中心应实现对所辖变电站的集中监视和控制，其所采集的信息及遥控点的设置应满足对所辖变电站无人值守的要求，并应与变电站当地后台机的信息保持一致。
- d) 对所辖变电站具有程序化控制功能的情形，集控中心系统应具备与变电站程序化控

- 制功能协同运作的功能。
- e) 集控中心系统宜通过电子发令系统接收调度机构下发的操作票，不具备条件的，可根据需要配置操作票开票和管理功能。
  - f) 集控中心应实现五防功能，满足部颁五防的功能要求，通过对一次设备加装锁具或逻辑判断对其操作实施强制闭锁，只有经模拟预演检验无误后以正确的顺序进行的操作方可解锁操作。
  - g) 集控中心五防功能宜与监控功能按照一体化方式实现。
  - h) 集控中心和运维中心可根据需要配置变电站视频及环境监控终端。
  - i) 运维中心应配置集控系统或调控一体化系统的远程终端（宜按 Web 客户端模式配置）。

### 7.1.6 输电线路在线监测终端

- a) 输电线路监测终端主要包括微风振动监测装置、覆冰和视频在线监测装置。
- b) 在核心骨干网架（500kV 及以上电网骨干网架）中，选取长重载线路、巡线困难地区、运行抢修困难局部线段和跨越主干铁路、高速公路设施的重要跨越段，大跨越，微地形、微气象地区、采空区或地质不良区、外破坏多发区的输电线路做为工程试点线路，在开展线路运行总结分析的基础，合理选用安全可靠、技术先进、功能适用、维护方便的线路状态监测终端装置。
- c) 线路状态监测终端装置总体布点原则为：
  - 1) 大跨越安装线路微风振动监测装置；
  - 2) 线路易覆冰、易舞动区域安装覆冰和视频在线监测装置；
  - 3) 受热稳定限额限制线路安装在线增容装置；
  - 4) 微地形、微气象地区、导线风偏敏感地区安装气象监测装置；
  - 5) 采空区、地质不良地区，应针对杆塔和基础安装杆塔倾斜和不均匀沉降监测装置；
  - 6) 特殊区域安装视频等装置；
  - 7) 线路同一区段监测多个参数时，应统筹考虑，宜采用一体化装置，避免功能重复或同一测点位置装置过多。
  - 8) 在配置输电线路状态监测装置时应统筹考虑，充分整合已有在线监测装置信息资源。
- d) 各类监测装置的选取应以实际需求为基础，对同一走廊多条线路或环境条件、气象条件相近地区，应统筹考虑在线监测装置的布点，避免重复建设。雷电定位监测装置应按照南方电网公司雷电定位系统建设的总体要求配合实施。
- e) 终端与主站优先采用电力光纤通信专网。通信专网未覆盖的，可采用公网通信方式。在条件具备时，输电线路在线监测终端宜通过就近的变电站实现监测信息的汇集与统一上送。

### 7.1.7 负荷管理终端

- a) 负荷管理业务对象为 10kV 专用变压器供电大用户。
- b) 未安装负荷管理终端的专变用户需进行改造，全部安装负荷管理终端并统一接入地区主站系统。每个大客户根据实际情况均配置 1 台或多台现场终端。大客户现场终端支持符合 DL/T 645《多功能电能表通信规约》的多功能电子式电表的接入，不允许感应式电表接入。
- c) 终端与主站优先采用电力光纤通信专网。通信专网未覆盖的，可采用公网通信方式。

### 7.1.8 配变监测计量终端

- a) 配变监测计量业务对象为 10kV 公共配电变压器。每个公共配变均应配置 1 台监测计量终端，统一接入地区主站系统。新建配变应同步安装监测计量终端。
- b) 对于需重点监测的配变，可考虑安装配变分支回路监测装置，监测配变馈线的负荷情况。
- c) 终端与主站优先采用电力光纤通信专网。电力通信专网未覆盖的，可采用公网通信方式。

### 7.1.9 配电自动化终端

- a) 配电自动化终端是包括配电网的各种远方监测、控制单元的总称，也称配电自动化终端，简称配电终端。包括馈线终端（FTU）、站所终端（DTU）、配电变压器监测终端（TTU）以及其他简易监测终端等。
- b) 配电自动化终端应遵循 IEC61970、IEC61968 系列标准。
- c) 配电自动化重点规划范围为 A 类、B 类和 C 类供电区。
- d) 优先对政府办公区、军事区、运动场馆区、金融中心区、商业集中区、新技术开发区以及故障易发地段等重点区域进行自动化建设。
- e) 优先对网架结构相对稳定、具有转供能力且近期不需要进行改造的线路进行自动化建设。
- f) 配电自动化终端的建设宜结合一次设备的建设与改造逐步实施。
- g) 相互间具有联络关系的配电线路宜同期进行自动化建设与改造。
- h) 配电自动化终端应根据供电区分类、供电可靠性要求、开关设备现状及通信条件合理选择“三遥”、“两遥”及“一遥”监控点。
- i) 配电自动化终端的电源系统容量应综合考虑开关操作、自动化终端及通信设备供电需求，后备电源应采用免维护、长寿命、耐高温、耐潮湿的储能装置，满足在主电源失电的情况下维持配电终端及通信设备运行一定时间和开关分合闸次数的要求。
- j) 配电网自动化通信网络应以“光纤通信为主、电力载波通信及无线通信为辅”，实现“三遥”功能的配电自动化站点必须采用通信专网，优先采用光纤通信方式，不具备光缆建设条件时可采用载波通信；实现“二遥”功能的配电自动化站点可采用光纤通信、载波通信及无线通信等多种方式，但采用无线公网时需采取相应的安全防护策略。

