

发电工程设计项目经理（设总）培训课题

第二部分：专业设计基础知识

第五章： 电厂接入系统基础知识

华北电力设计院工程有限公司

2012 年 10 月 北京

编写：万新梁

校审：王绍德

目 录

前 言	1
1 电力系统	1
1.1 电力系统及其特点	1
1.2 电力系统规划阶段的划分与内容	2
1.3 电力系统设计分类	7
1.4 电力网络	10
1.5 电力负荷	14
1.6 电网电压	19
1.7 电力系统频率	24
1.8 机组和主变容量	26
1.9 变电站布局 and 变电容量	27
1.10 主接线	29
1.11 送出线路回路数及导线截面选择	30
1.12 电网中性点接地方式	31
1.13 电力电量平衡	32
1.14 潮流计算	35
1.15 电力系统稳定	36
1.16 电力系统内部过电压	43
1.17 短路电流计算	48
1.18 无功补偿	50
1.19 低频振荡	55
1.20 次同步谐振 (SSR)	57
2 系统继电保护及安全自动装置	60
2.1 电力系统继电保护	60
2.2 系统继电保护配置	61
2.3 电力系统安全自动装置	65
3 调度自动化	71

3.1 电力系统调度自动化.....	71
3.2 发电厂远动的基本功能.....	72
3.3 远动装置.....	73
3.4 自动发电控制（AGC）.....	74
3.5 自动电压控制（AVC）.....	75
3.6 电能量计量系统.....	75
3.7 同步相量测量装置（PMU）.....	77
3.8 脱硫脱硝信息在线监测子站系统.....	78
3.9 供热机组热负荷在线监测子站系统.....	79
3.10 发电报价系统.....	79
3.11 电力调度数据网接入设备.....	80
3.12 二次系统安全防护设备.....	80
3.13 电源系统.....	81
3.14 调度自动化专用设备.....	81
4 通信.....	82
4.1 系统通信.....	82
4.2 厂内通信.....	93
5 专业协调.....	97
5.1 电力系统.....	97
5.2 系统继电保护.....	98
5.3 调度自动化.....	98
5.4 通信.....	99
5.5 厂网投资划分.....	99
附 1 电厂接入系统设计主要内容和深度.....	100
1.1 设计主要内容.....	100
1.2 内容深度.....	100
附 2 主要规程、规定.....	108

前 言

《电厂接入系统基础知识》是按院颁《发电工程设计项目经理（设总）培训课题教材编写统一规定》的要求进行编写的。

电厂接入系统设计是电厂可行性研究阶段的内容之一，电厂接入系统设计审查意见是电厂上报可行性研究报告、开展后续设计、设备选型以及签订并网、调度、购售电合同（协议）等工作依据之一。

电厂接入系统要有明确的电力市场、电力电量销纳范围和接入系统电压等级和送电方向，符合电力系统规划，符合电网一、二次系统对电厂的技术要求。

据此要求，电厂接入系统基础知识主要介绍以下内容：电力系统规划设计阶段的划分和设计的主要内容；电力网络、电力负荷、电压、频率的基本概念；电力电量平衡、潮流、短路电流、稳定、过电压、无功补偿一般知识；系统继电保护、调度自动化、系统及厂内通信设计的技术要求。以使设计项目经理（设总）了解电力系统基础知识、掌握电厂接入系统设计原则、电厂接入系统设计范围和主要内容、提高专业协调能力，提高设计质量。

1 电力系统

1.1 电力系统及其特点

电力系统由发电、变电、输电、配电、用电等设备和相应的辅助系统，按规定的技术和经济要求组成的，将一次能源转换为电能并输送和分配到用户的一个统一系统。电能生产过程是连续的，发、输、变、配、用电在同一瞬间进行并完成。

辅助系统包括为保证其安全可靠运行的继电保护和安全自动装置、调度自动化和通信等。

电力系统中输送、变换和分配电能的部分称为电力网。电力网包括输电网和配电网。

输电网主要是将发电厂发出的电能经变压器升压后通过高压输电线输送到变电站。输电线同时还有联络相邻变电站和相邻电力系统的作用

配电网是将电能从高压变电站直接分配到用户去的电力网，35kV、63kV、110kV 称高压配电网，6kV、10kV、20kV 称中压配电网，380/220V 称低压配电网。

输、配电网可按电压等级的高低分层或按负荷的地域分区。

电力系统有以下优越性：

(1) 能经济合理地开发利用一次能源，便于在一次能源丰富的地方建设大型发电厂，以解决能源与负荷分布在地域间的不平衡；

(2) 有利于采用大容量发电机组，以提高投资效益和经济性；

(3) 便于各地区间电力互相支援，提高运行安全性；

(4) 利用错峰效应可减少装机容量和备用容量；

(5) 便于集中管理，实现电力合理分配和经济调度。

由于整个电力系统在电磁上是互相耦合和连接的，系统中任何一点发生故障，都会瞬间影响和波及全系统，严重时会发生大面积停电事故，因此在电力系统中要求进行快速控制和保护。

1.2 电力系统规划阶段的划分与内容

要满足国民经济和社会发展对电力的需求，使发、输、变、配电工程协调发展，使电力可持续发展，作为电力工程前期工作的重要组成部分，需进行电力系统规划设计，研究电力系统中电源、电网的合理布局结构和电力系统具体发展方案。

电力系统规划设计应遵循国家能源政策、产业政策、环保政策及电力工业发展的各项方针政策，以能源资源最大范围的优化配置为目标，以安全稳定为基础，统筹考虑社会效益、环境效益、经济效益；坚持统一规划、分级管理、有效衔接的原则；以上级规划指导下级规划，全局规划指导局部规划，整体规划指导专项

规划，规划指导设计。

电力系统发展规划是研究电力系统发展的规模及速度，电力系统规划设计的设计水平年宜与国民经济和社会发展规划的年限相一致。

电力系统发展规划一般划分为研究 15 年以上电力系统发展的电力系统长期发展规划和研究 5~15 年以上电力系统发展的电力系统中期发展规划两个阶段。

从基建角度增加 3~5 年近期规划，属综合计划范畴，电力系统近期发展规划是研究 3~5 年左右电力系统发展规划，作为编制年度基建计划，安排基建投资，安排设计任务的依据。

按专项还可划分电源发展规划、大型电源送出与输电系统规划、电力网发展规划等几类。

1.2.1 电力系统长期发展规划

电力系统长期发展规划是研究 15 年以上电力系统发展规划，侧重于电力系统战略规划，分析电网远景适应性及出现更高电压等级的必要性和时机，结合能源与负荷分布，分析能源规模、电力流大小及方向，展望电网远景框架结构及发展趋势。

根据规划区内国民经济和社会发展长期规划、经济布局、能源资源开发和分布情况，提出规划期内电力系统长期发展的基本原则和方向。进行电力需求预测，测算远期电力电量发展水平及增长速度；研究动力资源开发利用；论证合理的电源结构、规模、布局，编写电源发展规划；提出区域间能源、电力输送规模，大型电源基地的送电方向；提出电网主要干线电压等级和电网总体结构构成，编写电力网发展规划；对规划期内大气环境容量进行初步分析，分析电力环保“质量容量”空间，提出总量控制建议；研究资金筹措和电价，提出原则措施；提出需开展的新技术、新课题研究等。依据电力系统长期发展规划，提出可进行初步可行性项目的建议，提出为电力建设预留厂址、站址、路径走廊规划的建议。

1.2.2 电力系统中期发展规划

电力系统中期发展规划是研究 5~15 年以上电力系统发展规划，是在电力系统长期发展规划基础上进行。研究目标网架结构方案及对电网长期发展的适应性，根据需要进行更高一级电压等级、新增大型输电通道等相关论证，提出变电站布局及最终规模、无功补偿容量，研究限制短路电流水平的措施。

电力系统中期发展规划配合规划区内国民经济和社会发展五年计划和十年规划，侧重研究 5~15 年内电力系统发展和建设方案。进行电力需求预，提出规划期内电力需求的水平、分布、构成及其特性论证；研究动力资源开发利用，落实规划期内可能的一次能源供应量；研究规划期内电源建设安排，提出电源的布局、系统的合理供电范围和相应的联网方案、具体电源建设项目及系统调峰方案，编写电源发展规划；论证电网布局及规划建设方案，包括电压等级、电网结构及过渡措施，进行系统电气计算，提出保证系统安全定、电压质量的技术措施，编写电力网发展规划；统一和协调发、输、变电工程的配套建设项目，提出发、输、变电工程及无功补偿项目的建设投产时间、主要设备规模；进行投资估算，分析电价水平；分析环保和节能、社会影响等。依据电力系统中期发展规划，提出可进行可行性项目的建议。

1.2.3 电力系统近期发展规划

电力系统近期规划重点研究主网架结构是否满足不同方式运行需要，进行详细电气计算，优化调整输变电建设项目，提出无功补偿容量及限制短路电流水平的措施。

1.2.4 电源发展规划

电源发展规划是研究规划期内各种电源的开发顺序，确定电源建设的项目、布局、容量及进度，满足国民经济发展对电力的需求，是电力系统中期发展规划的组成部分，。

电源发展规划的主要是对本电网内电源规划进行总体描述和分析，主要有：

- 1) 确定发电设备总容量；
- 2) 选择电源结构；
- 3) 确定电源布局；
- 4) 电源建设方案优化和经济评价；
- 5) 提出电源建设项目表。

电源规划的基础是能源资源的合理开发利用，合理的电源方案应满足能源流向合理、负荷用电可靠、系统运行安全经济、装机容量充分利用、节能减排要求。

电源方案的拟定应考虑以下因素：

- (1) 规划电源的建设条件及前期工作进展；
- (2) 能源电力流向和电源结构布局的合理性；
- (3) 电网输电能力和接受区外送电的能力；
- (4) 系统运行对电压支撑、调峰容量的要求等；
- (5) 燃料的输送运力情况，必要时对输煤输电作技术经济比较；
- (6) 规划期环保空间预测及电力工业可用环保空间分析。

电源布局和电源结构应考虑以下原则：

- (1) 优先考虑水电建设和流域梯级开发；
- (2) 充分利用可再生能源发电；
- (3) 结合城市供热规划发展热电联产机组；
- (4) 发展大容量、高效、低耗、环保的机组，淘汰退役落后火电机组及以大代小更新改造；
- (5) 根据系统运行需要，建设有调峰能力的电厂，合理建设抽水蓄能电站、燃气电站等；
- (6) 水资源缺乏地区，应积极发展空冷机组；

(7) 发展总体规划的前提下，适当考虑核电站建设；

(8) 在煤炭资源集中地区建设坑口电厂，在交通条件好的地方建设路口、港口电厂；当环境条件允许、技术经济合理时，在负荷中心建设骨干电厂，对电网提供必要的无功支援和保安电源，确保受电电网不因接受大量外来电力而降低安全稳定水平。

电源发展规划应依据电规划内容深度规定编写，叙述电力系统现况；依据国民经济发展规划，进行电力需求预测；叙述能源资源状况及待选电源点的建设条件；对电源规划方案进行论证；对推荐方案电力电量平衡，分析环境及社会影响；进行投资估算，分析电价水平。

1.2.5 电力网发展规划

电力网发展规划包括主干电网发展规划和配电网发展规划，是电力系统中期发展规划的组成部分。

主干电网规划重点研究电力系统中最高电压等级（最高电压等级发展初期还应包含次高电压等级）、电网网架结构、大型电源接入系统方案、电网互联方案等，以满足电力系统可靠性、经济性、灵活性的基本要求。一般包括电源接入及输电方案论证、变电站布局、与周边电网联网规划及骨干网架结构规划等。

主干电网规划设计的重点是以负荷预测水平、电源规划为基础，以满足供需要求为目标，从输电方式、联网方式及网架结构型式等方面论证目标电网的网架结构，并提出实施方案。对电力需求、电源建设方案等变化因素对电网网架的影响进行敏感性分析，确保电网规划的适应性。

1.2.6 大型电源送出及其输电系统规划

大型电源送出及其输电系统规划主要论证大电源的送电方向及其输电系统方案。根据规划电源的地理位置、建厂条件、最终规划容量、分期建设容量和规划水平年的负荷水平，进行电力电量平衡和电气计算，提出电源的供电范围和电

力消纳方案，选择电压等级、输电方式、研究输电初步方向，对受端电网的落点进行分析，进行规划站、选线，分析站址、路径走廊的自然条件和环境影响（如电量、电磁场、可噪声、无线电干扰等），对推荐方案输变电建设项目投资估算和电价竞争力分析。

对交流输电方案，应充分考虑串补、紧凑型导线、同塔双回等新技术的应用。

1.3 电力系统设计分类

电力系统设计视研究地域范围和解决技术问题侧重点不同，电力系统设计可分大区电力系统设计、省或地区电力系统设计、电厂接入系统设计、变电站接入系统设计、本体工程设计的系统专业配合、电力系统专题设计等几种类型。

1.3.1 大区电力系统设计

大区电力系统设计以系统内大电源接入和主网架方案为研究对象，主要解决系统内主力电厂合理布局，主网架的结构和无功配置，分析系统主要运行方式，进行电气计算，如调峰，调频、调相、系统稳定、短路电流、过电压等，验算主网应采取的技术措施。

1.3.2 省或地区电力系统设计

省或地区电力系统设计是在大区系统内大电源接入系统方案和主网架方案已确定的条件下，研究省或地区电源接入系统方式和次级电压等级网络方案，提出省或地区的系统接线方式及需建设的输变电项目。

1.3.3 电厂接入系统设计

电厂接入系统设计主要是论证电厂建设的必要性，论证电厂的接入系统方案，确定配套的送出工程项目。主要内容有：根据负荷分布和电厂合理的供电范围，研究电厂最佳的接入系统方式，确定电压等级和出线回路数；进行电力电量平衡和电气计算；研究电厂送出工程相关网络方案，建设规模及无功补偿；提出系统运行对电厂技术要求，如稳定措施、调峰、调频、调压设备的规范、发电机

进相及调相能力等；进行财务评价。

电厂接入系统设计是论证电厂接入系统的方案，确定与该电厂配套的送出工程项目的系统专题设计。电力系统中期发展规划、电力系统设计是研究规划期内电源建设安排，提出电网内电源的布局、系统的合理供电范围，提出的结论可作为发电工程项目的设计依据。但电力系统在不断发展，相关的发电厂工程项目进度也经常变化，所以在发电厂设计时还应根据当时实际情况对相关的系统设计方案进行调整和校核，在电厂完成初步可行性研究的条件下更深入地研究电厂与系统关系，进行电厂接入系统设计（包括一次系统设计和二次系统设计）。电厂接入系统设计应与电厂工程项目可行性研究同步，是电厂工程项目可行性研究阶段设计内容之一。

大型电源送出及其输电系统规划设计提出电源的供电范围和电力的消纳方案，研究输电方向，进行规划站、选线，一般在电厂工程项目初步可行性研究阶段进行，以推动电源项目前期工作，使电网和电源协调发展，其成果和评审意见用于指导电厂接入系统设计。

对跨区、跨省送电的新建水电厂、火电厂项目，规划容量在 2400MW 及以上的新建火电厂或火电厂群，以及新建核电厂项目均须进行大型电源送出及其输电系统规划设计。对不定因数多、建设工期长的电厂项目根据需要依据大型电源送出及其输电系统规划内容深度的要求开展相关研究工作。

1.3.4 变电站接入系统设计

变电站接入系统需论证变电站建设的必要性，论证变电站的接入系统方案，确定建设规模和工程量，提出系统对主要设备技术参数要求。主要内容有：研究变电站最佳的接入系统方式，确定本期和远期出线方向和回路数、无功补偿方案及容量；提出电气主接线、分段和出线排序要求；进行电力电量平衡和电气计算；提出系统运行对电设备技术要求，如稳定措施、变压器额定主抽头、无功补偿配

置及变压器调压方式、电气设备的短路水平、母线通流容量、中性点小电抗、断路器合闸电阻及接地刀闸型式等电气设备相关要求。

电力系统设计是在电力系统现状、在建项目进展情况、审定的电厂接入系统设计、变电站接入系统设计、审定的电力系统规划或者规划最新成果的基础上，针对未来一到五年的电力系统发展进行全面的、系统的设计校核，重点对全系统的问题进行研究与优化，例如全系统的电力电量平衡情况，与其他电网之间的电力电量交换需求与能力，电网主网架的合理与可行性，大型电源接入或者大输电通道与主网架的关系等重大问题开展研究，对推荐的系统方案（有时对逐年的过渡方案）进行全面的计算分析，研究系统可行性，提前发现可能存在的问题，提出系统与电网项目计划与进度建议，电力系统设计有时忽略或者简化处理个别电厂、变电站的具体方案。电力系统设计通常针对 5 年左右的系统发展开展研究，一般 3 到 5 年做一次。

电厂（变电站）接入系统是针对特定的电厂（变电站）开展接入系统设计，重点研究电厂（变电站）建设的必要性，接入系统的方案，通常需要进行多方案的比较分析。电厂（变电站）接入系统是对电力系统设计的具体化和深入，并针对具体问题做更细致的计算分析，同时，审定的电厂（变电站）接入系统又是电力系统设计的基础和条件。

电厂（变电站）接入系统设计是发输变电工程可行性研究的重要组成部分，主要研究提出项目的建设必要性与建设规模，研究和确定电厂（变电站）接入系统方案。除此之外，发输变电工程可行性研究还需要落实发、送、变电各单个项目的工程可行性。