## 7.2 规划原则

- a) 新建厂站及具备条件的改造厂站应按一体化模式规划建设厂站内自动化系统，不具备一体化建设条件的厂站可暂按非一体化方式规划建设，但应逐步过渡到一体化方式。
- b) 在智能远动机技术成熟可用前可按分散部署方式分别规划建设继电保护信息采集子站、电能计量采集子站、相量测量子站、一次设备在线监测子站等，在智能远动机技术成熟可推广应用后，宜按一体化方式规划厂站内站控层相关应用功能。
- c) 220kV 及以下厂站功能配置应满足无人值班相关要求，500kV 及以上厂站功能宜按无人值班要求配置。
- d) 十二五期间，应逐步建成覆盖全网 220kV 及以上厂站的继电保护信息系统，新建项目随工程一起实施，已有厂站宜随改、扩建工程或单项技改工程分步实施。
- e) 十二五期间，所有具备通信条件的 220kV 及以上的无人值守变电站应逐步建成变电

站视频及环境监控站端系统,110kV 及以下无人值守变电站及有人值守变电站可视通信条件及需要规划建设变电站视频及环境监控站端系统。

- f) 十二五期间,应逐步实现各级电网厂站自动化系统覆盖率 100%。

## 8. 备用调度中心规划原则

- a) 网省级调度中心宜按独立备用模式建设备用调度中心,备用系统作为主系统的镜像系统实时在线运行,与主系统实现热备。
- b) 地区级备用调度中心可视情况按相互备用(互备)、共同备用(共备)或独立备用模式建设。
- c) 电网备用调度中心应能够在相关生产系统、通信系统或主调度中心发生重大故障或事故时承担起电网调度的任务。
- d) 备用调度中心可采用异地或本地备用两种方式,其地点的选择应控制在离主调度中心 3 小时车程时间之内。各地区可根据电网规模和运行实际需求采用合适的备用方式。
- e) 备用调度中心应实现自动化系统的应用级备份和数据级备份。应用级备份通过备用调度自动化系统实现;数据级备份通过在线远程数据复制实现。
- f) 备用系统应独立于主调系统实现电网数据的采集,通信方式宜采用调度数据网实现。
- g) 网省级备用自动化系统应具有完整的 SCADA、AGC、AVC 和基本电网静态分析功能,地区级备用系统应具备基本的 SCADA 功能。
- h) 备用自动化系统应实现与主调系统模型、图形、操作及维护信息的自动同步,尽量做到少维护、免维护。
- i) 备用调度中心应处在通信骨干环网的骨干节点,并同步考虑通信网的容灾,并配置调度录音电话等以满足电网调度运行的需要。
- j) 备用调度中心的建设应考虑适当的环境建设,以满足电网监控、运行调度以及日常管理的需求。

## 9. 二次系统安全防护规划原则

- a) 依据《电力二次系统安全防护规定》(电监会 5 号令)、《电力系统安全防护总体方案》(国家电力监管委员会[2006]34 号文及配套文件)、《南方电网电力二次系统安全防护技术实施规范》,以“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”为基本原则构筑二次系统安全防护体系。
- b) 应按照国家信息安全等级保护要求,在强化边界防护的基础上,深化主客体全过程安全防护;全面实现生产控制大区的内网监控和设备监控等功能,形成纵深安全防护体系。
- c) 应积极开展二次自动化综合监管系统的专题技术研究和系统建设,实现一体化主站及厂站、二次安防等系统设备状态的统一监视和管理,并能在此基础上实现统一的运行维护安全审计功能,积极研究在此基础上的考核管理、检修和效能评估的要求、概率可靠性分析、风险管理等综合应用功能。
- d) 自动化系统须根据国家信息安全等级四级要求配置必要的安全设置。
- e) 全网应遵循统一标准,按统一分区、统一的安全控制策略。

## 10. 辅助设施规划原则

- a) 辅助设施包含自动化机房、调度室、调度大屏幕系统、不间断电源(UPS)等。

- b) 自动化机房必须为自动化系统可靠、稳定运行提供必要的基础环境保障条件，其设计建设应遵循国家标准《电子信息系统机房设计规范》等相关规程规范和标准要求，并能满足自动化系统一体化建设需要。其中网、省（区）级调度中心自动化机房应按照《电子信息系统机房设计规范》规定的 A 级机房标准设计建设，地（市）、县级调度中心自动化机房应按照《电子信息系统机房设计规范》规定的 B 级机房标准设计建设。
- c) 新建调度通信大楼应按照建设规范的要求在土建阶段综合考虑自动化机房和调度室的需要。
- d) 地调及以上调度机构调度室应考虑配置大屏幕系统。大屏幕系统应根据电网规模结合调度室面积规模、结构、布局来确定。
- e) 各级电网自动化主站系统、厂站自动化系统的不间断电源应在各级按一体化系统需求统一配置，不应重复建设。地区级以上电网自动化主站系统、110kV~500kV 各电压等级厂站自动化系统的不间断电源应根据《南方电网调度自动化系统不间断电源配置规范》规划建设，县级电网自动化主站系统及 110kV 以下的厂站自动化系统的不间断电源可参照此规范规划建设。