1.3.5 本体工程设计的系统专业配合

本体工程设计的系统专业配合是把接入系统中确定的技术原则落实到具体工程设计中去，包括设计规模、电气主接线，主设备规范、无功补偿配置、系统

运行对本工程技术要求等。

1.3.6 电力系统专题设计（研究）

为解决设计年限内系统出现的特殊或专门技术问题，需进行电力系统专题设计（研究），其范围主要有：

系统高一级电压论证；

系统扩大联网设计；

交、直流输电方式选择；

电源开发方案优化论证；

输煤输电方案比较；

弱受端系统的供电方案；

特殊负荷的供电方案；

发电机励磁方式论证；

发电机快控汽门控制方式研究；

电力系统次同步振荡（SSR）研究；

新技术新设备应用研究。

1.4 电力网络

1.4.1 主干电网

大型电力系统的电网一般可分为主干网络和地区性网络。

主干电网一般包括系统最高一级电压和次高一级电压的骨干网络，通常由受端系统、主要输电网络和主力电源接入系统的网络组成，是系统安全稳定运行的核心基础。

系统主干网络结构应坚强、灵活、简明清晰、便于调度运行管理；对负荷和电源发展的不确定性具有一定的适应能力，满足系统发展需要；应体现电网总体规划思路，能够适应向远期目标网架的发展过渡，为分区供电和电磁环网解环创

造条件；具备较大的抗扰动能力，承受失去大电源或严重单一故障的稳定储备能力。

送端主干电网应适应电源组织和大规模电力输出的需要。

受端电网是以负荷密集地区为中心的电力网络，应有较紧密的网络联系，最高一级电压的网络一般构为环网或多环网结构，便于一形成合理的供电分区。

受端系统应有足够容量、布局合理的本地电源和无功补偿容量，具备足够的电压无功支撑，以满足接受大规模区外电力的需要。

1.4.2 地区性网络和城网

地区性网络是该地区的供电网络，应与主干网络相互协调。应根据地区负荷分布和负荷密度、地区供电电源(包括现有与主干电网联接的变电所)容量、位置和运行方式，并结合本地区电网状况和远景适应性，选择从主干电网供电的电压等级、供电点的个数和回路，并按分层分区的原则进行无功平衡和无功补偿，变压器的容载比应在合理范围以内。

城网是由 220kV 送电网，110kV、63kV、35kV 高压配电网及 6kV、10（20）kV 中压配电网，380/220V 低压配电网组成。城网结构应达到供电连续可靠，各级电压电力网接线应标准化，高压电力网接线力求简化，满足供电可靠性要求，用 N-1 准则及故障时允许对用户停电的目标时间来校核配电网结构的支持能力和元件配置的容量。

1.4.3 电网分层分区

按电压等级对电网分层，电源和负荷按其容量规模大小及占地区负荷比例分别接入相适应的电压等级。

根据系统规模大小及有效限制短路电流水平，以主干电网为依托，结合供电区域的划分将电网合理划分供电分区。

供电分区以上级变电站为中心形成链式主通道或环网结构。

1.4.4 电磁环网及解环

电磁环网是不同电压等级的电力网通过变压器的磁回路或电与磁的回路连接构成的环网。

多数电磁环网包含两种电压等级。电磁环网是电力系统发展过程中产物，可靠性较低，当高压侧线路故障断开，可引起联变或低压线路过负荷，甚至稳定破坏。因此，电网规划与运行时尽量避免电磁环网出现。

在对系统安全稳定运行有利、短路电流水平允许时，可保持电磁环网运行，影响系统安全稳定运行时，应适时解开电磁环网。

随着高一级电压电力网发展加强，需有计划及早打开电磁环网。一般将与高一级电压网络有两个以上独立联络回路作为解开电磁环网的基本条件。对供电分区解开相邻分区之间下级电压联络线，并作为备用联络线路。

1.4.5 电力系统互联

两个或多个电力系统通过联络线相互连接、交换功率称之为电力系统互联。

1) 电力系统间互联主要效益：

- (1) 错峰效益，降低最大负荷，减少装机容量；
- (2) 增大系统容量，减少系统总备用容量；
- (3) 送电量效益(包括减少水电弃水电量效益、送电替代输煤效益等)；
- (4) 引起电源布局，电厂规模及单机容量等变化的效益；
- (5) 提高系统经济运行效益，包括跨流域水电厂间补偿调节、水火电厂间配合运行及火电大机组经济运行等；
- (6) 故障时相互支援效益。

2) 系统间联络线方案

连接电力系统之间输电线路称之为系统联络线。联络线有多种类型，单回线或多回线；交流输电线路、直流输电线路或交直流输电线路并列使用。

两大电网的主干联络线的电压等级宜采用主网最高一级，采用更高一级电压时应进行详细论证。

系统间联络线方案设计，包括输送容量、互联方式、电压等级及回路数，导线截面应按联络线的性质、作用、输电距离、安全稳定要求和电力流的需求应经论证确定。对经济输电能力、热稳定极限输电能力、暂态稳定极限输电能力，电压降允许输电能力应进行验算。系统联络线设计中应考虑功率波动、低频振荡、联络线安全措施等问题，输电距离过长时需解决稳定问题。

在以下几种情况时考虑直流联网方案：

- (1) 输电距离和容量超过交直流输电的经济分界点；
- (2) 系统调度管理方便的需要；
- (3) 系统稳定的需要以及限制低频振荡的需要；
- (4) 较长距离的跨海联网或输电；
- (5) 当采用交流联网时，交流系统的短路电流水平影响较大。

对两个电网之间同时通过交流和直流联网，应进行详细论证，并研究交直流系统之间的相互影响。

3) 电力系统的互联应满足以下基本要求：

- (1) “电力系统安全稳定导则”，互联电网在任一侧失去大电源或发生严重单一故障时，联络线应保持稳定运行，并不应超过事故过负荷能力的规定；
- (2) 在联络线因故障断开后，要保持各自系统的安全稳定运行；
- (3) 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) 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；
- (5) 已联网系统之间若出现更高一级电压联网，原则上不宜再加强低电压

等级的联网；

（6）对交、直流混合联络线，直流单极故障不采取措施应保持交流稳定运行，直流双极故障采取适当措施后保持交流稳定运行。

1.4.6 大型电源送出输电通道

大型输电通道的设计应考虑的因素：

（1）大型水、火电能源基地的电力需要远距离输送时，送端电源应适当联合与分组，宜形成相对独立的多个输电通道，尽量避免送端系统之间的直接联络和送电回路落点过于集中；

（2）同一方向的重要输电通道应尽可能分散于不同走廊，尽量减少易发生严重自然灾害的同一气象带内的重要输电通道数量；

（3）每一组输电通道走廊的最大送电容量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确定；

（4）送端电厂之间及向同一方向输电的几组输电回路之间优先推荐不连的方案，需要考虑连接方案时，应进行方案论证。

1.5 电力负荷

1.5.1 电力负荷分类

电力负荷按物理性能可分为有功负荷和无功负荷。有功负荷是在用电设备中实际消耗的功率，无功负荷一般由电路中储能元件（电感、电容）引起，

电力负荷按电能生产、供给、销售过程中的口径可分为发电负荷、供电负荷和用电负荷。发电负荷为一个系统中各发电厂同一时间的发电出力合计值，系统发电负荷扣除厂用后为系统供电负荷，系统供电负荷扣除线路线损后为系统用电负荷。

电力负荷按用电特性可分为一般负荷和特殊负荷，特殊负荷对电力系统有特殊影响，如轧钢冲击负荷会引起系统电压剧烈波动、机组产生功率振荡；电气化

铁道单相整流负荷引起供电系统产生谐波和负序电流。

电力负荷根据重要程度按国家制定的分级标准分为一、二、三级负荷，一级负荷一般要求 1 个以上供电电源。

电力负荷按电网中用电层次可分为变电站负荷、分区负荷、全网负荷。变电站负荷用于确定变电站变压器容量及台数，也是潮流计算基础。分区负荷用于确定地区功率交换及联络线架设。全网负荷用于进行电力平衡、确定系统装机容量。电网负荷还分为全社会和统调负荷，统调负荷指电网公司调度、统计和管辖的负荷。

电力负荷按行业分类可分居民生活用电和国民经济各行业用电。

1.5.2 电力需求预测

电力需求预测包括电力与电量需求及负荷特性分析、需电量预测、电力负荷预测、负荷特性预测等。

电力需求预测应以国民经济发展和社会发展规划为基础，进行电力市场调研，收集与电力需求预测有关现状及历史资料，研究电力需求与国民经济、社会发展和环境等相关因素之间的关系；分析电力需求的内在规律，把握市场发展趋势，预测未来的需电量、电力负荷和负荷特性。

需收集的国民经济和社会发展资料主要有：

- (1) 历年国民生产总值及相关能耗指标；
- (2) 国民经济和社会发展五年规划及行业领域专项规划、产业政策等；
- (3) 地区总体规划中有关人口、用地、能源、产值、居民收入和消费水平及重点行业发展规划等；
- (4) 与社会经济发展、国民收入水平、环境气象条件等有关的历史数据和预测信息。
- (5) 工业园区规划、新增大用户报装用电计划等。

需收集的历史电力负荷资料主要有：

- (1) 全社会用电量和最大发电负荷；
- (2) 分地区用电量和最大供电负荷；
- (3) 年负荷曲线、典型日负荷曲线或一年 8760 小时负荷数据；
- (4) 分行业用电量及负荷特性；
- (5) 各种因素引起的限电负荷情况；
- (6) 工业园区、大用户的用电负荷情况。

电力需求预测一般可采用用电单耗法、递增率法、弹性系数法、回归分析法、时间序列法、专家预测法等方法，应根据具体情况，选择几种方法进行预测，并相互校核。提出两至三个预测水平，经综合分析后，提出推荐意见。

电力需求预测目标包括规划期内的年发电量、用电量、系统的年最大负荷。最大负荷的预测是用来确定规划期内发电、输变电系统所需的总容量和逐年新增的容量。发电量预测是用来确定发电设备类型和所需耗用燃料。

1.5.3 电力负荷曲线

电力系统规划设计中，为进行电力电量平衡，确定各类电厂运行方式，研究调峰和装机利用，确定交换电力和电量，进行电源优化和可靠性计算，应根据需要编制电力负荷曲线。

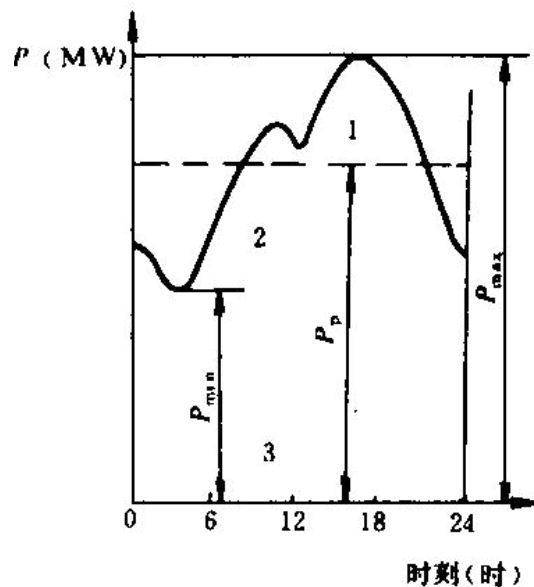
电力负荷曲线通常包括日负荷曲线、周负荷曲线、年负荷曲线、年持续负荷曲线。日负荷曲线表示一天内每小时负荷变化情况；周负荷曲线表示一周内每日最大负荷变化情况；年负荷曲线表示一年内各月（或各周）负荷变化情况；年持续负荷曲线表征不同大小负荷在一年中所占时间的比例，是概率分布曲线。

1) 日负荷曲线

日负荷曲线表示一昼夜 24 小时的负荷变化情况。日负荷曲线如下图所示。

日负荷一般有早高峰、晚高峰和一个低谷，从日负荷曲线找出日最大负荷

P_{\max} 、日平均负荷 P_p 、日最小负荷 P_{\min} 三者关系。从图可看出，日负荷可分为基荷、腰荷、峰荷。最小负荷 P_{\min} 以下称基荷，平均负荷 P_p 以上称峰荷，最小负荷 P_{\min} 与平均负荷 P_p 之间称腰荷。



日负荷曲线图

1 峰荷、2 腰荷、3 基荷

用日负荷率 γ 、日最小负荷率 β 表示日负荷曲线特性指标。

$$\gamma = P_p / P_{\max}$$

日负荷率 γ ：日平均负荷 P_p 与日最大负荷 P_{\max} 的比值。

$$\beta = P_{\min} / P_{\max}$$

日最小负荷率 β ：日最小负荷 P_{\min} 与同日最大负荷 P_{\max} 的比值。

日负荷率 γ 值越高，负荷一天内变化越小，日最小负荷率 β 越高，负荷一天内大小变化越小。生活、商业用电比重大的系统， γ 、 β 值较低。

2) 年负荷曲线

年负荷曲线表示一年内各月最大负荷变化状况，表示月负荷曲线的特性指标有以下几个。

(1) 月不均衡系数 σ ：该月的平均负荷 P_{yp} 与月内最大负荷日平均负荷 P_{yzp} 的比值，表示月内负荷变化的不均衡性，亦称月负荷率。

$$\sigma = P_{yp} / P_{yzp}$$

(2) 季不均衡系数 ρ ：全年各月最大负荷的平均值 $P_{y \cdot \max}$ 与年最大负荷的比值 $P_{n \cdot \max}$ ，表示一年内月最大负荷的变化的不均衡性。

$$\rho = \frac{\sum_{y=1}^{12} P_{y \cdot \max}}{12 P_{n \cdot \max}}$$

(3) 负荷静态下降系数 K_j ：不考虑负荷在一个年度内增长时，负荷由于季节性自然下降情况

$$K_j = \frac{P'_{n \cdot \max}}{P_{n \cdot \max}}$$

式中 $P_{n \cdot \max}$ 静态年最大负荷

$P'_{n \cdot \max}$ 静态最小负荷月的月最大负荷

(4) 负荷年平均增长率 k_{zzh} ：计算年度的年最大负荷或电量与前一年度最大负荷或电量的比值。

$$K_{zzh} = \left(\sqrt[N]{K_A} - 1 \right) \times 100\%$$

式中 K_{zzh} 负荷的年平均增长率

K_A 计算年度的年最大负荷或电量与前一年度最大负荷或电量的比值。

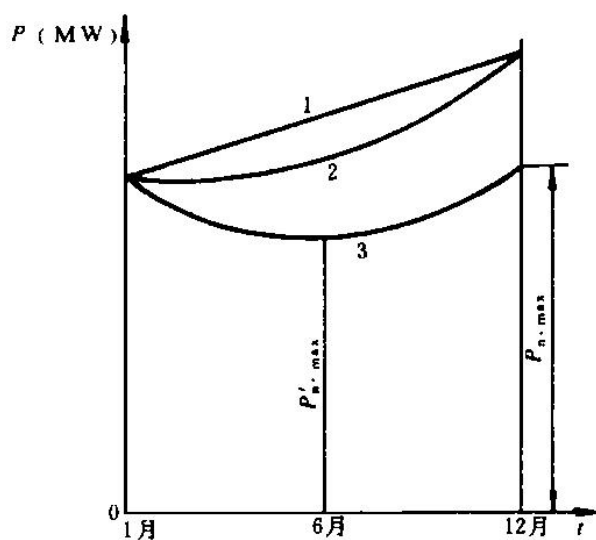
N 两个水平年相隔年数

(5) 年最大负荷利用小时数 T_{\max} ：年发电量 A_F 与年最大负荷 P_{\max} 之比；

$$T_{\max} = A_F / P_{\max}$$

年最大负荷利用率 δ ：该年最大负荷利用小时数与全年小时数之比。

$$\delta = T_{\max} / 8760$$

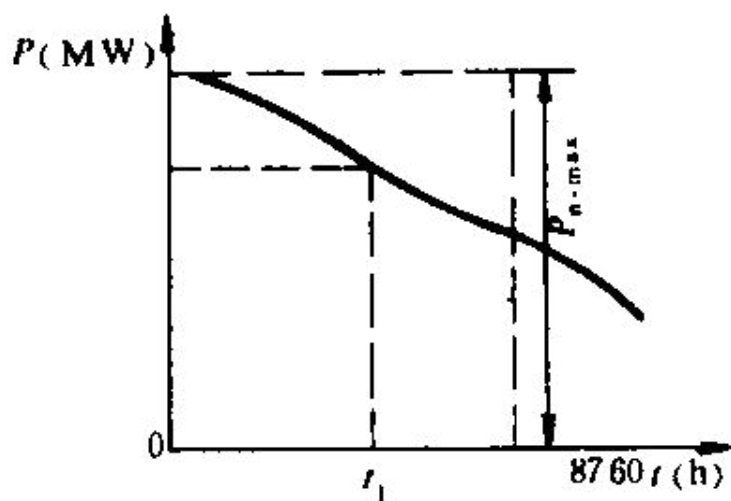


年负荷曲线图

1 年增长曲线 2 动态曲线 3 静态曲线

3) 年持续负荷曲线

年持续负荷曲线将全年负荷按大小排队，并作出对应的累计持续运行小时数，从最小负荷开始，依次将各点负荷连成曲线。用该曲线可算出系统全年的电量，常用于编制电力系统发电计划和进行可靠性估算。



年持续负荷曲线

1.6 电网电压

1.6.1 电压标准

我国 220kV 及以上的电网额定电压标准为：220kV、330kV（400 kV）、500kV（600 kV）、750kV（800 kV）和 1000kV。

1.6.2 电厂电压等级选择

电压等级选择应根电网现状、今后 10~15 年的输电容量、电厂规划容量、单机容量、输电方向、送电距离、电厂在系统中地位和作用等因素进行论证，既能满足远景发展的需要，又能适应近期过渡的可能性，电压等级选择应简化电网结构和主结线，减少出线。