## 11. 通信网支撑要求

- a) 十二五期间调度数据网应覆盖所有县级及以上调度机构和所有 110kV 及以上厂站，综合数据网应覆盖所有统调发电厂。
- b) 各级主站系统之间及主备调中心间应实现网络连接，通道带宽应不低于 100Mbps，传输延时 $\leq 100\text{ms}$ ，误码率 $\leq 10^{-6}$ ，可用率 $\geq 99.995\%$ 。
- c) 主站系统与厂站间应具备双通信通道。宜采用一网络一专线方式，其中专线方式宜为网络专线。调度数据网通道带宽 220kV 及以上厂站应不低于 4Mbps，110kV 及以下厂站应不低于 2Mbps，传输延时 $\leq 150\text{ms}$ ，误码率 $\leq 10^{-5}$ ，可用率 $\geq 99.995\%$ 。
- d) 建成一体化电网运行智能系统的厂站应具备调度数据网双平面的接入条件。各级主站系统在授权情况下可与网内任意建成一体化电网运行智能系统的厂站通信。
- e) 备调中心应具备与各厂站直接的调度数据网通道，此调度数据网通道不依赖于各级主调度通信中心运行。
- f) 配网自动化通信通道应满足数据通信实时性要求，并满足国家相关安全防护的规定和要求，具体要求参见《中国南方电网配网自动化系统技术规范》相关内容。

## 第四部分 “十二五”通信规划技术原则

### 1. 范围

本原则规定了南方电网各级电力通信网规划技术要求。

本原则适用于中国南方电网有限责任公司所属各单位，各单位编制“十二五”通信规划应遵照本原则进行。南方电网内发电、用电单位也应遵守本原则规定。

本原则适用于南方电网 10kV 及以上电压等级交直流电网、县级以上调度机构、乡镇供电所/营业所、电网办公场所等通信节点网络规划。

本原则未涉及的相关规划原则内容，参照国家、电力行业、南方电网公司的有关标准和规定执行。

### 2. 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本原则的引用而成为本标准的条款。凡注明日期的引用文件，其随后所有的修改单或修订版均不适用于本原则（不包括勘误、通知单），然而，鼓励根据本原则达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡未注日期的引用文件，其最新版本适用于本原则。

- a) 中华人民共和国电力法（第60号主席令）
- b) 电业安全工作规程 DL 408—1991
- c) 电力系统通信管理规程 DL/T 544
- d) 电业生产事故调查规程 DL/T 558
- e) 电网运行准则 DL/T 1040
- f) 电力系统通信设计技术规定 DL/T 5391
- g) 中华人民共和国无线电管理条例（国务院令第128号 国务院、中央军委 1993）
- h) 国家电力监管委员会安全生产令（国家电力监管委员会第1号令）
- i) 电力安全生产监管办法（国家电力监管委员会第2号令）
- j) 电力二次系统安全防护规定（国家电力监管委员会第5号令）
- k) 电力二次系统安全防护总体方案（电监安全[2006]34号文）
- l) 中国南方电网电力调度管理规程（南方电网Q/CSG 2 1003-2008）
- m) 中国南方电网有限责任公司电力生产事故调查规程（南方电网安生[2005]18号）
- n) 中国南方电网通信管理标准（南方电网调[2003]10号）
- o) 中国南方电网电力二次系统安全防护管理暂行规定（南方电网调〔2009〕7号）
- p) 中国南方电网电力应急通信管理规定（南网总调 调通[2008]17号）
- q) 中国南方电网通信网络生产应用接口技术规范（试行）
- r) 中国南方电网220kV及以上电网规划技术原则系统二次部分（南方电网计〔2009〕110号）
- s) 中国南方电网110kV及以下配电网设备装备导则（南方电网Q/CSG 10703-2009）
- t) 中国南方电网继电保护通用技术规范
- u) 中国南方电网500kV线路保护及辅助保护技术规范（试行）（南网总调 调继2010年21号文）
- v) 中国南方电网大型发电机及发变组保护技术规范（南网总调 调继[2008]4号）

- w) 中国南方电网调度自动化管理标准（南方电网Q/CSG MS0809-2005）

### 3. 总则

- a) 电力通信网是智能电网、企业信息化的基础支撑平台。
- b) 十二五通信规划应按照南方电网“集团化管理模式、一体化管理制度”战略，遵循“统一规划、统一标准、网络互联、资源共享”的原则。
- c) “十二五”通信规划目标是建设以电网运行、企业管理业务为基础，中压配电网业务为延伸的“广域覆盖、高速宽带、安全可靠、适度超前、技术先进”的电力通信网。
- d) 十二五期间根据电网建设规模及各级通信业务延伸范围，南方电网电力通信网分网、省、地三级建设，三级网络互联互通、资源共享。
- e) “十二五”通信规划基础水平年为2010年、规划跨度是2011年~2015年，规划应制定年度实施计划。
- f) 通信类设备规划设计生命周期为8-10年、OPGW光缆为20-25年、ADSS和管道光缆为10-12年。

### 4. 技术原则

#### 4.1 电网通信业务配置原则

- a) 南方电网电力通信业务划分根据电力二次系统安全防护总体方案的应用系统安全区的划分。
- b) 各安全区的业务系统安全防护方案和措施参见电力二次系统安全防护方案（电监会34号文），各业务系统内的安全防护装置由各业务专业负责。
- c) 南方电网公司各应用系统划分为生产控制大区和管理信息大区。生产控制大区可以分为控制区（又称安全区I）和非控制区（又称安全区II）。
- d) 安全区I业务由电力通信专网E1通道及调度数据网安全I区VPN承载。安全区II业务由电力通信专网E1通道及调度数据网安全II区VPN承载。管理信息大区业务由电力通信专网E1通道及综合数据网独立VPN承载。
- e) 本原则涵盖范围外的业务系统和新类型业务在接入南方电力通信网时应由各级通信网络管理部门安排，要求不得降低和影响电监会34号文中规定的各类业务的安全防护等级。

##### 4.1.1 继电保护业务

- a) 220kV及以上线路**每套**电流差动保护装置配置两条独立的通信通道，两条独立通道分别由不同传输平面与光缆路由承载，每套保护装置的两个通道不开通自愈保护，通道切换由继电保护装置完成。
- b) 220kV及以上线路方向保护和距离保护优先采用光通信传输，线路主保护装置采用E1通道时，应开通自愈环。
- c) 220kV及以上长度小于60km的线路保护通道可采用专用光纤芯，并同时配有2M迂回