（1）发电厂接入系统电压不宜超过二种。

（2）按电厂在系统中的地位和作用考虑机组接入系统电压，不同规模的发电厂应分别接入相应的电压电网。单机容量 1000MW 等级及以上机组接入 500kV 及以上电网，600MW 等级机组结合电厂规划容量、地区负荷发展等因素经综合比较后确定接入 220kV~500（750）kV 电网，300MW 等级机组宜接入 220（330）kV 电网，200MW 等级机组宜接入 220kV 电网。

（3）在经济合理与建设条件可行的前提下，应在受端系统内建设一些较大容量的主力电厂，并直接接入最高一级电压电网。地区性及受端网络的大型电源不宜串接入主环网，可以发电机-变压器-线路组单元方式接入就近的变电站（开关站）。

（4）向区外送电的电厂，单机容量 600MW 等级及以上机组宜直接接入高一级电压电网。

1.6.3 电压质量

35kV 及以上电网的电压质量标准为：供电电压正、负偏差的绝对值之和不超过额定电压 10%。

电网任一点的运行电压，在任何情况下严禁超过电网最高运行电压；变电站一次侧母线的运行电压正常情况下不应低于电网额定电压的 0.95~1.0 倍，处于电网受电终端时变电站取低值，最低运行电压不应影响电力系统同步稳定、电压稳定、厂用电的正常使用及下一级电压的调节。

枢纽变电站二次侧母线的运行电压控制水平应根据枢纽变电站的位置及电网的电压降而定，可为电网额定电压的 1~1.1 倍，在日最大、最小负荷情况下其运行电压控制水平的波动范围应不超过 10%，事故后不应低于电网额定电压的 0.95 倍。

对电厂和变电站母线电压允许偏差值，电力行业标准规定：对电厂和变电站 500（330）kV 母线，正常运行方式时最高运行电压不超过电网额定电压+10%，最低运行电压不应影响电力系统稳定、厂用电的正常使用及下一级电压的调节。对电厂和 500kV 变电站 220kV 母线，正常运行方式时电压允许偏差为系统额定电压 0~+10%，事故运行方式时为系统额定电压-5~+10%。对电厂和 220（330）kV 变电站 110~35kV 母线，正常运行方式时电压允许偏差为相应系统额定电压-3~+7%，事故运行方式时为系统额定电压-10~+10%。

1.6.4 系统调压

系统调压是使电力系统中各电压中枢点运行电压保持在规定允许范围内所采取的措施。

电力系统主要调压措施有以下几种：

（1）改变主变压器变比（无载调压）或调整有载调压变压器的分接头改变无功潮流。

无载调压是在停电情况下改变主变压器的分接头的调压，也称无励磁调压。无励磁变压器一般有 3 个或 5 个抽头，其可调范围为±5%或±2x2.5%。

有载调压可在带负荷状态下手动或电动操作改变有载调压变压器的分接头，有载调压变压器的调压范围较大，一般为 $\pm 8 \times 1.25\%$ ，达 20%。

（2）加压调压变压器

在主变压器引出线上串接加压调压变压器，改变电压大小或改变相角。

（3）增减无功功率

调整发电机励磁或枢纽变电站调相机励磁，调整无功功率进行调压。

（4）采用无功补偿设备

并联电容器：可分组投切，向电网提供无功功率，减少电网损耗，提高电压水平。

并联电抗器：可分组投切，从电网吸收无功功率，以保证电压不超限。

静止无功补偿装置：相控电抗器与可投切的并联电容器配合快速连续地调节，向电网提供所需容性或感性无功功率，维持电网电压水平。

调相机：向电网提供连续调节的容性或感性无功功率，保证电网电压水平。

（5）改变电网接线方式和改变电网功率分布。

电力系统调压调整方式有分散调整和集中调整两种方式。

按调压原则，电力系统调压可分逆调压，恒调压，顺调压三种。

（1）逆调压：正常情况下，高峰负荷传输功率大，电压损耗大，用户处电压低；低峰负荷传输功率小，电压损耗小，用户处电压高。逆电压为高峰负荷时升高中枢点电压，低谷负荷时降低中枢点电压，通常用于线路长、负荷变动大的情况。

（2）恒调压：任何负荷下都保持中枢点电压基本不变，通常用于负荷变动小，线路电压损耗小的的情况。

（3）顺调压：高峰负荷时允许中枢点电压略低，低谷负荷时中枢点电压略高，适用于电压偏移较大电网，如农村配电网。

1.6.5 电压稳定性

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

造成电压不稳定甚至崩溃的主要因素是系统不能满足无功功率的需求。可能发生的情况有：

（1）在无功不足情况下，大量增加负荷（特别是感应电动机）或运行电压接近极限值；

（2）大容量发电机失磁或断开；

（3）调相机、并联电容器无功补偿设备故障或断开；

（4）输电线路负荷突增，如同一输电断面线路或主变的跳闸引起潮流转移，会使剩余线路或变压器消耗无功大幅增加；

（5）受电地区失去对输电线路无功支持或输送有功功率过多；

（6）系统中存在有载调压变压器（OLTC），在无功电源不足电压降低时，OLTC将动作来提高负荷侧电压，这将引起一次侧电流的增加和电压的降低；

（7）直流输电（HVDC）的整流和逆变环节需要消耗大量的无功，直流线路（尤其多直流多落点）对系统电压稳定性将产生不利影响；

（8）SVC 等 FACTS 设备在其有效控制范围内对电压起到一定支撑作用，但达到其最大容量后对电压稳定也可能产生不利作用。

电压失稳是一个复杂的动态过程。由于无功电源不足，运行电压降到保持电压稳定最低极限值以下，无功缺额进一步加大，以系统中电压稳定性最弱的负荷母线电压失稳为先导，以致输电线过负荷跳闸，发电机失去同步解列，导致系统大面积停电，最终导致全系统崩溃瓦解。电压崩溃一般是局部的，但影响是全系统的。

提高电压稳定性、防止电压崩溃的措施有：

(1) 无功功率的分层平衡与分区就地补偿，安装足够容量无功补偿设备。

无功供需平衡是电压稳定的基础；

(2) 正常运行要备有可自动瞬时调出的无功备用容量；

(3) 采用有载调压变压器时，需配备足够无功电源；

(4) 各系统无功自行供需平衡，远距离输电线、联络线不输送无功。输电线充电功率不作为无功补偿容量；

(5) 配置自动低电压切负荷及发电机无功控制（励磁控制）、直流换流站无功控制、静止补偿设备（SVC、STATCOM）等具有无功调节能力设备的调节与控制。低电压切负荷措施是电压紧急控制最基本而有效的措施；

(6) 对于复杂电网配置多个厂站的电压稳定控制系统，根据多个相关站点的电压水平及系统的运行状态（包括故障）来进行决策。

1.7 电力系统频率

1.7.1 频率质量

频率质量是电能质量的一个重要指标。在稳态条件下发电机总有功出力和总有功负荷（包括网损）相等，发电机同步运行，系统频率不变。任一处负荷变化，引起发电机总有功出力和总负荷不平衡，导致频率变化。国标规定正常频率偏差允许值为 $\pm 0.2\text{Hz}$ ，当系统容量较小时频率偏差允许值可放宽为 $\pm 0.5\text{Hz}$ 。

1.7.2 频率调整

频率调整是为使系统频率的变动保持在允许偏差范围内对发电机有功出力进行调整，是保证供电质量的一项重要措施，通常采用频率瞬时偏差调整。

当负荷发生微小变化时，利用发电机组自动转速调整器（调速器）的有差特性调频，自动调节发电机出力，以及负荷的负荷-频率特性，实现系统功率平衡，保持系统频率在一定范围内，称为一次调节。

当负荷发生较大和较长时间变化时，改变调速器工作点增减发电机出力以保

持系统频率，称为二次调节。

二次调节分手动调频和自动调频，自动调频是通过装在发电机组和调控中心的自动装置随系统频率变化自动增减发电机出力，保持系统频率在极小范围内波动。

1.7.3 电力系统频率异常运行

系统发电出力不足，频率降低；系统发电出力过剩，频率升高。电力系统频率超出允许偏差范围的运行状态称之为电力系统频率异常运行。

频率异常原因：

(1) 系统发生事故失去大电源或造成系统解列，解列后局部系统有功功率失去平衡；

(2) 负荷迅速突变，系统缺乏有效控制负荷手段；

(3) 高峰负荷时发电出力增长调节饱和，低于负荷的增长速度，低峰负荷时最小发电出力大于低谷负荷；

(4) 负荷快速增长或下降，发电机出力调节速度不能快速跟踪。

频率异常运行影响汽轮机组寿命，并使汽轮机叶片振动变大，甚至产生裂纹而折断；频率下降过多，影响厂用电设备（如风机、水泵、磨煤机等）出力，导致发电机出力下降；频率下降，异步电动机和变压器励磁电流增加，消耗无功增加，引起电压下降。

频率异常运行引起异步电动机转速变化，影响产品质量；频率降低，导致传动机械出力降低；偏差变化，影响电子设备准确性和工作性能。

防止电力系统频率异常运行要在运行中严格控制频率偏差不超允许范围，系统要有足够容量的负荷备用和事故备用，安装负荷控制装置，安装低频减负荷装置，安装高周切机装置等。

1.7.4 电力系统频率崩溃

当电力系统或被解列后局部系统出现较大有功功率缺额，频率大幅度下降，使发电机出力显著降低或低周切机，频率进一步下降，若不及时采取措施，将导致系统频率崩溃

防止电力系统频率崩溃要求系统要有足够容量的负荷备用和事故备用，安装低频减负荷等装置。

1.7.5 频率紧急控制

电力系统发生突然的有功功率变化时，系统的频率将要发生变化，当功率缺额时频率下降，功率过剩时频率上升。功率变化较大时若不及时采取措施，频率将超越正常范围，甚至引起系统频率崩溃。

频率紧急控制的措施：频率下降时，采取低频自动减负荷，使发电机组不致因频率降低而跳闸；频率上升时，采取过频（高周）自动切机；联络线低频解列。

频率紧急控制的判据：按频率值、频率变化率及动作延时综合进行判断，判断中需考虑暂态过程中频率测量的不正确及系统内负荷反馈等问题，防止装置误动作。

当系统功率缺额过大（例如缺额达 20%）时，应装设联络线跳闸或大机组跳闸时联切负荷（或联切蓄能电厂的抽水机组），快速制止频率大幅度下降。联切负荷与低频减载两者应协调，切除对象不能完全重迭，控制量需进行配合。

1.8 机组和主变容量

1.8.1 机组容量

机组容量应根据电网规划、系统内总装机容量和备用容量、负荷增长速度、制造水平等因素选择，优先采用大机组。为调度运行不至发生困难，最大机组一般不超过系统总容量 8~10%。

1.8.2 主变容量

（1）对发电机变压器单元接线的主变，按发电机最大连续输出容量扣除本

机厂用或按机组额定容量扣除本机厂用再留 10%裕度选择容量，选择其中大值为主变容量。

(2) 对自备电厂机组电压母线和系统连接的主变容量应满足企业自用负荷需求。

(3) 对小型发电厂机组电压母线和系统连接的主变容量应满足在机组电压母线最小负荷时，能将剩余容量送入系统；最大一台机组停运时，由系统满足最大负荷需求。

(4) 对联络变压器容量应满足网络间有功和无功功率交换。

1.9 变电站布局和变电容量

1.9.1 变电站布局

(1) 变电站的布局应结合城市总体规划，满足规划的经济区、工业园区负荷发展需要。

(2) 变电站的布局应兼顾电网发展，便于形成目标网架结构，构建合理供电分区等。

(3) 负荷发展较快、分布较集中的城市中心区可考虑布点深入负荷中心的市区变电站。

(4) 变电站已经达到规划规模时，一般选新址建站。特殊情况如人口密集、土地资源紧张等，可考虑站内扩建或改建。

(5) 风电、太阳能等升压变电站布点应综合比较各电源送出汇集线路和集中输电线路的技术经济性。

1.9.2 主变容量

(1) 主变容量一般按变电站建成后 5-10 年规划负荷选择，适当考虑 10-20 年负荷发展。对城郊变电站主变容量选择应与城市规划相结合。

(2) 根据负荷发展，进行容载比计算，选取合适容载比，地区变电总容量

规模应能满足整个地区负荷发展需要，并根据负荷分布情况尽量均衡布置，满足局部地区供电需要。一般 500kV 变电容量容载比取 1.6~1.9，220kV 容载比取 1.8~2.1。

(3) 对一般性变电站，应考虑一台主变停运，其余变压器容量保证全部负荷级 70%-80%。对重要负荷变电站，应考虑一台主变停运，保证用户一、二级负荷。

(4) 主要作为风电或地区盈余电力送出的升压变电站，变电容量宜单独考虑，不纳入地区变电需求平衡。

(5) 用户站变电容量及其自供负荷一般不纳入同电压等级的变电容量需求平衡。

(6) 风电、太阳能等升压变电站升压变容量一般可按有效出力至 1 倍装机容量布置。

1.9.3 主变台数

(1) 变电站主变台数一般为 2~4 台，若变电站规划中压母线分列运行，一般按 4 台布置。

(2) 结合远期负荷发展，研究变压器基础是否需要按今后调换大容量的变压器基础的要求设计，以便今后置换大容量的变压器。

1.9.4 主变型式

(1) 从节省用地、提高站址、走廊资源利用率，提高技术水平，加强环境保护、坚持可持续发展，保障供电需求等方面考虑，应适当使用大容量变压器。

(2) 220kV 及以上降压变电站若不受运输、制造限制应采用三相变压器。

(3) 对 500kV 变电站的单相变压器组，应考虑一台变压器突然故障时或停电检修时对供电安全性及系统工频过电压的影响，经技术经济比较后确定是否装设备用相。

(4) 330kV 及以上变电站在上述条件允许时宜优先采用自耦变压器。

(5) 同级电压的单台降压变压器容量的级别不宜太多，从全网出发，推行系列化、标准化。

1.9.5 主变阻抗和电压调整

变压器各侧阻抗值选择应从电力系统稳定、无功分配、继电保护、短路电流、调相调压和并联运行等综合考虑、并以对工程起决定因素的因数决定。

三绕组变压器和自耦变压器有“升压型”、“降压型”。“升压型”的绕组自铁芯向外依次中、低、高排列，高、中压侧阻抗最大；“降压型”的绕组自铁芯向外依次低、中、高排列，高、低侧阻抗最大。

变压器的电压调整是用分接开关切换变压器的分接头，从而改变变比。不带负荷切换称无励磁调压，调压范围 $\pm 5\%$ 以内；带负荷切换称有载调压，调压范围 $\pm 20\% \sim 30\%$ 。

自耦变压器有载调压方式有公共绕组中性点侧调压、串联绕组末端调压、中压侧线端调压等。

1.10 主接线

电厂电气主接线的设计应与系统设计密切配合。

(1) 电压等级、出线方向、回路数、每回线正常和事故输送容量、导线截面、母线穿越功率、通流容量、各级电压的短路容量。

(2) 主变台数、容量、型式，主变各侧额定电压、阻抗、调压方式，各级母线电压波动值和谐波值，各种方式下通过主变的功率。

(3) 主变中性点接地方式。

(4) 系统限制内过电压措施，是否装设母线/线路电抗器。

(5) 各级电压侧出线排序应考虑远期规划，避免交叉或今后倒间隔

(6) 系统归算至电厂母线电抗值、系统时间常数等。

(7) 系统继电保护和调度自动化对 CT、PT 的变比、容量、精度、安装位置等技术要求。对差动保护 CT 两侧宜一致。CT 的变比、容量应考虑远期规划。

(8) 大型电厂处于电网结构比较紧密的负荷中心，出两级电压时，发电厂不宜装设构成电磁环网的联络变压器，若厂内需要装设联络变压器应进行详细论证。

2) 系统是否需要解环、解列运行。

1.11 送出线路回路数及导线截面选择

1) 送出线路回路数

电厂送出线路按最终装机规模满发进行规划，按本期规模确定本期和预留的回路数。送出线路输电容量的确定应统筹考虑电厂本期及最终规模电力送出需要。

能源基地或大规模集中送出线路宜按装机有效出力确定输电容量。

季节性发电的水电站专门架设长距离线路时应论证输电容量。

风电、太阳能等利用小时数较低的电源，单个场/站或装机容量较小时其送出线路应按最终规模满发确定输电容量，尽量减少出线回路数，确定出线回路数时可不考虑送出线的“N-1”方式。

2) 线截面选择

架空线输电线路导线截面一般按经济电流密度来选择，并根据电晕、机械强度以及事故情况下的发热条件进行校验。

(1) 按经济电流密度来选择

导线截面的计算公式

$$S = P / (\sqrt{3} J U_e \cos\varphi)$$

式中： S —导线截面(mm²)

P —送电容量(kW)

U_e —线路额定电压(kV)

J —经济电流密度(A/mm²)

钢芯铝线经济电流密度:

$T_{\max} > 5000\text{h}$ 时, $J = 0.9\text{A/mm}^2$

$5000\text{h} > T_{\max} > 3000\text{h}$ 时, $J = 1.15\text{A/mm}^2$

(2) 按导线长期容许电流校验

根据各种不同运行方式以及事故情况下的传输容量进行发热校验,不应使预期的传输容量超过导线发热所能容许的容量。

如电厂 $4 \times 1000\text{MW}$ 机组,输电线路距离较远,按厂用电 8% 考虑,4 台机组最大可以送出电力 3680MW;功率因数按照 0.9 考虑,则最大可以送出 4089MVA。按照线路送出“N-1”原则,采用三回线路送出,按照经济电流密度选择,可选择 LGJ-300×6 紧凑型线路。

LGJ-300×6 截面紧凑型导线在环境温度 40 度时持续极限输送容量为 2989MVA,环境温度 25 度时持续极限输送容量为 3690MVA,按热稳定校验,线路 N-1 情况下能够满足电厂电力全部送出要求。

对有系统稳定问题的线路还需校核暂态稳定,按暂态稳定计算结果确定极限输送能力。

1.12 电网中性点接地方式

选择中性点接地方式主要考虑供电可靠性与故障范围、绝缘水平。

中性点直接接地的电网,变压器中性点接地台数和地点的选择应根据系统内过电压的倍数,及对系统继电保护的影响等要求进行。

设备绝缘水平要求中性点接地的变压器,其中性点必需接地,330kV 及以上变压器中性点宜全部接地。

发电厂有多台 220kV 及以下升压变压器时,应有 1~2 台变压器中性点接地。

中低压侧有电源的变电站或枢纽变电站每条母线应有一台变压器中性点接地。当需要限制系统单相接地短路电流，且系统继电保护允许时，则该变电站的变压器中性点可不接地，但电网中任一点的综合零序电抗不得大于综合正序电抗的三倍。

1.13 电力电量平衡

发电厂接入系统电力电量平衡是依据电力负荷预测和电源建设的安排进行，主要目的是明确系统需要的装机容量、调峰容量、电源的送电方向，为拟定电源方案、调峰方案、优化电源建设时机、分析电力流、拟定电网规划方案及计算燃料需要量等提供依据。

发电厂接入系统电力电量平衡要进行全网平衡，发电厂所属供电区及相关分层平衡。对电厂建设进度和规模进行校核，明确电厂送电范围及方向。

水电比重较大的系统一般选择平水年进行电量平衡，选择枯水年进行电力平衡。必要时还应校核丰水年和特枯水年的电力电量平衡。

变电站接入系统电力电量平衡依据电力负荷预测结果和电源装机安排，根据工程特点选择计算全网、分区、分层电力电量平衡，确定省间、区间电力流向及容量，地区内各电压等级间电力交换容量，明确变电站在系统中作用和地位。

电力电量平衡中需考虑以下因素：

1) 电源安排

- (1) 在建电源按投产计划。
- (2) 取得国家相关批准文件的电源按其计划建设进度。
- (3) 已确定的区外送受电的电力电量。
- (4) 现有电源的退役计划。
- (5) 核电、水电、风电、太阳能等清洁、可再生能源和循环利用发电。
- (6) 其他规划电源和区外规划送受电的电力电量。

2) 系统备用容量

系统备用容量包括检修备用、事故备用、负荷备用容量。系统总备用容量不低于系统最大发电负荷的 15%~20%。

(1) 负荷备用为最大发电负荷的 2%~5%，低值适用于大系统，高值适用于小系统。

(2) 事故备用为最大发电负荷的 8%~10%，但不小于系统一台最大的单机容量/直流单极容量。

(3) 检修备用可取最大发电负荷的 8%~15%，具体数值视系统情况确定，初步计算时取值不应低于 5%。

如 XX 电网，考虑到联网效益，总备用容量按最高发电负荷的 18% 计及。

3) 受阻容量

(1) 燃机、油机、小水电、风电等不能用于平衡电力负荷的容量可按受阻容量计入。

(2) 不能按额定容量发电的机组的少发部分按受阻容量考虑，当年投产机组可按机组类型、机组利用状况参与平衡；

一般对于水电机组，若汛期前投产，可参加电力平衡、不参加电量平衡；若汛期已过，可不参加电力电量平衡。

新投产火电机组当年不能完全发挥作用，可视其投产时间及电网年最大负荷情况参与或不参与电力平衡，对较大系统各年投产机组较多，可简单地按三分之一至二分之一容量参与平衡。

风电等随机性较大的电源一般不参与电力平衡，应参与电量平衡。若装机规模较大、具备一定保证容量时，可按保证容量参与电力平衡。

(3) 大区联网带来的容量效益，由于受季节性、送受方向等诸因素限制，可暂不作为装机容量计入平衡。

(4) 电网逐年退役机组在平衡中扣除

(5) 其他边界条件

受电容量在平衡中计及，送电容量在平衡中扣除。

XX 电网电力平衡算例：

序号	XX 电网	2011 年	2012 年	2013 年	2011 年	2015 年
1	预测最高发电负荷	47600	52480	57000	61800	66980
2	需要发电装机	55216	60877	66120	71688	77697
3	新增装机容量	4742	7210	2050	3750	1750
4	年末装机容量	54278	61288	63338	67088	68838
	其中：当年退役机组	0	200	0	0	0
5	受阻容量	7426	9884	8418	10285	10278
	其中：风电	4301	5536	6629	7674	8719
	当年新增火电装机	1670	2955	450	1325	325
	其他	1670	1670	1670	1670	1670
6	年末可用装机容量	46852	52004	54920	56803	58560
6.1	送受电	3900	3900	3900	3900	3900
	受电 1	1400	1400	1400	1400	1400
	送电 1	-150	-150	-150	-150	-150
	送电 2	-2000	-2000			
	受电 2	1500	1500	1500	1500	1500
6.2	规划从特高压交流受电	500	1500	1500	1500	6000
	直流送电	0	0	3750	7500	7500
7	电力盈亏	-484	-887	3018	3844	4972
7.1	仅考虑已核准、路条电源、网间送电	-2460	-4211	-5286	-8824	-12711
7.2	再考虑规划电源及特高压受电	-484	-887	3018	3844	4972

4) 调峰平衡

结合系统负荷特性进行调峰平衡，研究系统调峰方案，提出系统需要的调峰容量和对电厂的调峰要求，保证满足规划水平年不同季节的系统调峰运行需要。

系统调峰运行应结合电源类型、容量、运行能耗统筹考虑，以弃水（资源）少、网损小、系统总体经济性好为优。

(1) 优先利用抽水蓄能电站和调节能力好的水电站进行调峰。

(2) 燃气供热机组在非供热期应优先安排调峰。

(3) 火电厂中运行经济性差、有调节能力的机组优先参与调峰。

火电厂的调峰容量应为机组的可调节容量扣除其所担任的负荷备用及旋转事故备用容量。

参加调峰新建机组的最小技术出力不高于 50%，在不投油助燃的情况下，不应小于 60% 的调节能力。

(4) 在火电为主、快速调节电源很少的系统，抽水蓄能电站可预留部分容量作为紧急事故备用。

(5) 风电当装机规模大、系统调峰能力不足时，可考虑尖峰时段少量弃风。

(6) 其他机组按调节能力参与调峰。

1.14 潮流计算

潮流计算是按给定的电力系统接线方式、参数和运行条件，确定电力系统各部分稳态运行状态参量的计算。潮流计算是研究电力系统稳态运行最主要的基本计算。对系统规划、系统设计，通过潮流计算检验设计方案能否满足各种运行方式的要求，如电网各点电压是否在允许范围内，流经线路、变压器等元件功率是否过负荷，电力流向、功率分布、电力损耗是否合理等。

潮流计算首先确定设计水平年，对设计水平年有代表性的正常最大负荷、最小负荷运行方式，检修运行方式，以及事故运行方式进行计算。若调峰引起电网潮流变化较大时，还需计算调峰后的运行方式。

对过渡年和远景年有代表性的运行方式进行计算。

水电比重较大的系统需对丰水、枯水季节的运行方式进行分析。

具有大规模风电接入系统需考虑风电大发小负荷方式。

与外区电力交换变幅较大的系统，需针对与外区的主要送受电方式进行潮流计算。

对电厂/变电站接入系统，针对拟定的接入系统方案，进行相应的潮流计算，并对相关的线路进行“N-1”断线校验的计算。

通过潮流计算为检验电厂/变电站出线及相关网络结构，比较各接入系统方案优劣，选择导线截面和变电设备的主要规范，选择调压装置、无功补偿设备及其配置等提供依据。

计算模型采用发电机详细模型，计及励磁调节系统、PSS、汽机调速系统动态特性；负荷模型一般采用40%恒定阻抗，60%感应电动机模型。

潮流计算的主要内容：

- (1) 潮流分布分析；
- (2) 电压水平分析；
- (3) 无功储备分析；
- (4) N-1 静态安全分析；
- (5) 网架电能损耗分析。

1.15 电力系统稳定

1) 电力系统稳定分类

电力系统稳定是指电力系统受到扰动后，凭借系统本身固有的能力和控制设备的作用，回复到原始稳态运行方式或达到新的稳态运行方式的能力。

一般用以表示发电机对系统或系统对系统间的同步运行稳定性。

电力系统运行稳定性包括同步运行稳定、运行频率稳定、运行电压稳定。失去同步运行稳定会产生电流、功率、电压剧烈摆动。失去运行频率稳定会产生频率崩溃，使整个系统停电。失去运行电压稳定会产生电崩溃，使受影响地区停电。

保证电力系统稳定性是电力系统正常运行的必要条件。根据干扰性质，电力系统稳定分类如下：

- (1) 电力系统静态稳定

电力系统静态稳定是指电力系统受到小干扰后,不发生自发振荡或非周期性的失步,自动恢复到起始运行状态的能力;或在一个永久性的小干扰作用下,系统经过一个暂态过程,达到一个新的稳态运行状态。

小干扰是指系统运行参量或系统结构的微小变化,如正常系统负荷波动,配电网的局部操作,发电机运行参数的极小变化。

(2) 电力系统暂态稳定

电力系统暂态稳定是指电力系统受到大干扰后,各同步发电机保持同步运行并过渡到新的或原来稳态运行方式的能力。通常指保持第一或第二个振荡周期不失步的功角稳定,暂态稳定的判据主要是系统内发电机转子角之差(即功角)超过规定的值(例如 180 度),所以又称功角稳定。暂态稳定破坏后系统将失去同步。

大干扰是指系统受到短路故障,切除或投入线路、发电机、负荷,发电机失磁或冲击负荷的作用。

(3) 电力系统动态稳定

动态稳定是指电力系统受到小的或大的扰动后,在自动调节和控制装置作用下,保持较长过程的运行稳定性的能力,通常指电力系统受扰动后不发生发散振荡或持续振荡。动态稳定的过程可能持续数十秒至几分钟,又称为长过程动态稳定性。锅炉动态过程,带负荷调节变压器分接头,负荷自动恢复、AGC、过励磁及欠励磁控制、频率控制、继电保护行为等都可能对动态稳定有重要影响。

2) 承受大扰动能力的标准

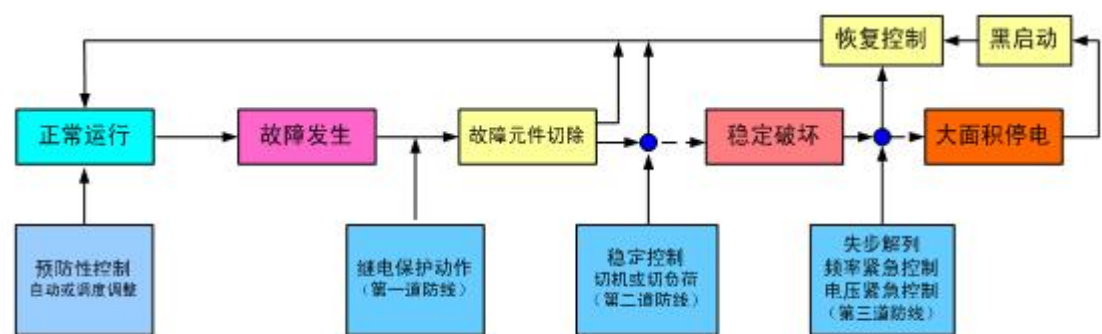
《电力系统安全稳定导则》规定我国电力系统承受大扰动能力的标准分为三级:

第一级标准：保持稳定运行和电网的正常供电。对于出现概率较高的单一元件故障（单瞬、双回以上单永与三相、N-1、直流单极故障等），保护、开关、及重合闸正确动作，不采取稳定控制措施。

第二级标准：保持稳定运行，但允许损失部分负荷。出现概率较低的严重故障，如双回线同时断开、直流双极闭锁、任一段母线故障、单回线跳开，保护、开关及重合闸正确动作，必要时允许采取切机和切负荷等稳定控制措施。

第三级标准：出现概率很低的多重性严重事故：开关拒动、保护与自动装置误动或拒动、失去大电厂、多重故障。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。

为满足三级标准的要求，首先应规划、建设一个结构合理的电网，这是电力系统运行的基础，我国多年来已形成“三道防线”的概念，电网的建设按三道防线进行规划和配置，电网安全运行按三道防线调度管理。



电力系统稳定控制阶段示意图

第一道防线：继电保护快速切除故障元件，确保电网发生常见的单一故障时稳定运行和正常供电；

第二道防线：采用稳定控制装置及切机、切负荷等稳定控制措施，确保电网在发生概率较低的严重故障时能继续保持稳定运行；

第三道防线：设置失步解列、频率及电压紧急控制装置，当电网遇到多重严重事故而稳定破坏时，依靠这些装置防止事故扩大、防止出现大面积停电。

3) 稳定计算

(1) 稳定计算的目的和内容

暂态稳定计算是在规定的运行方式和故障形态下，对系统的稳定性进行校验，校验电网结构的合理性，分析影响系统稳定性的主要因素，找出薄弱环节，提出改善电网结构的意见，提出提高电网稳定水平的措施，防止和减少大面积停电，对继电保护与自动装置以及各种措施提出相应的要求，确定电厂最大出力和联络线最大输送功率。

稳定计算一般进行静态、暂态稳定计算，必要时进行动态稳定计算。

(a) 对大电源送出线、电网联络线、网络中的薄弱断面线路进行静态稳定计算、分析；

(b) 对 220 千伏及以上线路进行“N-1”暂（动）态稳定计算；

(c) 对大电源送出线、电网联络线、主要功率交换断面、受端电网主要线路进行严重故障型态下的暂（动）态稳定计算；

(d) 对重要断面进行稳定极限计算；

(e) 当电网通过弱联系向受端系统送电或受端系统无功电源不足时应进行电压稳定性校验；

(f) 对过渡年份及某些系统最小开机和抽蓄机组抽水运行工况应重点进行稳定性分析。

(2) 稳定计算采用的潮流方式：

静态和暂态稳定计算采用的正常运行方式为电网正常但潮流最大的运行方式，静态稳定计算采用的事故后运行方式是以正常运行方式为基础考虑潮流较大的一回线路退出后的运行方式。

(3) 暂态稳定计算采用的故障型式：

以《电力系统安全稳定导则》第一道防线中的故障型式为主，必要时可对第二、三道防线的故障型式进行校核。

（4）稳定计算的参数与模型：

静态和暂态稳定计算中，发电机模型发电机采用 E_q'' 、 E_d'' 变化详细模型（在规划阶段允许采用暂态电势恒定的模型）；考虑励磁调节系统、PSS、汽机调速系统动态特性；考虑负荷特性，负荷模型一般采用 40%恒定阻抗和 60%感应电动机模型。

对有直流输电线路或交直流并列运行的系统应正确模拟直流系统的特性，尤其是控制系统的参数。

计算程序采用中国电力科学研究院引进开发的《BPA 潮流程序》和《BPA 暂态稳定程序》（Windows 版）。

（5）暂态稳定计算的故障切除时间：

暂态稳定计算的故障切除时间应与继电保护动作时间和断路器全断开时间相适应：对 220kV 电压的系统近故障点采用 0.1s，远故障点采用 0.12s；对 330kV 及以上电压的系统近故障点采用 0.09s，远故障点采用 0.1s；若上述故障切除时间不能满足暂态稳定要求时，则可采用快速继电保护和快速断路器，此时，近故障点切除时间可采用 0.08s。

常用计算的故障切除时间：

1000kV 线路：发生三相永久短路故障，0.1 秒两端同时三相跳闸；发生单相故障，0.0 秒发生故障，0.1 秒线路两侧同时跳单相，1.1 秒两侧单相重合闸，1.2s 两侧同时跳三相。

500kV 线路：发生三相永久短路故障，0.1 秒两端同时三相跳闸；发生单相故障，0.0s 单相短路故障，线路两端保护 0.1s 同时跳故障相，线路两端断路器 1.1 秒重合闸。

220kV 线路：近故障点采用 0.1s 跳闸，远故障点采用 0.12s 跳闸。

(6) 暂态稳定判据：

暂态稳定的判据主要是系统内发电机转子角之差(即功角)超过规定的值(例如 180 度)，所以暂态稳定又称功角稳定。

(a)、功角稳定：在同步系统中任何主力机组之间不发生相对功角失步，功角摆动呈衰减振荡状态。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，系统中枢点的电压逐渐恢复。

(b) 电压稳定：故障消除后，系统主要枢纽变电站的母线电压能够恢复到运行允许范围，母线电压低于 0.75p. u. 的持续时间不超过 1.0 秒；当某一节点的电压幅值平均值持续低于指定的电压（0.75 标么值），且连续低于该电压的时间超过了给定值（1 秒），则也认为系统发生（电压）失稳，

(c) 频率稳定：不发生系统频率崩溃，能够恢复到正常范围且不影响大机组的安全运行。

4) 提高稳定的措施

(1) 合理的电网结构，是电网安全稳定运行的基础。应考虑适度超前进行电网建设，加强受端电网，提高省区间的稳定水平和相互支援的能力，简化电厂接入系统的方式，增加电厂对系统的支撑作用。