通道。

- d) 复用光纤保护通道时延端到端复用通道延时满足不大于10ms，通道全程节点小于15个。
- e) 在同一套MSTP（SDH）设备上承载线路保护通道不得超过40条，同一条光缆上承载线路保护通道不得超过80条。

#### 4.1.2 直流控制保护业务

- a) 直流线路两端换流站间应具备E1专线直流控制保护通道。
- b) 直流控制保护专线通道传输时延 $\leq 30\text{ms}$ ，每条通道应开通自愈环，主用路由通道与备用路由通道时延差 $\leq 5\text{ms}$ 。

#### 4.1.2 安全稳定控制业务

- a) 主站、子站和执行站之间两套安全稳定装置应采用的E1通道，每条通道应开通自愈环。
- b) 主站、子站和执行站之间的传输时延要求 $\leq 30\text{ms}$ 。

#### 4.1.3 调度自动化业务

- a) 调度自动化通道优先采用E1通道或MSTP数据专线和调度数据网络两条完全独立的通道。
- b) 调度自动化通道专线通道传输时延 $\leq 30\text{ms}$ ，开通自愈环。
- c) 调度自动化数据网络通道传输时延在80%运行时间内 $\leq 100\text{ms}$ 。
- d) 调度自动化专线通道和数据网络通道应分别承载在不同的传输网络平面上。

#### 4.1.4 广域相量测量业务

- a) PMU通道优先采用E1通道或MSTP数据专线和调度数据网络两条完全独立的通道。
- b) PMU通道专线通道传输时延 $\leq 30\text{ms}$ ，开通自愈环。
- c) PMU数据网络通道传输时延在80%运行时间内 $\leq 100\text{ms}$ 。
- d) PMU专线通道和数据网络通道应分别承载在不同的传输网络平面上。
- e) PMU可以和调度自动化通道合并传送。

#### 4.1.5 一体化电网运行智能系统业务

- a) 调度数据网应覆盖到网、省、地、县所有调度机构和35kV及以上所有变电站；
- b) 县级及以上调度机构和220kV及以上变电站的一体化电网运行智能系统与上级一体化电网运行智能系统间应具备两路独立路由的网络通道；110kV及以下变电站至少具备一路网络通道，并宜具备两路独立路由的网络通道。双网络通道条件下，任意一路通道所在链路上的设备（包括光缆、通信设备等）故障不影响另一路通道的正常运行；
- c) 各级主站（包括备调）之间的调度数据网通道带宽应 $\geq 100\text{Mb/s}$ ，传输延时 $\leq 100\text{ms}$ ，误码率 $\leq 10^{-6}$ ，可用性 $\geq 99.9\%$ ；220kV及以上电压等级厂站与主站（包括备调）间

网络通道带宽 $\geq 4\text{Mb/s}$ ，110kV、35kV厂站与主站（包括备调）间网络通道带宽 $\geq 2\text{Mb/s}$ ；传输延时 $\leq 150\text{ms}$ ，误码率 $\leq 10^{-5}$ ，可用性 $\geq 99.995\%$ 。

- d) 在实施调度数据网双平面工作前，通信网络以目前所支持的各类通信方式做为建设过渡的方案。

#### 4.1.6 配电网自动化业务

- a) 配电网通信应结合地区配电网供电分区的规划，因地制宜选择通信方式，可采用光纤通信、电力线载波、无线通信（专网、公网）等多种通信方式。A类、B类区域优先采用光纤通信方式。
- b) 具备遥控功能的配电自动化区域优先采用专网通信方式，禁止使用公网IP网络资源，依赖通信技术手段实现故障自动隔离的馈线自动化区域宜采用光纤专网通信方式。
- c) 无线公网通信方式应采用可靠的安全隔离和认证措施，配网信息接入应符合《电力二次系统安全防护方案》等相关安全防护规定的要求。
- d) 配电自动化业务数据接入地区传输网。

#### 4.1.7 配电网计量业务

- a) 配电网计量业务信息流向为采集终端至地区计量自动化主站。
- b) 负荷管理终端、配变监测计量终端、集中器上行通道带宽不小于 $1200\text{b/s}$ 。
- c) 配电网计量业务通信通道优先采用电力光纤专网，电力通信专网未覆盖节点采用GPRS、CDMA、PSTN等公网通信方式。

#### 4.1.8 信息化管理业务

- a) 信息化管理业务包括营销管理、资产管理、财务管理、人力资源管理、协同办公和综合管理等六大企业级应用以及企业分析决策系统、容灾备份等数据流量。覆盖南方电网总部及各分（子）公司本部、地区供电局、县级子公司、同城容灾中心、异地容灾中心、变电站、营业点等节点。
- b) 信息化管理业务必须统一采用电力综合数据网的VPN承载，综合数据网组网链路租用公网资源时，只允许租用光纤芯或STM-N、E1专线电路。
- c) 网、省、地、县四级信息化管理业务各节点通信通道需要满足N-1可靠性要求。
- d) 异地数据级容灾备份中心、同城应用级容灾备份中心和生产中心需要位于同级别的数据通信网络的骨干节点上。
- e) 综合数据网带宽要求如下：

表 1 南方电网综合数据网带宽要求

序号	网络类型	通道	2013 年要求 (Mb/s)	2015 年要求 (Mb/s)
1.	主干综合数据网	分公司到公司总部（华穗、科学城）	300	1000
2.		子公司到公司总部（华穗、科学城）	300	1000
3.		分（子）公司本部到异地容灾中心（肇	1000	2000