(2) 采用快速继电保护单相自动重合闸和快速断路器，是保证系统稳定的基本措施，应在系统设计中优先考虑。

(3) 目前采用提高稳定的措施主要有切机、切负荷、解列联络线；电气制动、快关气门、直流调制等措施应用较少。

提高稳定的其他措施还有设中间开关站(包括变电站)、采用紧凑型线路、串联电容补偿、调相机、静止无功补偿装置和快速投入电容器组、可控高抗、FACTS技术等。

5) 过负荷控制

线路或变压器等设备允许长时间流过的电流值称为安全电流,如果设备实际流过的电流超过其安全电流则出现过负荷现象。设备的过负荷属于热稳定问题。一般电力设备都有一定过负荷能力,设备允许过负荷的时间与过载的倍数、环境温度、风速、日照等因素有关,过载倍数小,允许时间较长,过载倍数越大,允许的时间越短,具有反时限特性。输电回路中串接多种设备(导线、金具、阻波器、电流互感器、开关、刀闸等),输送电流受允许电流最小设备的限制。

设备过负荷如果处理不及时则可能导致严重后果:

(1) 设备因过热而损坏,导线变形,弛度增加,甚至线路烧断、变压器烧毁;

(2) 线路因弧垂增加与下方物体(线路、树木)发生短路,导致线路跳闸,引起与之平行的线路更严重的过载;

(3) 引发电力系统连锁反应,出现大面积停电事故。很多次事故都是由于线路过负荷引起的。

线路与主变过负荷分为两类:突然过负荷与缓慢过负荷。

缓慢过负荷是由负荷的增长引起的。

引起线路突然过负荷的原因有:

(1) 平行线中一回线突然跳闸;

(2) 电磁环网高压侧线跳闸潮流向低压侧转移;环网系统在不平衡点解开;

(3) 突然失去大电源,引起潮流重新分布;

(4) 线路突然跳闸后潮流重新分布引起某些线路过负荷。

引起变压器突然过负荷的原因有：

- (1) 并联变压器一台跳闸，引起另一台过负荷；
- (2) 电磁环网高压侧线路跳闸潮流向低压侧转移。

缓慢过负荷因过载倍数低、允许时间长，可通过调度员调整系统状态予以消除（一般 15 分钟以上）；突然过负荷一般过载倍数大，允许时间短，需要采取过负荷控制来解决。

6) 发电厂接入系统的安全稳定

(1) 电厂送出线路有两回及以上时，任一回路事故停运后，若事故后静稳定能力小于正常输电容量，应按事故后静稳定能力输电。

(2) 对于火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单回高一级电压线路发生故障必要时可采取切机或快速降低发电机组出力的措施。

(3) 对于水电厂、风电场等利用小时数较低的电厂送出，应尽量减少出线回路数，确定出线回路数时可不考虑送出线的“N-1”方式。

(4) 对核电站送出线路出口应满足发生三相短路不重合时保持稳定运行和电厂正常送出。送出线路应满足任一回路停运时，能按正常输电容量输电。对核电站的输电联络线进行可靠性分析，以保证核电站安全运行的需要。核电站的专用备用线路、兼具备用电源的送电线路仅与一个受端系统连接时，受端不得仅接于一座变电站。

1.16 电力系统内部过电压

电力系统内部过电压是电力系统内部在故障或开关操作时发生电磁能振荡或传递引起的过电压。内部过电压能量来自电力系统自身，其幅值大体与相电压成正比。

电力系统内部过电压可分为暂时过电压和操作过电压。

电力系统暂时过电压是在系统中由于故障和操作等引起的过渡过程之后的一段时间内出现的稳态性质的过电压。

电力系统暂时过电压可分为电力系统工频过电压和电力系统谐振过电压。

1) 电力系统工频过电压

电力系统工频过电压是在系统中由于故障和操作等异常情况下出现的工频或接近工频的过电压。工频过电压主要由空载线路的电容效应、不对称接地效应和甩负荷效应等原因单独或组合作用产生的，它的大小与电网结构、电源容量、线路长度、元件的参数、运行方式和故障形态等有关。

工频过电压的大小直接影响避雷器额定电压的选择，影响系统的操作过电压水平，在超高压电网中，它是绝缘配合的基础。

对于 500kV 系统工频过电压，规程规定线路断路器的变电所侧（母线侧）及线路侧应分别不超过系统最高运行相电压($550/\sqrt{3}$ kV)的 1.3 倍和 1.4 倍。如果线路的工频过电压超过上述要求，应采取措施加以降低。

限制工频过电压的措施有装设高压电抗器和采用良导体接地。

高抗配置的容量及安装地点应经工频过电压计算后提出。

计算的故障形式主要考虑线路无故障跳开三相线路、线路末端单相接地跳开三相线路。

除考虑正常运行方式外，还考虑线路检修、并联电抗器退出运行等特殊运行方式。

根据计算的线路侧工频过电压、母线侧工频过电压，提出安装高压电抗器的容量及地点，使工频过电压降低预定水平以下。

2) 电力系统谐振过电压

线路非全相运行时，断开相可由带电相通过相间耦合而获得感应电压。在高压并联电抗器的空载线路上，当电源侧断路器发生非全相断开时（一相或二相断

开)，其电感与相间电容参数匹配时，可能会发生工频串联谐振，导致回路电流很大，会在断开相上产生很高的工频谐振过电压。

限制工频谐振过电压，主要是改变相间、相地阻抗的性质，使其为纯电容性或纯电感性电路。通常采用在并联电抗器中性点接入小电抗，补偿相间电容，增大相间阻抗，有效地限制断开相上的工频感应电压，避免发生工频谐振过电压。

3) 电力系统操作过电压

电力系统操作过电压是电力系统中的故障和操作导致暂态或瞬态振荡而产生的过渡过程过电压。忽略回路损耗。操作过电压幅值为 2 倍暂时过电压与初始电压代数和。常见的操作过电压有：

- (a) 线路合闸和重合闸过电压；
- (b) 线路非对称故障分闸和振荡解列过电压；
- (c) 空载变压器和并联电抗器合、分闸过电压；
- (d) 空载线路分闸过电压。

(1) 线路合闸和重合闸过电压

空载线路合闸时，由于线路电感—电容的振荡产生合闸过电压；线路重合时，由于电源电势较高以及线路残余电荷存在，加剧电磁振荡过程，使过电压进一步提高。

合闸过电压与系统容量、线路长度及结构有关，与合闸前线路上残留电压的大小、极性及合闸时电源的相位有关，所以合闸过电压有明显随机性。为了得到统计过电压值，计算时应考虑断路器合闸相角的随机性和三相合闸不同期时间的随机性。

在 550kV 线路上产生的相对地统计过电压不宜大于 2 p. u. 。超过允许值时，最有效措施是在断路器上安装合闸电阻。

限制合闸过电压另一办法是采用正研制的断路器受控合闸装置，控制断路器

在二端相位差为零或接近零时合闸。

(2) 线路非对称故障分闸和振荡解列过电压

系统送受端联系薄弱，如线路非对称故障导致分闸，或在系统振荡状态下解列导致瞬态振荡，产生线路非对称故障分闸或振荡解列过电压，其幅值与线路二端电势功角差、线路长度、解列点位置、解列后带空载线路的电源容量、是否存在单相接地故障等因素有关。

实际运行中，上述不利因素同时出现概率很小，超过允许值时，采用安装线路二端的金属氧化物避雷器限制。

(3) 空载变压器和并联电抗器合、分闸过电压

空载变压器和并联电抗器合、分闸过电压，是断路器分断感性电流时强制熄弧（即截流）所产生的，与断路器结构和特性、变压器（或并联电抗器）的特性和接线、回路参数等因数有关。一般切变压器的过电压不超过 2 p. u. 。

(4) 空载线路分闸过电压

空载线路分闸，如断路器发生重击穿，将产生过电压。空载线路分闸过电压很少出现，因为 500kV 电网广泛采用 SF₆ 断路器，切空载线路时重燃的几率极低，一般可以认为是不重燃的，也就基本上不出现分闸过电压。

4) 自励磁过电压

单机带长线相当于发电机接入一个大电容，当旋转元件电感 L 和外界电容 C 和电阻 R 达到一定比例时，发电机电流和电压将不受励磁电流控制而迅速增长，发电机有发生过电压危险。这种现象称之为同步发电机自励磁。

发电厂单机带空载长线时，须核算自励磁过电压问题。

不发生自励磁的判据为：

$$W_h > Q_c (X_d + X_T)$$

式中：W_h ——发电机额定容量（MVA）

Q_c ——线路充电功率 (MVar) —容量 (MVar)

X_d ——发电机等值同步电抗标么值。

X_T ——升压变 $U_k\%$ (包括升压变压器, 以发电机容量为基准)

5) 潜供电流

当线路发生单相瞬时接地短路时, 接地相两侧断路器跳开后, 其它两相仍在运行, 由于两个非故障相间电容和相间互感耦合, 接地点流过一定的电流, 即使故障相已与系统隔离, 故障处的电弧仍不能迅速熄灭, 以至快速单相重合闸不能成功。此时接地点流过的电流称为潜供电流。接地点的电流过零时故障相的电压称为恢复电压。

当潜供电流和恢复电压数值较大时, 会使故障处的电弧不易熄灭, 单相重合闸的时间就会延长。为了采用快速自动重合闸, 并确定重合闸的动作时间, 需要计算线路的潜供电流和恢复电压的大小, 并研究减小它的措施。

潜供电流及恢复电压应考虑暂态过程中二相运行期间系统摇摆情况, 并以摇摆期间潜供电流最大值作为设计依据。

潜供电流的允许值取决于潜供电弧的自灭时间的要求, 潜供电流的自灭时间等于单相自动重合闸无电流间隙时间减去弧道去游离时间, 单相重合闸无电流间歇时间由系统暂稳计算决定, 弧道去游离时间可取 $0.1s \sim 0.15s$, 并考虑一定裕度。无电流间歇时间与潜供电流的关系经验公式如下:

$$t \approx 0.25x (0.1I + 1)$$

式中: t — 无电流间歇时间 (s)

I — 潜供电流 (A)

关于潜供电流与自熄弧时间的关系, 一般认为, 将潜供电流补偿到 $10A$ 以内, 可以满足快速重合闸的需要 (无电流间歇时间 0.5 秒); 潜供电流在 $10A \sim 30A$ 之间时, 可采用慢速重合闸 (无电流间歇时间 1 秒); 潜供电流大于 $30A$ 时, 采

用适当延长重合闸间歇时间（以保证可靠熄弧）；线路上不设电抗器时，潜供电流一般超过 10A，且恢复电压高，同样的潜供电流值，重合闸的条件比有电抗器时为差。

限制潜供电流的措施可选用高压并联电抗器中性点接小电抗、快速单相接地开关或良导体架空地线作为限制潜供电流的措施。

当线路较长时，线路上往往装设并联电抗器，选择适当的小电抗装在其中性点上，可以使得并联电抗器和中性点小电抗有效地补偿相间电容，大大减小容性潜供电流分量，从而有效地限制线路的潜供电流。

采用良导体地线可减少感性潜供电流分量。接地相两侧断路器跳开后，由于采用良导体地线，非故障两相的工作电流在接地的地线上产生感应电流增大，使得非故障两相的工作电流在故障相上感应电压减小，使潜供电流中感性分量减少。

6) 高压并联电抗器的选择

超高压电网中选择高压并联电抗器的容量、台数及装设地点(包括中性点小电抗)等，应考虑限制工频过电压、限制潜供电流、防止自励磁、系统并列及无功补偿等多方面的要求，进行综合技术经济论证。

1.17 短路电流计算

1) 短路电流计算的主要目的

(1) 评价电网短路水平，校核系统结构和接线，对发电厂/变电站主接线进行比选。

(2) 选择新增断路器的额定遮断容量，校验现有断路器的遮断容量能否满足要求，研究限制系统短路电流水平的措施，并进行方案比较。

(3) 为确定输电线路对附近通信线电磁危险的影响提供计算依据。

短路电流应分别计算设计水平年和远景规划年的短路电流。主要计算母线三

相短路电流、单相短路电流。

2) 短路电流计算的深度要求

(1) 短路电流计算应选择电源全开机方式、电网正常运行全接线方式。必要时可按可能发生最大短路电流的正常运行开机和接线方式进行。

(2) 对枢纽点应进行母线单相短路电流分析。

(3) 当短路电流超过断路器遮断容量时，须提出限制短路电流的措施，主要考虑调整电网结构、增加系统短路阻抗、采用串抗等新技术。必要时进行专题研究。

(4) 发电厂/变电站电气设计时一般还需计算非周期分量和冲击电流。

(5) 继电保护整定计算、熔断器配合计算还需计算系统最小运行方式的短路电流。

3) 影响短路电流水平主要因素

(1) 电力系统容量，包括发电厂容量、单机容量、主接线方式。

(2) 电力系统电压等级。

(3) 电网结构、不同电压等级电网耦合程度。

(4) 电力系统互联方式和强弱程度。

(5) 变压器中性点接地方式及数量。

(6) 大容量发电厂和发电厂群的布局、距受端系统或负荷中心的远近、接入支干网架方式。

(7) 接至枢纽变电站的发电容量及变电容量（特别是自耦变容量）。

4) 限制短路电流水平的措施

(1) 从电网结构上采取措施。

(2) 采用更高一级电压。

(3) 贯彻“分层分区”原则，高一级电压电网形成后，将低一级电压电网

解列分片运行。

(4) 减少或取消不同电压等级之间电磁环网。

(5) 不同容量机组接入相应电压等级电网，大容量机组、大容量电厂宜接入更高一级电压电网，发电厂之间不宜互联。

(6) 受端系统大容量机组以发电机-变压器-线路组方式接入附近变电站。

(7) 两大电网采用直流或背靠背方式连接。

(8) 在发电厂/变电站采取措施。

(a) 采用高阻抗变压器；

(b) 采用分裂电抗器、分装绕组变压器；

(c) 采用限流电抗器；

(d) 限制和不采用自耦变压器作为系统联络变压器；

(e) 母线分段运行。

(9) 限制单相短路电流水平的措施。

(a) 限制变压器中性点直接接地数量；

(b) 变压器中性点经小电抗或小电阻接地；

(c) 限制和不采用自耦变压器。

1.18 无功补偿

交流系统中除有功电源和有功负荷（电阻元件）外，还有容性元件和感性元件。通常习惯把电流通过感性元件时的感性容量视作无功负荷；把电流通过容性元件时的容性容量视作无功电源。

无功负荷有电动机、变压器、线路感抗、串联电抗器、并联电抗器、换流装置等。无功电源有发电机、调相机、线路（电缆）电容、串联电容器、并联电容器等。

无功电源不足，使系统运行电压降低，使发电机出力和线路、变压器、允许

通过的容量降低；使电动机出力降低，转矩减少，电流增加，甚至损坏；使线路、变压器有功和无功损耗增加，厂用电增加；使系统稳定度降低，电压降到额定电压 70%以下，可能引起电压崩溃。

1) 变电站无功补偿作用

(1) 变电站容性无功补偿

补偿变压器无功损耗；补偿输电线路无功缺额；补偿周边电厂无功缺额损；为周边主要设备检修和事故提供无功备用。

(2) 变电站感性无功补偿

补偿线路或电缆的充电功率。

2) 无功补偿配置基本原则

电力系统负荷时刻在变化，高峰时潮流重，无功损耗大，容性无功需求矛盾突出，低峰时潮流轻，线路充电功率盈余，感性无功需求矛盾突出。

无功平衡的目的是规划、确定无功补偿容量，校核无功配置方案的合理性，并进行优化调整，为无功补偿设施的配置提供依据。

无功补偿配置基本原则：

(1) 无功功率电源的安排应留有适当裕度，保证系统各中枢点的电压在正常和事故后电压水平均能满足规定的要求。

(2) 电网的无功补偿应在系统有功负荷高峰和低谷运行方式下，保证分层分区的无功平衡。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。一般情况下，高、低压并联电抗器的总容量基本补偿线路充电功率。

(3) 对接入 220kV 以上电压等级电厂，为平衡充电功率，可在电厂侧装一定容量高压并联电抗器。

(4) 为保证受端系统发生突然失去一回重载线路或一台大容量机组(包括发

电机失磁)等事故时,保持电压稳定和正常供电,不致出现电压崩溃,受端系统中应有足够的动态无功备用容量。

(5) 对 500kV 变电站内无功补偿容量应考虑低负荷时平衡 500kV 系统提供的充电功率和高负荷时平衡主变无功损耗并向 220kV 系统提供适量无功的要求。

(6) 并联电容器组和低压并联电抗组的分组容量,应满足投切一组补偿设备所引起的变压器中压侧的母线电压变动值,不宜超过其额定电压的 2.5%。

(7) 为保证系统有足够事故备用无功容量和调压能力,发电机组应具备满负荷时功率因数在 0.85(滞相)~0.95(进相)运行的能力。

(8) 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。

3) 国网相关规定

《国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则》规定:

(1) 220kV 变电站的容性无功补偿以补偿主变压器无功损耗为主,兼顾负荷侧的无功损耗。对 220kV 枢纽站、带中低压出线的 220kV 用户站,容性补偿容量按主变压器容量的 15~25%配置;对不带低压出线的 220kV 用户站、进出线以电缆为主的 220kV 站,容性补偿容量按主变压器容量的 10%~15%配置。容性无功补偿还需满足 220kV 主变压器最大负荷时,其高压侧功率因数不低于 0.95。

(2) 330kV 以上电压等级变电站的容性无功补偿的作用是补偿主变压器无功损耗和线路输电容量较大时的无功缺额。容性补偿容量按主变压器容量的 10%~20%配置或经计算确定。

(3) 对 500kV 变压器,补偿侧电压为 35kV,电容器单组容量最大值为 60MW;补偿侧电压为 66kV,主变容量 750MW,电容器单组容量最大值为 60MW;补偿侧电压为 66kV,主变容量 1000MW 及以上,电容器单组容量最大值为 80MW。

(4) 对 220kV 变压器,补偿侧电压为 35kV,电容器单组容量最大值为 12MW;

补偿侧电压为 10kV，容器单组容量最大值为 8MW；

(5) 发电机额定功率因数，应根据电力系统的要求决定：直接接入 330kV 及以上电网处于送端的发电机功率因数，一般选择不低于 0.9；处于受端的发电机功率因数，可在 0.85~0.9 中选择。直流输电系统的送端发电机功率因数，可选择为 0.85~0.9。其它发电机的功率因数可按 0.8~0.85 选择。

发电机吸收无功电力的能力：新装机组至少应具备在有功功率为额定值时，功率因数进相 0.95 运行的能力。

(6) 风电场的无功补偿可分为两个部分，即风机自身的无功补偿和升压站内集中无功补偿（用于升压变和风场送出线路），风电场的无功补偿装置容量总和不小于风电装机容量的 30~50%，风电场内集中无功补偿的容量不低于风电场无功补偿装置总和的 40~60%。

4) 无功补偿计算

一般对设计水平年进行无功平衡计算，分区无功平衡，计算需要的无功补偿容量和感性无功补偿度。

对 330 千伏及以上电网进行典型大、小负荷方式下的无功平衡计算；对接受区外电力容量较大及多回直流落点相对集中馈入的受端电网进行动态无功平衡分析。

补偿线路充电功率的感性无功平衡应对变电站进行点平衡。

根据无功平衡计算提出无功配置方案。对于不满足无功分层分区平衡要求的，调整无功配置方案。

对 330kV 及以上电网提出各厂/站高、低压无功补偿配置；对 220kV 及以下电网一般只需提出变电站容性无功补偿容量。

变电站容性无功补偿计算：

$$Q_m = (U_d I_m^2 / I_n^2 + I_0) S_d$$

式中 Q_m 主变所需补偿的无功容量,

U_d 补偿侧阻抗电压

I_m 补偿侧负荷电流

I_n 补偿侧额定电流

I_0 空载电流额定 电流

S_d 主变额定电流

如 240MVA 主变压器，按 14%短路阻抗考虑，变压器空载电流按 1%考虑，主变负载率为 100%时单台主变所需补偿的无功为：

$$Q_m = (1\% + 14\% \times 1.02) \times 240 = 36 \text{MVar}$$

变电站感性无功补偿计算算例：

线路名称	线路长度(km)	线路充电功率(MVar)	需补偿低压无功容量(MVar)	配置	高抗出力(MVar)	低压电抗器(MVar)
1、xx 双回	2×225	502.65	251.33	1×180MVar	64	
2、xx 双回	1×138.6+1×145	316.78	158.39	1×150MVar	137	
3、xx 单回	1×145.65	162.69	81.35			
4 xx 双回	2×202	451.27	225.63	2×150MVar	274	
5、母线高抗、低抗						240
6、合计			716.70		575	240
7、补偿度	114%					

500kV 四分裂导线充电功率 1.18 MVar/km。

5) 调相调压计算

调相调压计算是在无功平衡的基础上进行，调相调压计算的目的是校验系统不同典型运行方式下的电压是否符合规程规定的电压质量标准，校核无功规划配

置的合理性。

调相调压计算一般采取系统大、小两种运行方式。水电比重大的系统需进行丰水期和枯水期大、小方式的计算。

系统各种运行方式下变电站母线的运行电压不符合电压质量标准时，研究增加无功补偿设备，以满足电压质量标准。在增加无功补偿设备无效果或不经济时，可建议选用有载调压变压器。

6) 无功补偿设备

无功补偿一般选用分组投切的并联电容器和并联电抗器。容性无功缺额优先采用低压并联电容器补偿，高压并联电容器主要用于换流站无功补偿。在满足过电压要求前提下，输电线充电功率优先采用低压并联电抗器补偿，高压线路并联电抗器主要用于限止过电压，并补偿输电线充电功率，局部短线路较多的地方，可根据电网结构装设可投切的母线电抗器。

当系统稳定有特殊要求时，研究装设静止无功补偿装置或调相机。

并联电容器和并联电抗器属静态无功补偿设备。静止无功补偿装置、调相机属动态无功补偿设备。

上述无功设备配置是改变无功功率容量，采用变压器分接头调压是改变无功功率分配。选择变压器的额定抽头及分抽头时，应考虑系统远景发展潮流变化的需要。

330kV 及以上电压的降压变一般选用无励磁调压型，经计算论证必要时可选用有载调压变压器。

发电机运行的最高功率因数及进相能力是研究合理补偿无功的重要条件，应根据系统稳定情况及制造厂资料或试验资料确定，宜留有裕度。机组应具备满负荷时功率因数在 0.85（滞相）~0.95（进相）运行的能力，

1.19 低频振荡

由于使用快速励磁系统，系统阻尼恶化为弱阻尼或负阻尼，当系统中负阻尼值比系统中固有正阻尼值大时，就会发生增幅的低频振荡。低频振荡可能出现在正常工况下系统受到小扰动后的动态过程中，也称之为小扰动动态稳定，

低频振荡是互联电力系统弱连接情况下稳定问题之一，低频振荡是一种机电自由振荡，振荡频率的主要模态频率为几分之一到几赫，一般在 $0.2\sim 2\text{Hz}$ 。

1) 振荡的几种模式

(1) 由于使用快速励磁造成系统阻尼降低（负阻尼或弱阻尼）导致的系统低频振荡，被称为负阻尼低频振荡，该模式有比较明确的起振（大于起振功率）、增幅过程。

(2) 由于某些机组的调速器性能不良引起的系统振荡；

(3) 由于小电厂机组对主网异步运行导致的系统振荡。

后两种模式为强迫振荡，是大区联网后出现的新问题。初步认为：如果小机组扰动的频率接近主网系统的固有机电谐振频率时会激发产生“共振”现象，使主网联络线的振幅愈来愈大，好像低压电网小机组产生的相对系统来说不大的一个功率振荡（摇摆），在主网内被“放大”了。

2) 低频振荡的主要特征

(1) 系统某些发电机转子间功角出现增幅不衰减的摇摆；

(2) 区间联络线有功功率出现增幅的不衰减的振荡。

3) 低频振荡的检测

采用同步相量测量技术，检测某些具有代表性的电厂机组之间的功角变化，可用于监视、记录，但不适合控制。

检测联络线功率的变化。开始阶段有功出现增幅不衰减振荡，振荡周期 $0\sim 10\text{s}$ 。后续阶段为等幅振荡。

4) 消除低频振荡措

一次系统措施

- (1) 增强网架
- (2) 采用串联补偿电容
- (3) 采用直流输电或背靠背方案
- (4) 在远距离输电线中部装设 SVC 或同步调相机，加强电压支撑的作用。

二次系统措施

(1) 装设 PSS。对于快速励磁造成的弱阻尼振荡模式 PSS 是防止低频振荡的最有效措施。

(2) 抑制振荡的控制措施

送端机组减出力；

受端增出力；

直流功率调制提供低频振荡的附加阻尼；

在电压枢纽点厂/站增发电机励磁提升母线电压, 有助于抑制振荡。

(4) 做好励磁系统及调速器的试验与维护工作。

(5) 在易于诱发低频振荡的电厂安装振荡检测及控制装置，检测出机组发生功率增幅振荡（如振荡频率在 0.6~1Hz 范围内）及失步振荡，，对该机组进行减出力或解列，及时消除诱发系统出现低频振荡的源。

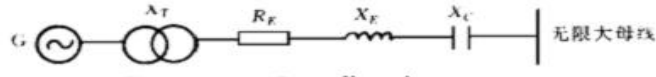
(6) 在联网点的变电站装设低频振荡检测装置，对网间联络线进行低频振荡的检测，当出现增幅振荡（振荡频率在整定范围内，如 0.5~1Hz）事故，及时报警或送端电厂远方减出力，采取同一输电断面直流线路功率提升，解列弱联系的联网线。

1.20 次同步谐振（SSR）

1) 次同步机理

次同步谐振是电力系统内的一种谐振，发生在汽轮发电机组与具有串联电容

补偿的输电线路相连接的系统。



$$f_e = f_0 \sqrt{X_c / X_L} = f_0 \sqrt{K_c}$$

$$S = (f_e - f_0) / f_e$$

$$f_m = \sqrt{k/j}$$

式中： f_0 为工频， f_e 为次同步频率， K_c 为补偿度， X_c 为串联电容器容抗， X_L 发电机、变压器、输电线路感抗之和， S 感应电机滑差。 f_m 发电机转子轴系固有扭振频率， k 轴系弹性系数， j 转动惯量系数。

在含有串联电容补偿的输电系统中，某点发生短路，短路电流中含有工频强制分量 f_0 和频率为 f_e 的自由分量。

输电线路的串联电容补偿度 K_c 一般小于 1，次同步频率 f_e 低于工频。次同步谐振会导致汽轮发电机轴系及其它电气设备损坏，与次同步谐振相关现象有：

(1) 感应发电机效应

含有串联电容补偿的输电系统会有一个次同步电气谐振频率，这些次同步谐振电流流过电枢绕组，其行为相当于一个感应（异步）发电机，对次同步频率的阻抗因转子电阻和负滑差 S 作用，会包含负电阻分量，当次同步频率接近同步频率时，滑差绝对值变小，负电阻变大，当负电阻绝对值大于发电机以外系统的电阻时，回路产生自激，形成感应发电机效应，次同步谐振不被衰减，次同步电压和电流不断增大，有可能达到损坏发电机和其它系统设备的程度。

(2) 扭矩交互作用

扭矩交互作用是汽轮发电机机械系统与串联电容补偿的电气网络间的交互

作用。当串联电容补偿的输电系统发生 $f_e < f_0$ 的电气谐振时，电气谐振频率下的次同步电流给发电机转子施加一个频率为 $(f_0 - f_e)$ 的脉动转矩，该频率若恰好与发电机组转子轴系某个固有扭振频率 f_m 相等，则将激发轴系振荡，机械振荡又放大电气振荡，电气振荡和机械振荡相互激励，造成增幅性振荡，致使轴系破坏。这种电气和机械相互作用称为扭矩交互作用，这种机网相互作用也称机网复合共振。

(3) 扭矩放大

含有串联电容补偿的输电系统，在其故障和清除过程中，电容器在系统故障时由短路电流积累的大量储能通过发电机放电，当放电电流频率与发电机轴系的固有频率相适应时，容易引起将电容储能转换转子质量块间扭转的势能，造成巨大的暂态扭矩，从而引起大轴损坏。这种因暂态过程引起的暂态扭矩放大称之扭矩放大。

2) 影响 SSR 的主要因素

- (1) 串补度。
- (2) 系统的电气谐振频率。
- (3) 发电机组轴系的机械自振频率及其稳定性。
- (4) 发电机及系统的电气阻尼特性与发电机组轴系扭振阻尼。

3) 抑制 SSR 的主要措施

防止次同步谐振首先在系统规划时应避免 SSR 出现的条件，如改变系统接线。对运行的系统，防止的措施主要是破坏电气系统的谐振条件；增大谐振模态的阻尼。

抑制 SSR 的主要措施有有：

- (1) 装设可控串补装置 (TCSC)；
- (2) 装设 NGH-SSR 阻尼器；

- (3) 在电厂升压变中性点侧装设静止阻塞滤波器 (BF) ；
- (4) 在发电机转子上装设极面阻尼绕组；
- (5) 辅助励磁阻尼控制 (SEDC) ；
- (6) SVC 式 SSR 阻尼器 (SSR-DS) ；
- (7) 其它。如改变轴系固有扭振频率等。

4) SSR 检测和保护装置

- (1) 轴系扭振保护 (TSR) 。
- (2) 异步自励磁保护。
- (3) 轴系扭振监视与录波。

5) 国内安装实例

(1) 托克托电厂

静止阻塞滤波器 (BF) + 轴系扭振保护 (TSR) 。

(2) 上都电厂

辅助励磁阻尼控制 (SEDC) + 轴系扭振保护 (TSR) 。

(3) 伊敏电厂

可控串补装置 (TCSC) + 轴系扭振保护 (TSR) 。

(4) 锦界电厂

SVC 式 SSR 阻尼器 (SSR-DS) + 轴系扭振保护 (TSR) 。

(5) 府谷电厂

轴系扭振保护 (TSR) 。

2 系统继电保护及安全自动装置

2.1 电力系统继电保护

电力系统继电保护是电力系统中的电力元件或电力系统本身发生故障或异常危及安全运行的事件时，及时发出警告信号或直接发出跳闸命令，消除不正常状况、快速切除故障，终止事故或异常运行事件发展，保证电力系统和电气设

备安全运行的一种自动化措施和设备。

电力系统继电保护一般分为系统继电保护和元件继电保护。系统继电保护一般包括线路保护、过电压保护、母线保护、断路器失灵保护、短引线保护、远方跳闸保护、自动重合闸装置、故障录波器、保护及故障录波管理系统、故障测距装置等。

2.2 系统继电保护配置

系统继电保护装置的配置应在全系统协调基础上进行，考虑电网电压等级、电网结构、电力系统中性点接线方式、故障类型及概率、保护装置运行经验、电网事故教训等。

继电保护配置要满足可靠性、选择性、快速性、灵敏性，反映电气元件的不正常运行状态，自动、迅速、准确，有选择的跳开特定的断路器。

1) 500kV 线路

(1) 线路保护

每回 500kV 线路接近后备原则配置双套完整、独立的能反映各种类型故障、具有选相功能全线速动保护。保护能反映各种类型故障、具有选相功能。每套主保护装置内应包含完整的后备保护，后备保护包括三段相间距离、三段接地距离和至少两段零序电流保护。两套主保护应分别使用独立的通道传输保护信号。

宜利用 OPGW 光纤通道构成全线速动保护，两套保护均使用 2Mbit/s 接口方式的复用光纤通道时，双重化的两套纵联保护的信号传输通道不宜采用同一根光缆。

重负荷、长距离的联络线，保护配置应考虑振荡、长线路充电电容效应、并联电抗器电磁暂态特性等因素的影响。

当有光纤通道，为有选择性切除跨线故障，优先选用双套光纤分相电流差动保护作主保护，没有光纤通道时，可使用传输分相通道命令的高频距离保护。

对装有串联补偿电容的线路，应考虑串补电容对保护的影响，优先选用双套光纤分相电流差动保护作主保护。

对电缆、架空混合出线，每回线路宜配置两套光纤分相电流差动保护作为主保护，同时应配有包含过负荷报警功能的完整的后备保护。

（2）远方跳闸就地判别装置

发变线组单元接线或对端是一个半断路器接线时，线路本侧装设远方跳闸就地判别装置，远方跳闸命令需要经故障判别元件动作才能出口跳闸。每套远跳就地判别装置均采用“一取一”加就地判别方式跳闸，分别安装在线路主保护柜上。

（3）过电压保护

根据系统工频过电压的要求，对可能产生过电压的每回线路配置两套独立的过电压保护。

当过电压保护装置与远方跳闸就地判别装置一体化时，使用远跳保护装置中的过电压保护，动作逻辑可选择不经断路器开、闭状态控制，过电压保护动作后须向对侧发送远跳命令。

（4）组屏

每回线的两套保护分别独立成柜，对需配置过电压保护的线路，所配置的 2 套过电压保护分别与相应的 2 套线路保护一道组屏，过电压保护功能含在相应的远方跳闸就地判别保护装置内。