		庆)		
4.		分(子)公司同城容灾中心(广州各单位同城容灾中心统一选址)到异地容灾中心(肇庆)	1000	2000
5.		公司总部(华穗)到异地容灾中心(肇庆)	1000	2000
6.		公司总部(科学城)到异地容灾中心(肇庆)	1000	2000
7.		公司总部(科学城)到公司总部(华穗)	2000	2000
8.	骨干综合数据网	地市供电局到分(子)公司本部	2000	2000
9.		地市供电局到分(子)公司同城容中心(广州各单位同城容灾中心统一选址)	2000	2000
10.		分(子)公司本部到分(子)公司同城容灾中心(广州各单位同城容灾中心统一选址)	2000	2000
11.	地区综合数据网	县级单位到地市供电局	300	1000
12.	局域网	局域网到综合数据网	1000	1000

#### 4.1.9 调度电话业务

- a) 南方电网各级调度机构(含备调、集控中心)至直接调度的厂站应建立调度电话独立双通道通信方式。
- b) 调度电话通信通道可采用E1 2M中继、64k模拟小号、VoIP电话方式。
- c) 调度电话VoIP通道承载于调度数据网、MSTP通道。

#### 4.1.10 统一通信业务

南方电网软交换统一通信系统采用综合数据网VPN通道,硬件终端直接接入综合数据网多媒体VPN,软件终端接入办公局域网。

#### 4.1.11 视频会议系统业务

- a) 南方电网会场型视频会议采用MSTP专线为主用通道,综合数据网多媒体VPN为备用通道。MCU级联通道不低于4M,高清视频会议终端接入通道不低于4M。
- b) 南方电网会商型视频会议采用综合数据网多媒体VPN通道,MCU级联通道不低于4M,高清视频会议终端接入通道不低于4M。
- c) 南方电网高端桌面视频采用综合数据网通道,接入办公局域网。

#### 4.1.12 营业所、变电站视频监控业务

- a) 南方电网营业所至各级电网公司、供电局应建立视频监控业务通道,营业所视频监

控通道采用综合数据网承载，单营业所具备同时上送2路视频图像能力，带宽不小于4M。地区范围内全网具备同时并发上送8路视频图像能力，供电局出口带宽不小于20M。

- b) 南方电网变电站至各级电网公司、供电局应建立视频监控业务通道，变电站视频监控通道采用综合数据网承载，应采用VPN方式与其它业务隔离。单站具备同时上送4路视频图像能力，带宽不小于8M。地区范围内全网具备同时并发上送16路视频图像能力，供电局出口带宽不小于50M。

#### 4.2 光缆网规划原则

- a) 光缆应成环成网建设，满足光纤传输网、综合数据网、调度数据网等网络以及线路保护等业务对光纤芯需求。
- b) 35kV及以上电压等级**新建、改造**交流线路应同步建设光缆，直流线路光缆建设在具体工程中论证。
- c) 35kV及以上电压等级厂站光缆覆盖率达到100%。
- d) 110kV及以上电压等级新建架空线路应采用OPGW光缆。
- e) 总调、省中调、地调、异地容灾中心（肇庆）应具备3条以上独立的光缆路由。110kV及以上电压等级厂站不少于2条光缆路由。
- f) 新建光缆纤芯采用G. 652，根据原有相邻光缆纤芯类型，可选择加入部分G. 655光纤芯。
- g) 500kV及以上电压等级线路光缆纤芯数量应不少于36芯，220kV电压等级线路光缆纤芯数量应不少于48芯，同塔架设光缆时，每回线路光缆应不少于24芯；110kV、35kV电压等级线路光缆纤芯数量应不少于24芯。调度机构每条接入光缆纤芯数量应不少于48芯，城市应用密集的区域应适当考虑增加纤芯。为满足线路保护专用纤芯需求，可适当增加纤芯数量。
- h) 在台风和冰灾等自然灾害频发区域，为保障重要节点、重要线路应急通信需求，应适当建设110kV及以下低电压等级架空光缆、管道及地埋光缆，构成光缆敷设方式的多元化、立体化。重覆冰区域OPGW应考虑可被融冰。
- i) 地区通信网规划应包含配电网光缆规划内容，配电网电缆建设应同期建设通信光缆或通信子管。

#### 4.3 光纤传输网络规划原则

- a) 南方电网光纤传输网应按照主干传输网、省(区)级传输网和地区(市)传输网三级网络规划建设，主干传输网与省级传输网、省级传输网与地区传输网应实现两点或两点以上互连。
- b) 南网主干传输网覆盖的节点：总调、备调、各省中调、各分(子)公司本部、直流换流站、跨省交流线路两端的500kV变电站以及满足网络组网所需的其它节点。
- c) 省级传输网原则上应覆盖中调、省(区)备调、地调、省内所有500kV厂站，跨地区交流线路两端的220kV变电站以及满足网络组网所需的其它节点。
- d) 地区传输网覆盖地调、地区备调、县(区)调、地区内所有220kV厂站、110kV厂站、35kV厂站等节点。
- e) 各级传输网应按照传输网A(以下简称“网A”)、传输网B(以下简称“网B”)双平面结构规划。网A、网B组网技术应支持MSTP，新建传输网络应具备ASON功能。

- f) 省公司、地区供电局、省同城容灾中心之间应建设大容量传输网络，可采用波分技术。
- g) 南方电网各级传输网应根据业务需求进行流量分析及带宽规划，网络带宽应满足未来5年业务发展需求，预留充足业务保护/恢复带宽，并考虑为其他级传输网络提供应急带宽需求。
- h) 各级光纤传输网络各节点设备要求关键部件冗余配置，设备容量应具备平滑升级的能力。
- i) 逐步减少PCM配置，引导业务使用E1或IP业务通道方式。
- j) 在城市重要供电区域，中压配电网通信优先采用光纤通信方式。