（5）断路器保护

一个半断路器接线方式下，500kV 断路器保护按断路器单元配置，每台断路器配置一面断路器保护柜。

断路器保护柜包括断路器失灵保护、重合闸、充电保护、双跳闸分相操作箱。

断路器保护中的自动重合闸功能配置，主要按单相重合闸方式进行考虑，但能实现三相重合闸、综合重合闸、重合闸停用几种重合闸方式。

若线路装设出线刀闸，则两组断路器之间的引线区段装设短引线保护，当线路停运，线路刀闸拉开，投入此保护。短引线保护装置按双重化配置，单独按串组屏。

断路器压力闭锁回路、防跳回路及非全相保护均由就地机构实现。

2) 220kV 线路保护

每回 220kV 线路接近后备原则配置双套完整、独立的能反映各种类型故障、具有选相功能全线速动保护，保护配置原则同 500kV 线路保护。

线路重合闸功能配置在线路保护中，能实现单相、三相、综合等重合闸方式。

断路器操作箱和电压切换装置按双重化配置，分别配置在线路保护柜中。

每回线的两套保护分别独立成柜，断路器三相不一致保护、断路器防跳、跳合闸压力闭锁等功能宜由断路器本体机构箱实现，操作箱中仅保留重合闸压力闭锁接线。

3) 母线保护

(1) 采用一个半断路器接线形式厂站

每段母线装设两套完整、独立的微机型母线差动保护，不设复合电压闭锁回路。双重化配置的每套母线保护独立组成一面柜，每套母差只作用断路器的一组线圈。

(2) 采用双母线接线形式厂站

每条母线配置双套含失灵保护功能的微机型母线保护，两套保护宜采用不同厂家的产品。每套母线保护动作于一组跳闸线圈。

每套线路保护及变压器保护各启动一套母线保护装置中的失灵保护，母差和失灵保护应能分别停用。

母差和失灵保护均应具有复合电压闭锁功能，母联断路器及分段断路器不经复合电压闭锁，电压闭锁由软件实现时，可不再配置单独的复合电压闭锁装置。

4) 故障录波

为便于迅速、准确及时的分析电力系统短路故障和各种异常运行状态以及各种继电保护装置在事故过程中的动作情况，按照小型、多台化原则配置专用故障录波装置。

采用 3/2 接线方式时，原则上按串配置，即每串配置 1 面故障录波器柜。

采用双母线接线方式时，至少配置一台录波器。

当设发变组保护单独配置故障录波器时，两个线变串配置一台故障录波器。

5) 故障测距

长度超过 100km 的线路或长度小于 100km 的线路需穿越复杂地形地貌（如山区）地区的 500kV 线路，应配置故障测距装置。

为实现精确的双端测距，被测线路两端需配置同型号的故障测距装置，能在站端通过通信通道实现线路双端测距。故障测距装置应能同时接入多条线路

测距装置以双端行波测距为主，辅助以单端行波测距。行波测距装置应能通过电力数据网、专线通道或拨号方式与调度中心通信，两端数据交换宜采用 2M 通道。

全站配置一套故障测距装置。

6) 保护及故障录波信息远传子站

全站配置一套保护及故障信息管理系统子站，收集本站的保护及故障录波信息，进行保护规约转换、信息过滤，然后向远方调度站传送信息。

功能要求：

（1）保护及故障信息管理子站系统应能与各继电保护装置和故障录波装置进行数据通信，收集各继电保护装置及故障录波装置的动作信号、运行状态信号，通过必要的分析软件，在站内对事故进行分析。

（2）保护和故障信息管理子站配备必要的分析软件，能方便地与各保护装

置及故障录波器进行数据通信，与各继电保护装置、故障录波装置的接口采用以太网口。当有多种通信规约存在时，能实现规约转换，统一到 IEC60870-5-103 规约。管理子站通过下达网络对时信息，可实现厂内保护与故障录波器的时钟同步。

(3) 保护及故障信息管理子站系统对保护装置应具有调取查询保护定值、投/退软压板及复归功能；对故障录波装置应具有定值修改和系统参数配置、定值区查看、启动、复归功能。调度中心应能查询站内各继电保护装置和故障录波装置的动作信号、运行状态信号并能远方修改保护定值。

(4) 保护及故障信息管理子站系统通过电力调度数据网、专用通信通道或拨号方式与调度中心通信。如子站设备经数据网接入设备接入电力数据网时，数据网接入设备由自动化专业开列，接入数据网络的安管理由自动化专业考虑；如调度端的主站系统尚未建成开通，则可暂时以 2M 专线方式通信。

7) 仪器仪表

配置一套保护专用仪器仪表和一面试验电源柜。

2.3 电力系统安全自动装置

电力系统安全自动装置的配置是在系统稳定计算的基础上进行，是防止电力系统失去稳定和避免电力系统发生大面积停电事故，保证电力系统整体安全运行的自动保护装置。

为保证电力系统安全稳定运行，首先应有合理的电网结构、具有预防性控制的调度手段，配备性能完善的继电保护系统。在此基础上根据电网具体情况，依据《电力系统安全稳定导则》所规定的安全稳定标准设置安全自动装置（安全稳定控制装置）和相应的失步解列、频率与电压紧急控制装置，设置不同功能的安全稳定控制系统，建立起保持电力系统安全稳定运行的三道防线，组成一个完备的电网安全防御体系，按满足电力系统同步运行稳定性的分级标准的要求，使系

系统在某一特定严重程度的扰动下，保持在某一规定的安全水平（状态），确保电网的安全稳定运行。

保护专业根据系统专业初步计算，对有稳定问题的系统，需深入进行稳定计算。重点考察当电力系统受到大扰动后，继电保护装置正确动作后，系统是否会出现如发电机组失步、厂/站母线电压无法恢复至 60%Un 以上或长距离联络线路发生振荡等现象。在稳定计算基础上配置安全自动装置。

1) 稳定计算

A、计算条件

根据系统专业提供的潮流和稳定数据，采用稳定计算程序（BPA），发电机采用 E_q “、 E_d ” 变化详细模型，考虑励磁调节系统和调速系统作用，负荷采用 40%恒定阻抗和 60%恒定功率模型。

系统接线：采用投产年系统接线方式。如有过渡期，需考虑过渡期接线方式。

运行方式：基本方式采取系统专业提供的正常方式潮流；受 N-1 故障热稳极限的线路以此极限确定计算用潮流；有串补的线路考虑串补投入和退出不同方式下的潮流；省间、网间联络线潮流以计划曲线确定，并考虑一定裕度；电厂接入系统引起的稳定问题要考虑电厂一台机满发、二台机满发、n 台机满发等不同工况，并需计及机组超发 10%的情况。

B、故障类型和切除时间

(1) 故障类型

对 500kV 系统

“N-1” 故障：500kV 一回线路三相永久故障，线路两侧三相跳闸。

“N-2” 故障：500kV 一回线路三相永久故障，双回线路两侧三相跳闸。

开关拒动：500kV 一回线路三相永久故障，故障侧跳开二相，一相开关拒动（三相接地转变为单相接地故障），对侧 0.1s 跳开三相，故障侧失灵保护动作

0.35s 跳开相关开关。

串补停运：串补装置停运时 500kV 线路发生三相永久故障。

(2) 切除时间

500kV 线路保护：0.1s 跳闸。

220kV 线路保护：0.15s 跳闸。

联变保护：500kV 侧 0.1s 跳闸，220kV 侧 0.12s 跳闸。

安全自动装置动作时间：联切机时间为故障切除后 0.15s；遥切机时间为故障切除后 0.2s；遥切负荷时间为故障切除后 0.2s。

2) 安全自动装置类型

电力系统安全自动装置的主要功能是以快速恢复电力系统的完整性，防止发生和中止已开始发生的足以引起电力系统长期大面积停电的重大系统事故，如失去系统稳定，频率、电压崩溃等。

目前广泛采用的安全自动装置主要有自动重合闸装置、发电机自动切机解列装置、发电机快速励磁装置、高周切机装置、切集中负荷装置，自动低频减负荷装置、自动低压减负荷装置、系统自动解列装置等；电气制动、火电机组快关气门、直流调制等措施应用较少。

3) 电力系统安全稳定控制分类

(1) 按电网运行状态稳定控制分为：预防性控制、紧急控制、失步控制、解列后控制及恢复性控制。

预防性控制的目标：正常运行状态下，通过调度手段让电力系统保持必要的安全稳定裕度以抵御可能遭遇的干扰。要实现预防性控制，首先应掌握当前电力系统运行状态的实时数据和必要的信息，并及时分析电网在发生各种可能故障时的稳定状况，如存在问题，则应提示调度人员立即调整运行方式，例如重新分配电厂有功、无功出力，限制某些用电负荷，改变联络线的送电潮流等，以改善系

统的稳定状况。

(2) 按三道防线分：第二道防线；第三道防线。

(3) 按控制范围划分：局部稳定控制、区域电网稳定控制、大区互联电网稳定控制。

(a) 局部稳定控制

单独安装在 1~2 个厂/站，解决本厂/站母线、主变或出线故障时出现的稳定问题。

(b) 区域电网稳定控制

为解决一个区域电网内的稳定问题，在多个厂站安装稳定控制装置，经通道和通信接口联系在一起，组成稳定控制系统。站间相互交换运行信息，传送控制命令，可在较大范围内实施稳定控制。

区域稳定控制系统一般设有一个主站、多个子站和执行站，主站一般设在枢纽变电所或处于枢纽位置的发电厂。主站负责汇总各站的运行工况信息，识别区域电网的运行方式，并将有关运行方式信息传送到各个子站和执行站。

(c) 大区互联电网稳定控制

按分层分区原则，互联电网稳定控制主要解决与联络线有关的紧急控制，必要时需交换相关区域电网内的某些重要信息。在联络线设置自动调节联络线输送功率不超稳定极限的装置，安装失步解列装置，安装过负荷、低电压解列等保护装置，电网内大容量发电机装设电力系统稳定器（PSS），抑制功率波动、消除功率振荡。

(4) 按稳定类型分为：暂态（功角）稳定控制、动态稳定控制、频率紧急控制、电压紧急控制、失步控制（解列）、设备过负荷控制（热稳定）。

4) 配置方案

电力系统安全自动装置配置根据电网结构不同及运行方式变化和系统要求

进行。安全自动装置配置有分散式配置和集中式配置两种方式。分散式配置采集安装处有关信息，实行就地处理与判断，就地或通过信息通道向对侧发出执行命令。集中式配置除采集当地有关信息外，还通过信息通道采集系统中其它厂/站点有关信息，进行综合处理与判断，就地或通过信息通道后向相关厂/站点发出执行命令。集中式配置也称之电力系统稳定控制。

5) 配置原则

(1) 一般在中心厂/站配置以微机型安全稳定控制装置为主作为第二道防线，在继电保护正确动作的基础上，按系统单一严重故障采取切机或切负荷措施，维持系统稳定运行。

(2) 区域性安全自动装置应考虑主站与子站的协调问题(借助于通道)。

(3) 安全自动装置应微机智能、快速、功能简单实用、注重时效。安全自动装置的快速动作有利于系统的稳定性，厂/站的切机装置和解列装置可与线路保护结合起来，在检测到相关线路保护动作或断路器断开后，根据当时的线路输送功率，快速作出相应的决策和操作。

(4) 相关站适当配置失步解列、切机、切负荷、低频低压减载等控制装置作为第三道防线。系统发生复杂多重故障，系统处于失步状态，应由解列装置动作来隔离失步区域，不致导致整个系统瓦解，以保证主系统的稳定运行。解列措施按失步振荡自动解列和故障后发信号解列线路相结合考虑

(5) 加强并完善切机措施，使失步解列作为系统安稳的最后一道防线。

(6) 全稳定控制装置按双重化配置。

6) 安稳控制系统构成

安稳控制系统由控制主站、子站、执行站及站间通道组成；一般在调度中心还设有稳控管理系统，对安稳控制系统进行监视。

控制主站：一般安装在枢纽变电站或处于枢纽位置的发电厂，与各子站进行

信息交换，收集全网信息，识别电网运行方式，综合判断多重事故和控制决策，转发有关命令。

控制子站：安装在重要的变电站及电厂，监视本站出线及主变等设备运行状态，将信息上送主站，接收主站下发的运行方式及控制命令，进行本站当地控制及向有关执行站发送控制命令。

执行站：安装在需要切机的电厂及需要切负荷的变电站，将本站控制量上送上一级子站或主站，接收上一级站下发的控制命令，并按要求选择被控对象，进行输出控制。根据需要当地还具有出线过载切负荷、低频低压切负荷功能。

站间通道及接口：以光纤通道为主，采用 2Mbps 或 64kbps 数字接口（如 MUX-22 或 MUX-2M），传送数据和命令；在暂时不具备光纤通道的地方，也可使用载波或微波通道。

目前在调度中心还设有稳控管理系统，对安稳控制系统进行监视，今后会逐步发展。

稳控管理系统：安装在调度中心，采用服务器或 PC 机，经通道收集各主站与子站的运行状态、事件记录及数据记录、装置的异常信息，以表格、曲线的形式提供给运行人员，并可下发控制策略表、定值。

在线决策主站：设在调度中心，经接口从 EMS、稳控站等取电网运行数据和信息，在多数据源的状态估计软件处理后，进行潮流、稳定分析及控制策略优化，并不断刷新稳控站装置的控制策略表。为了下发控制策略的快速性和可靠性，决策主站与各安稳站的通信方式采用点对点、2M 光纤接口方式。

主网安全自动装置一般有以下特点：

- （1）按分层分区原则及三道防线的原则进行装置的配置；
- （2）布点多；
- （3）种类较多；

(4) 主要功能是解决主网 N-2 严重故障、直流组合故障。

安稳控制系统与各省网安稳控制系统都有通信接口,通过该接口交换电网运行信息,传送切机、切负荷命令;采用光纤数字通道(2M 接口),通信可靠性高;

稳控制装置的控制策略较复杂,计算分析及策略表设定工作量较大。

6) 失步解列装置

电力系统遇到极为严重故障时(如多重事故、保护拒动、断路器失灵等)可能失去同步,发生失步振荡事故。

电力系统在失去同步时靠失步解列装置将电网解列为各自独立的两个部分,消除失步振荡,防止事故进一步扩大。

失步解列是电网第三道防线的重要组成部分。根据电网结构和安全稳定计算分析的结果,在网省间联络线、长距离大容量送电线路、高低压电磁环网低压侧等地点装设失步解列装置。

220kV 及以上电压等级联络线路和电厂(机组)并网线路的失步解列装置应按双重化配置,一般联络线每条线两侧各配置一套。

电厂(机组)并网线路为双回较短线路,且失稳特性主要影响电厂安全时,可仅在电厂侧配置失步解列装置。

3 调度自动化

3.1 电力系统调度自动化

电力系统调度自动化系统是综合利用通信、远动、电子和计算机技术,监视、控制、协调电力系统运行,及时处理系统异常和系统事故,实现电力系统调度管理自动化的系统。

电力系统调度自动化系统由调控中心的主站系统、发电厂和电站远动终端和远动通道等构成,由数据采集和执行、通信、信息处理等子系统组成。

调度信息采用分层控制方式，调控中心分主调控中心（国网、南网）、区域调控分中心、地区或配网调度中心。

根据电网“统一调度、分级管理”的要求，发电厂由相应调控中心调度，接受度调下发的自动发电控制（AGC）和自动电压控制（AVC）指令。电厂的远动信息向调控中心传送。为满足区调对发电厂运行状况进行监视的需要，电厂的远动信息还需同时向相应区调传送。

3.2 发电厂远动的基本功能

远动的基本功能概括为四遥，遥测、遥信、遥调、遥控。

1) 遥测

对远方电力设备的测量和监视，主要有：

发电机出口有功功率、无功功率、电流、电压；

主变压器各侧有功功率、无功功率、电流；

联络变压器各侧有功功率、无功功率、电流；

高压启动/备用变压器高压侧有功功率、无功功率、电流；

500kV（220kV）线路有功功率、无功功率、电流、电压；

500kV（220kV）旁路有功功率、无功功率、电流；

500kV（220kV）母线电压及频率，66kV(35kV)母线电压；

500kV（220kV）母联、分段电流；

高压电抗器无功功率、电流；

低压电抗器、电容器无功功率、电流；

3/2 接线出线线路电压；

3/2 接线断路器电流；

AGC 发电机组调整出力极限值，出力调节速率极限值；

水电厂上、下游水库水位；

发电机的有功总加和无功总加。

2) 遥信

对远方电力设备工作状态的监视，主要有：

全厂事故总信号；

所有断路器位置信号；

反映运行状态的隔离开关位置信号；

反映运行状态的接地刀闸位置信号；

自动发电控制（AGC）有关状态信号；

自动电压控制（AVC）有关状态信号。

有载调压变压器分接头位置信号；

500kV/220 kV 线路及发变机组的主保护信号；

自动调节装置运行状态信号。

3) 遥调

对具有二个以上状态的远方运行设备的控制或参数设置，主要有：

自动发电控制（AGC）指令；

自动电压控制（AVC）指令；

区域控制误差值（ACE）；

有载调压变压器分接头的调节。

4) 遥控

改变远方运行设备状态的指令，如远方操作断路器，使之投入或断开。

此外，事件顺序纪录、当地显示功能、事故追忆等也是远动的重要功能。

3.3 远动装置

发电厂配置远动系统，远动系统可由独立远动终端（RTU）组成，也可与发电厂网络计算机监控系统（NCS）合建。

网络计算机监控系统采用分层分布式网络结构，远动系统与监控系统统一考虑，共用 I/O 数据采集单元，远动信息量与监控系统的信息量共享信息源。远动功能由监控系统的远动工作站完成，通过监控系统远动工作站向调控中心和区调传送电厂和调度端需要的远动信息，接受并执行网调下发的调节指令，完成 AGC/AVC 功能。

为保障电厂与调度端信息传输的可靠性，远动工作站为双机冗余配置。

远动信息采集按照直调直采、直采直送的原则进行设计，远动数据不经过站控主机的处理，电厂和调度端需要的信息由网络计算机监控系统间隔层测控单元采集（模拟量信息以交流采样方式采集），从测控单元经过远动工作站到调度所直达数据链路，将调度需要的远动信息量传送至调控中心。

3.4 自动发电控制（AGC）

自动发电控制是有功功率和频率自动控制，通过控制发电机出力来跟踪电力系统负荷变化，控制的目标是维持系统频率为 50Hz，减少系统时钟误差。对于互联电力系统，还应维持联络线净交换功率及交换电能量在规定值。

系统所需调整容量取决于系统负荷的变动幅度、允许频率偏差、系统功率/频率特性以及系统容量等因素，一般为系统总容量的 3%~5%或系统最大负荷的 8%~10%。

单机容量在 200MW 及以上火电机组应参加电网 AGC 调节、参加电网 AGC 调节火电机组应热工自动化水平高，具备机炉协调控制系统；可调容量大，可调容量宜为额定容量 50%以上；调节性能好，发电机组的调节速度与负荷变化速度相适应，火电机组的响应能力宜为每分钟增减负荷在额定容量的 2%以上。机组的 AGC 功能由远动装置和 DCS 系统配合完成。DCS 系统可靠接收和执行“机组输出功率设定值”指令，并把反应机炉当前运行状态的信息传送到远动系统。