#### 4.4 载波通信规划原则

- a) 在具备双光纤路由条件下，除应急通信需求外，原则上不考虑载波通信的建设。在不具备双光纤路由时可作为业务传输第二通道。
- b) 载波通信可作为继电保护、调度自动化、调度电话等业务的应急通信手段，应急载波通道优先采用复用载波机方式。
- c) 在不具备建设中压配电光缆条件情况下，可采用载波通信作为补充承载“三遥”业务，故障自动隔离的馈线自动化控制业务不宜采用载波通信。

#### 4.5 调度数据网规划原则

- a) 调度数据网应满足电力二次系统数据业务、调度IP语音业务等业务的需求。
- b) 110kV及以上各级调度数据网应实施调度数据网双平面建设，分别承载于2张不同传输平面。
- c) 南方电网调度数据网覆盖范围包括各级调度机构（含县供电局）、35kV及以上电压等级厂站，十二五期间应实现调度数据网100%覆盖。
- d) 调度数据网应采用分级建设的原则，按照南方电网主干调度数据网、省级调度数据网和地区调度数据网三级网络（海南可采用省地合一两级网络）进行建设。
  - 1) 南方电网主干调度数据网络覆盖南方电网总调（总调备调）、各省中调及500kV及以上电压等级厂站等；
  - 2) 省级调度数据网络覆盖省中调（中调备调）、地调、220kV电压等级厂站等；
  - 3) 地区调度数据网络覆盖地调（地调备调）、110kV/35kV电压等级厂站等。地区调度数据网不接入中低压配用电数据信息；
- e) 原则上一个厂站不接入多级调度数据网，通过上下级网络互联满足业务需求。若调度数据网拓扑结构需要，不同级别调度数据网可以在同一厂站部署核心、汇聚设备。
- f) 主干调度数据网与省级调度数据网、省级调度数据网与地区调度数据网应选择不少于2个异地节点进行网络互连，以实现网间业务互通、资源共享。
- g) 各级调度数据网应采用分层结构组网，主干调度数据网、省级调度数据网采用核心、汇聚、接入三层结构组网，地区调度数据网根据规模大小可增加或减少分层组网结构。
- h) 各级调度数据网核心层、汇聚层每个节点至少具备2个及以上不同方向的上联或互联链路，且至少具备2条独立的传输路由。接入层每个220kV及以上电压等级厂站节点应具备2个不同方向的上联链路，110kV站点在光缆资源具备条件时，配置2个不同方向的上联链路，且根据传输网资源条件应尽量选择独立的传输路由。

- i) 网、省两级调度数据网接入层节点与汇聚层节点的比例不大于10:1，每个汇聚层节点汇接的接入层链路数量不大于20。
- j) 各级调度数据网应根据业务需求进行流量分析及带宽规划，网络带宽应满足5年内业务增长需求，并确保各链路带宽冗余度大于50%。220kV及以上电压等级厂站接入链路带宽不小于4Mb/s，110kV、35kV厂站接入链路不小于2Mb/s。
- k) 各级调度数据网应采用MPLS三层VPN技术划分为实时VPN和非实时VPN。
- l) 同一调度数据网内的网络设备应接受同一网管系统管理，并具备流量监测、用户认证、权限分级、操作审计、日志记录等功能。
- m) 各级调度数据网应满足国家电力监管委员会第5号令《电力二次系统安全防护规定》和电监安全[2006]34号文《电力二次系统安全防护总体方案》的安全防护要求。

#### 4.6 综合数据网规划原则

- a) 综合数据网应满足信息化管理、营业所及变电站视频监控、视频会议系统、统一通信等各类信息业务需求。
- b) 南方电网公司总部、分（子）公司本部、地区/县供电局、异地容灾中心、省同城容灾中心、各二级单位、35kV及以上变电站、电厂、各乡（镇）供电所、营业所的综合数据网覆盖率应达到100%。
- c) 综合数据网应采用分级建设的原则，按照南方电网主干综合数据网、省级综合数据网和地区综合数据网三级网络（海南可采用省地合一两级网络）进行建设。
  - 1) 南网主干综合数据网覆盖南网公司总部及各分（子）公司本部、异地容灾中心等节点；
  - 2) 省级综合数据网覆盖分（子）公司本部、所辖二级单位、地区供电局、同城容灾中心等节点；
  - 3) 地区综合数据网覆盖地区供电局本部、所辖二级单位、县（区）供电局、本地区运维变电站、供电所/营业所等节点。
- d) 各级综合数据网应在上下级网络之间实现不少于2个异地节点的网间互联，实现网间业务互通、资源共享，互联接口支持万兆带宽。
- e) 主干综合数据网部署在南网公司本部、省级综合数据网部署在分（子）公司本部以及地区综合数据网部署在地（市）供电局本部、数据中心、容灾中心的核心设备应满足双设备冗余。其它核心层、汇聚层站点应满足双设备冗余或者双主控板、双电源冗余。
- f) 南网总部、分（子）公司本部、地区/县供电局、容灾备份中心每个节点至少具备2个及以上不同方向的上联或互联链路。
- g) 营业点可配置双设备冗余，宜具备两条独立路由接入链路。
- h) 对于220kV及以上电压等级厂站节点，各级综合数据网接入层节点与汇聚层节点的比例不大于10:1，每个汇聚层节点汇接的接入层链路数量不大于20。
- i) 各级综合数据网应采用IP技术组网，主干综合数据网和省级综合数据网宜采用IP over SDH/MSTP/OTN等技术作为组网承载层技术，地区综合数据网宜采用IP over Fiber、IP over MSTP等技术作为组网承载层技术。组网接口为STM-N、N\*GE、10GE等。
- j) 在电力通信专网不具备条件的前提下，可利用运营商专用通道资源（光纤、专线电路）进行组网，网络设备应由电网公司投资建设。

- k) 各级综合数据网应根据业务需求进行流量需求分析及带宽规划，链路带宽应满足5年内管理信息化、多媒体通信、营业所及变电站视频监控等业务增长需求。各链路带宽日平均利用率超过物理带宽50%时应进行网络优化或链路扩容。
- l) 各级综合数据网应根据业务需求和管理要求进行网络VPN设置。上下级综合数据网的VPN应互联互通。
- m) 同一综合数据网内应实现统一网管，并具备流量监测功能。

#### 4.7 调度语音交换网规划原则

- a) 调度交换网络结构应根据调度管理关系，以南网总调、备调为中心，采用三级汇接、四级交换的网络结构。
- b) 南方电网调度交换网应覆盖各级调度机构和35kV及以上电压等级出线厂站，原则上各级调度机构、500kV变电站（含特高压直流站）及调度电厂采用程控交换机覆盖；其他站点采用远端模块、VoIP、PCM延伸分机等多种覆盖方式。
- c) 调度交换网应采用程控交换技术组建，采用2Mb/s数字中继互联，全网统一使用Q. SIG/DSS1信令。
- d) 中继路由设置应遵循“N-1”冗余原则，即任一级汇接节点应至少与两个不同上一级或一个上一级、一个同一级汇接节点分别建立直达中继路由，终端交换节点有条件的优先考虑与两个不同上一级汇接节点分别建立直达中继路由。
- e) 调度交换系统由程控交换机、调度台、录音系统等组成，各部分容量及规格配置应按照实际需求留有50%的余量。作为汇接节点的调度交换机，除配置本机接入交换网络的容量外，应多预留10个及以上电压等级厂站的数字中继接入容量。
- f) 调度专线电话包括：调度交换机分机（或延伸分机）、行政交换机分机（或延伸分机）、公网专线电话3类：
  - 1) 南网总调、南网备调、各省中调（省备调）、地调、区域控制中心、集控中心、500kV及以上电压等级变电站和电厂的调度专线电话应配备3类调度专线电话；
  - 2) 220kV、110kV电压等级变电站和电厂的调度专线电话应至少配备2类调度专线电话，且必须配置调度交换机分机（或延伸分机）；
  - 3) 110kV以下等级变电站和电厂应至少配备1类调度专线电话；调度专线电话应至少保证一路不接入调度台；
  - 4) 公网专线电话应与电力通信专网物理隔离；各级调度机构和500kV及以上电压等级厂站调度专线电话应接入本地录音系统。
- g) 调度语音交换网络与行政语音交换网络原则上要求设备和网络相互独立；行政交换网应兼作调度交换网的备用，本地调度、行政交换机应通过中继互联。原则上设置为调度用户可呼叫行政用户，行政用户不能呼叫调度用户。
- h) 调度、行政二合一的交换机，调度用户与行政用户之间必须做相应逻辑隔离，设置为调度用户可呼叫行政用户，行政用户不能呼叫调度用户。隔离后应满足在任何情况下保证调度交换业务的优先应用。
- i) 各级调度机构节点根据中继数量和用户数量情况，可分开设置汇接交换机和用户交换机。
- j) 在技术成熟的前提下，宜采用VoIP技术组建调度交换网，开展多媒体调度。VoIP调度小号的承载通道宜采用调度数据网或MSTP专线方式。对于2路调度专线电话均采用VoIP调度小号的站点，2路VoIP调度小号应分别承载在相互独立的通道上。

## 4.8 统一通信规划原则

积极开展统一通信技术研究，制定统一标准，按照“统一规划、统一标准、统一建设、分级实施”原则，在南方电网总部统一组织下，先试点、后推广，分布实施建设。

### 4.8.1 统一通信系统功能规划原则

- a) 统一通信系统应覆盖南方电网公司本部、各分（子）公司本部、各地区供电局本部、各县（区）供电局本部、各级变电站、供电所/营业点及以上各级所辖的二级单位等用户节点，满足上述节点所有用户的接入需求。
- b) 统一通信系统应以业务需求为驱动，实现语音、视频及数据等多种通信方式融合，全面提升企业沟通效率，满足信息化建设及未来智能电网发展需求。
- c) 统一通信系统应具备以下业务功能：
  - 1) 企业统一通讯录：从信息系统获取南方电网企业员工的通讯信息，包括办公电话、手机号码、传真号码及电子邮件等，形成集中、统一的通讯录，并可通过电话终端，或信息系统的桌面终端，实现通讯信息的查询功能。
  - 2) 一号通：将员工的办公电话号码设置为“一号通”号码，拨打该号码，系统自动按照用户设置的话务路由规则，转接到相应的电话终端或语音信箱。
  - 3) 点击拨号：利用信息系统的桌面终端查询到被叫用户的电话号码信息，并通过直接点击该号码信息方式，激活所绑定的电话发起呼叫，以取代传统拨号方式。
  - 4) 即时状态呈现：通过信息系统的桌面终端实时呈现用户办公电话忙、闲状态，便于用户相应选择呼叫、遇忙回叫及发送消息等通讯方式。
  - 5) 电子传真：通过与办公自动化系统(OA)等信息系统集成，实现利用信息客户端直接接收和发送传真。
  - 6) 多媒体会议：用户利用可视电话终端或信息系统的桌面终端，召开融合语音、视频及数据等多种媒体信息的会议。
- d) 根据用户需求发展，系统应能通过标准、开放的接口，不断拓展新的业务功能。
- e) 统一通信系统应能通过标准插件或接口与相关信息系统进行信息交互，并各业务功能可利用信息系统的桌面终端作为展现界面。
- f) 统一通信系统应与调度语音交换网互联互通，与视频会议系统在功能上逐步实现融合。

### 4.8.2 统一通信硬件架构规划原则

- a) 统一通信系统应以软交换技术为主，同时兼顾现有程控交换网，以实现全网逐步过渡到软交换网络。
- b) 统一通信系统应采取网公司、分（子）公司两级部署，多级应用模式进行建设，两级系统应采用标准信令方式进行中继互联。
- c) 南方电网公司总部、各分（子）公司本部作为呼叫及业务控制中心，应部署呼叫控制器、业务应用服务器等设备，按照冗余配置考虑，并应具备自动切换能力。
- d) 南方电网公司总部、各分（子）公司本部、地区供电局本部应部署中继网关设备，分别通过2M数字中继与现有程控交换网、公网通信运营商语音交换网互连互通。南方电网公司总部、各分（子）公司本部的中继网关设备应冗余配置。
- e) 南方电网公司总部、省（区）电网公司、地区供电局本部、县（区）供电局及所辖

二级单位等大用户节点宜采用大型用户网关（AG设备）实现用户接入；供电所和营业所等中小型用户节点宜采用小型用户网关（IAD设备）实现用户接入；变电站等单个用户节点宜采用IP电话实现用户接入。

- f) 统一通信系统主要利用各级综合数据网络作为承载平台，应为语音、视频等实时业务划分独立VPN。安装于不同地点的呼叫控制器、中继网关、大型用户网关等核心设备之间除了通过综合数据网互通外，应通过光传输网络建立专线通道。
- g) 呼叫控制器和业务应用服务器应配置安全防护系统，实现与综合数据网安全隔离。
- h) 在公司统一部署统一通信系统之前，现有行政语音程控交换机更新、改造原则上仍采用程控交换技术。

#### 4.9 视频会议系统规划原则

- a) 南方电网视频会议系统应发展1080P高清视频会议技术，兼容现有视频会议系统。
- b) 1080P高清视频会议系统按网、省（含超高压公司、调峰调频公司）、地三级部署。
- c) 南方电网视频会议系统按照“统一规划、统一标准、分级建设”的原则建设。
- d) 网公司总部配置主备用MCU，与各分、子公司MCU级联，接入南方电网公司总部、各分（子）公司等会场。
- e) 超高压公司、调峰调频公司配置MCU，与网公司MCU级联，超高压公司MCU接入本部及各超高压分局会场，调峰调频公司MCU接入本部及所属各电厂会场。
- f) 省公司本部配置主备用MCU，与网公司、各供电局MCU级联，接入省公司本部及二级单位会场。
- g) 供电局配置MCU，与省公司MCU级联，地区供电局、二级单位及县供电局会场。
- h) 南方电网公司总部、各分（子）公司、地区供电局本部重要会场应配置双终端。
- i) 网、省两级视频会议系统备用MCU支持会商型会议功能。
- j) 网公司总部、各分（子）公司本部、地区供电局各会议室按需配置会商视频会议终端。
- k) 开展远程呈现系统、高端桌面视频应用试点。
- l) 视频会议系统应与统一通信系统互联互通。
- m) 各级视频会议系统应满足应急指挥、可视化调度需求。

#### 4.10 支撑网规划原则

##### 4.10.1 同步网络规划原则

- a) 南方电网频率同步网宜采用混合同步方式组网，各分（子）公司分属不同的同步区，同步区内采用主从同步，同步区之间采用准同步。
- b) 十二五期间进行北斗卫星、地面时间同步网络建设局部试点。

##### 4.10.2 通信运行管控系统规划原则

- a) 南方电网通信运行管控系统主要包含三大功能模块：综合监视、通信资源管理、电子运维。三大功能模块应统一数据格式、命名规范、接口规范、建设规范。网省地三级通信网实现网络集中监视、故障智能判断、数据自动统计、管理流程固化。
- b) 南方电网通信运行管控系统宜按网、省两级部署，多级应用的模式开展建设，各级

系统应实现互联互通，数据共享，实现对网省地三级通信网的运行管控。

- c) 通信运行管控系统应与一体化电网智能运行系统互通。
- d) 通信运行管控系统应兼顾中低压配电网通信资源的监测管理。

#### 4.11 应急通信规划原则

- a) 应急通信主要保障冰灾范围内220kV及以上电压等级的重要厂站、线路及各级调度中心的继电保护、调度自动化、调度电话等业务。
- b) 南方电网应急通信应充分发挥地埋光缆，低电压等级光缆抗冰冻雨雪自然灾害能力较强的优势，利用公网通信资源，以及卫星通信技术、电力载波通信等技术，与现有电力通信形成优势互补的、立体式的电力通信保障体系。
- c) 冰灾范围内的220kV及以上电压等级的重要变电站、电厂，应建设地埋光缆或采用低电压等级线路等架空方式进站的光缆，遵循“就近接入”的原则接入地区电力通信网络。
- d) 冰灾范围内不具备敷设地埋光缆或低电压等级架空光缆的220KV及以上电压等级的重要变电站、电厂，应采用电力载波和卫星通信方式。
- e) 各级调度机构之间应急通信可利用公网或专网地埋光缆、专线电路。
- f) 严重覆冰区的500KV线路至少保留一路复用电力线载波通道，确保继电保护通信通道畅通。

#### 4.12 通信电源规划原则

- a) 各级调度中心、220kV及以上电压等级厂站应配置两套—48V独立通信电源。
- b) 通信设备、通信网管等系统需要交流电源时，必须使用在线式不间断电源系统(UPS)供电或由逆变器供电。
- c) 总调、中调、地调三级调度机构，调度数据网、综合数据网、通信网管需要使用交流电源时，应配置两套UPS电源。
- d) 中压配电通信终端的电源采用与配网自动化设备电源一体化模式。