电厂装设 AGC 当地监视系统，用于监视电厂远动工作站与调度端主站系统之

间的通信状况，记录 AGC 指令传送及命令执行情况。

目前电力系统自动发电控制（AGC）方式主要有三种：

- （1）定频率控制方式，即控制系统频率偏差为零（ $\Delta f=0$ ）；
- （2）定联络线功率控制方式，即控制联络线净交换功率偏差为零（ $\Delta P_t=0$ ）；
- （3）联络线功率与频率偏移控制方式，即控制联络线净交换功率偏差与系统频率偏差之和为零（ $\Delta P_t+B \cdot \Delta f=0$ ，B 为频差系数）。

华北网控中心对发电厂的 AGC 方式按照联络线功率与频率偏移控制方式进行。

AGC 对电厂主设备的要求

- （1）机组应具备机炉协调控制系统（DCS）；
- （2）机组的可调容量宜为额定容量的 50% 以上；
- （3）机组调整速度与负荷变化相适宜，每分钟增减负荷宜为额定容量的 2% 以上。

3.5 自动电压控制（AVC）

接入 500kV 电压等级的网控中心直调电厂一般均配备 AVC 子站，接入 220kV 及以下电压等级的直调的机组根据电网安全运行需要配备 AVC 子站。机组的 AVC 功能由 AVC 装置、远动装置和 DCS 系统配合完成。

发电机自动电压控制的方式是由网控中心的 EMS 系统向网络计算机监控系统的远动工作站发出电厂目标电压指令，然后由 AVC 子站系统优化分配各机组无功出力，将 AVC 设定值以脉冲信号的形式向发电机组励磁系统 AVR 发出增减磁脉冲信号，通过调控机组励磁电流实现对发电机无功出力的调节，从而达到实时调节电厂高压侧母线电压的目的。

3.6 电能量计量系统

- （1）电能量远方终端

电能量计量系统是利用计算机、通信、远动等技术远方读取电能表读数，分时段进行统计，按分时电价原则计量的系统。电能量计量系统一般由电能表，电能量远方终端，通信网络、主站系统组成。

发电厂设置一套电能量远方终端，以串口方式与电度表通信，采集全厂的电量信息。电能量远方终端通过拨号方式、专用通道或网络传输向网调控中心传送电量信息。电能量远方终端还可以串口方式与变电站内计算机监控系统通信。计量表的告警信息需接入厂内 NCS 系统。

为满足电厂对电量信息的当地显示、打印、统计、报表等功能要求，发电厂配置电能量现场监视设备一套。

（2）计量点确定

原则上关口点设在电厂与电网签定的上网电量结算点。

发电厂至变电站的线路出口为发电上网电量关口点，电厂启备变高压侧为电厂与电网间的下网电量关口点。

考虑到电力市场形成后，发电厂将形成单机报价机制，发电机出口也设置电量关口点。发电厂主变高压侧、高厂变高压侧设置电量考核点。

根据需要可在电厂设置电能量计量小主站。

（3）电量计量装置的配置主要原则

按照《电能计量装置技术管理规程》（DL/T 448-2000）的要求：

（a）关口计量点按 I 类设置计量装置：发电厂至变电站的线路出口、启备变高压侧和发电机出口按照 1+1 原则配置远方电量计量表，表计精度为 0.2s 级；

（b）考核点按 II 类设置计量装置：主变高压侧、高厂变高压侧按照 1+0 原则配置远方电量计量表，表计精度为 0.2s 级；

（c）电流互感器应采用二次专用绕组，电压互感器应采用专用二次回路。I、II 类计量用电压互感器的准确等级选 0.2 级、电流互感器的准确等级选 0.2S

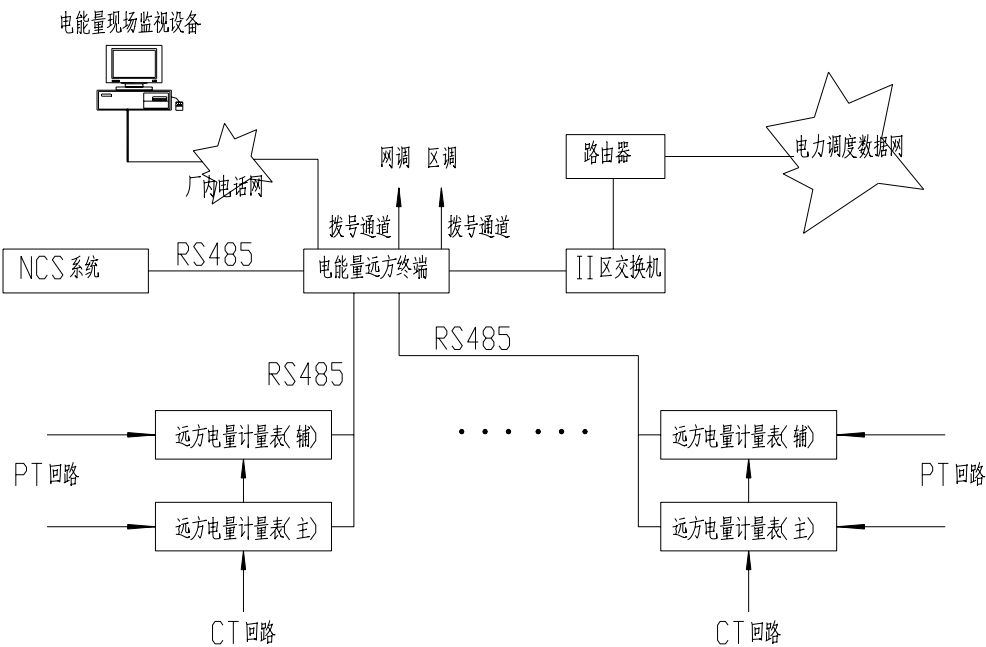
级；

(d) I、II 类用于贸易结算的电能量装置中电压互感器二次回路电压降应不大于其额定二次电压的 0.2%；

(e) 互感器计量绕组的实际二次负荷应在 25%—100%额定二次负荷范围内。

(4) 电量计量信息内容

采集各计量关口点、考核点的正、反向有功电能量和无功电能量，必要时采集计量点频率、电流、电压等数据。



远方电能量系统信息传输示意图

3.7 同步相量测量装置（PMU）

1) 同步相量测量装置（PMU）

电厂子站的同步相量测量装置（PMU）负责同步采集、相量计算、数据输出。
主要采集以下信息：

线路的三相电压、三相电流；

母线三相电压（双母线接线方式）；

联变高/中压侧的三相电压、三相电流；

发电机机端的三相电压、三相电流；

发变组高压侧三相电压、三相电流；

相关断路器隔离开关的位置信号；

发电机的励磁电压、励磁电流；

发电机转速键相脉冲信号；

发电机转速脉冲信号；

机组调节级压力；

协调控制系统中一次调频修正前负荷指令信号；

协调控制系统中一次调频修正后负荷指令信号；

一次调频动作信号；

AVR（励磁调节器）状态信号；

PSS（电力系统稳定器）状态信号。

2) 数据集中器

数据集中器接收来自多个 PMU 装置的数据流，完成实时数据处理、本地存储及向多个主站传送、转发实时数据流。

高精度时钟同步系统

PMU 装置均由专用高精度 GPS 装置提供时钟同步信号，新建厂/站采用全站高精度的时钟同步信号，对无高精度 GPS 装置的厂/站增设专用高精度 GPS 装置。

3.8 脱硫脱硝信息在线监测子站系统

为实现机组污染物排放、烟气排放、二氧化硫和氮氧化物减排情况实时监测，燃煤电厂建设脱硫脱硝设施时，需安装自动在线监测系统，并与省级环保部门和

省级及以上电网企业联网，向省级环保部门和省级电网企业实时传送监测数据。

电厂设一套脱硫脱硝在线监测子站系统。该设备通过通信或信息直采的方式从电厂机组 DCS 系统、脱硫脱硝 DCS 系统以及 CEMS 系统（烟气在线连续监测系统）获取电厂的脱硫脱硝信息，并通过综合数据向网/省公司主站系统传送和省级环保部门。

脱硫脱硝在线监测子系统由 2 套数据采集装置和 1 套当地功能设备组成，设备分别安装在脱硫控制室和机组集控设备间内。

上传的信息主要有：主蒸汽流量、机组负荷、燃煤量、主变电量、路挡板位置信号、脱硫脱硝系统主要运行状态信号、混合烟道二氧化硫浓度、脱硫脱硝系统入口二氧化硫浓度、混合烟道氮氧化物浓度、混合烟道烟尘浓度、烟气流量、氧量、温湿度等。

子站系统通过安全 II 区交换机和路由设备接入电力调度数据网与主站通信。

3.9 供热机组热负荷在线监测子站系统

电厂需配置供热机组热负荷在线监测子站系统，以实时监测供热机供热情况、采集相关数据并上传电网调控中心主站，实现热力焓图的在线计算，计算总热效率和热电比，核定最高调峰、最低调峰负荷的边界条件，使调控中心合理安排机组出力和运行方式，充分发挥机组调峰和供热能力。

供热机组热负荷在线监测子站系统由多套数据采集装置和 1 套当地功能设备构成，设备分别安装在网络控制室和机组集控设备间内。

上传的信息主要有：根据供热量计算机组负荷的参数数据、机组基本参数数据、供热量监测数据。

子站系统通过安全 II 区交换机和路由设备接入电力调度数据网与主站通信。

3.10 发电报价系统

电力市场技术支持系统是在电力市场中实现电力交易的自动化系统, 由电网

公司(交易中心,调度中心)、供电公司和发电厂(发电公司)的电力交易的自动化系统和通信系统组成。

电力市场技术支持系统主要包括负荷申报、发电厂报价、负荷预测、发电计划、计划校正、计量考核和结算、输电能力与费用计算、辅助服务与费用计算、安全分析、信息发布、合同管理等

电厂需配备一套发电报价辅助决策系统(发电报价系统),使电厂在电力市场交易规范的前提下,根据电力市场的变化,及时合理地调整市场营销策略,优化资源配置,合理报价,有效的参与竞争,提高企业的经济效益。

发电报价辅助决策系统以企业内部网为依托,以经济分析、成本管理和报价辅助决策为核心,在对电厂大量生产、经营、交易状况的实时数据和历史数据进行有效组织和分析的基础上,运用计算机技术为电厂获得最大经济效益服务。

发电报价辅助决策系统包括硬件和软件两部分:硬件部分由服务器和 workstation 及网络接口组成,与电厂 MIS 系统、远方电能量计量系统等计算机系统连接,并通过调度数据网或综合数据网与网/省电力公司的电力市场交易系统联网。软件系统由通用软件和专用软件组成,包括基础数据管理、动态经济分析、报价辅助决策、交易管理、市场信息、合同结算管理等。

3.11 电力调度数据网接入设备

为满足调度控制中心对电厂数据网络通信的需要,电厂配置电力调度数据网接入设备一套,包括交换机、路由器等。其配置原则应与电网电力调度数据网一致。

3.12 二次系统安全防护设备

按照《电力二次系统安全防护规定》要求,电力二次系统安全防护工作应当坚持安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证的原则,保障电力监控系统和电力调度数据网络的安全。

安全防护分安全 I、II、III、IV 区。安全 I 区为控制区，包括电气监控系统、机组单元控制系统、辅助控制系统、远动系统、保护及安自控制系统等；安全 II 区为非控制区，包括 SIS 厂级监控信息系统、电量计量系统、发电报价辅助决策系统、保护信息管理系统，脱硫脱硝监测子站系统，供热机组热负荷在线监测子房系统等；安全 III 区包括生产管理信息系统等；安全 IV 区包括 MIS 管理信息系统、OA 办公自动化系统等。

电厂设置经过国家指定部门检测认证的电力系统专用的安全防护设备，包括纵向加密认证装置、硬件防火墙、专用隔离装置等设备，以确保电力调度数据网的安全运行。若有需要，配置拨号认证加密装置。

安全 I 区纵向出口布置加密认证装置，冗余热备用。

安全 II 区纵向出口采用硬件防火墙，必要时可采用加密认证装置。

安全 I、II 区之间部署相应防火墙实现逻辑隔离。

安全 II、III 区之间部署专用隔离装置实现物理隔离。

3.13 电源系统

调度自动化专业设备应配备两路独立的直流电源或者 UPS 电源供电，当采用 UPS 电源供电时，其维持供电时间按不少于 1 小时考虑。

一般电厂均具备全厂公用的 UPS 电源和直流电源，因此调度自动化设备不再单独配置专用电源系统。

3.14 调度自动化专业设备

序号	名 称	单位	数量	备注
	发电厂侧			
1	NCS 远动工作站	台	2	
2	远方电量计量设备			
①	电能计量表计，0.2s 级	块		
②	电压切换装置	台		
③	电能量远方终端	台		

序号	名 称	单位	数量	备注
④	电量现场监视设备	套	1	
⑤	屏体	面		
3	AGC 当地监视系统屏	面		
4	功角测量装置			
①	同步相量采集及处理屏	面		
②	同步相量采集屏	面		
5	AVC			
①	AVC 上位机屏	面		
②	AVC 下位机屏	面		
6	电力调度数据网接入设备	套	1	
7	二次系统安全防护设备	套	1	
8	发电厂报价辅助决策系统	套	1	
9	脱硫信息在线监测及上传设备	套	1	
10	自动化仪器仪表	套	1	
11	电缆 （型号规格待定）	米	3000	
	调度端			
1	华北网调接口费	套	1	
2	区调接口费	套	1	
3	AGC、AVC 调试费	套	1	

4 通信

4.1 系统通信

电力系统为了安全、经济的发供电、合理地分配电能，保证电力质量指标，及时地处理和防止系统事故，要求集中管理、统一调度。为满足电力系统生产运行、维修、管理所需的信息和交换，需建立专用电力系统通信网络。

电力系统通信是电力系统实现调度自动化和管理现代化的基础，是确保电网安全、经济调度的重要技术手段。

电力系统通信可分为系统通信和厂内通信。系统通信主要提供发电厂、变电站、调控中心、电网公司等单位之间的通信连接，满足生产和管理方面的通信要

求。

4.1.1 电厂系统通信的主要设计原则

1) 电厂至调度端、电厂至对侧变电站之间至少立设立两个独立的通信通道或两种通信方式。发电厂侧通信设备配置选型应与系统侧通信设备一致。

2) 通信方式优先考虑光纤通信，在条件不具备时可考虑电力载波通信等方式。

3) 采用载波通信方式时，330kV 及以下系统采用相地耦合方式, 550kV 及以上系统采用相相耦合方式。

4) 发电厂配置系统调度程控交换机、数据网接入设备。

5) 系统通信电路的组织应满足传输调度电话、行政电话、会议电话、调度数据网络、综合数据网络、远动通道，线路保护及安全自动装置通道等业务的需求。

6) 发电厂按双重化原则配置通信专用蓄电池，电池组容量，放电时间不小于 2h。通信蓄电池组不宜与通信设备共用一机房。

4.1.2 信息量

1) 信息主要分类

电力系统生产运行、维修、管理所需的信息主要分类：

(1) 语音业务：包括调度电话、行政电话、会议电话；

(2) 数据网络：包括调度数据网络、综合数据网络；

(3) 专线通道：电厂至调控中心、中（区）调的远动通道，线路保护、安全自动装置通道。

2) 业务通道技术要求

(1) 继电保护专业

主保护通道：每回线路需要传输两个主保护及远跳信号，两套主保护分别使

用独立的信号传输设备及传输路由。

安全自动装置通道：要求独立的信号传输设备。

保护及故障信息远传系统通道：采用数据网通道，将保护和故障录波信息传送至中（区）调和调控中心。

（2）调度自动化专业

电厂-网控中心：

主用通道：采用调度数据网络传输通道，通道速率 $n \times 2M$ 。

备用通道：采用常规远动通道，速率为 1200 波特。

电厂-中（区）调：

主通道：采用调度数据网络传输通道，2M 接口。

备用通道：采用模拟通道，速率为 1200 波特。

电能量计量系统通道：采用数据网通道，并保留至网调、中（区）调拨号电话通道。

（3）通信专业

电厂-网控中心、中（区）调主用调度电话通道通过调度交换机组网通道传送。

电厂-网控中心、中（区）调备用调度电话通道通过 2M 通道传送。

电厂生产管理 MIS、DMIS 及会议电视等其他信息应用数据通道通过综合数据网传输。

业务通道容量需求：

序号	信息种类	业务流向	通道数量	接口及速率	备注
1	通信通道				
1.1	组网调度程控 2M 通道	电厂—网控中心	1	2Mb/s	
		电厂—中（区）调	1	2Mb/s	
1.2	调度电话	电厂—网控中心	2	2W	经 PCM 设备

序号	信息种类	业务流向	通道数量	接口及速率	备注
		电厂—中（区）调	2		传送
1.3	综合数据网	电厂—网控中心	2	2Mb/s 或 155Mb/s	接入方向及 速率按照接 入系统要求
		电厂—中（区）调	2		
1.4	通信监控	根据电厂所在地（区） 调度监控要求	1	10Mb/s 以太 网通道	综合数据网
1.5	视频会议通道	电厂—上级公司	1		综合数据网
1.6	行政电话中继线	电厂—上级公司		2Mb/s	
2	自动化通道				
2.1	调度数据网	电厂—网控中心	1	nx2Mb/s	接入方向及 速率按照自 动化要求
		电厂—中（区）调	1	nx2Mb/s	
2.2	常规远动通道	电厂—网控中心	1	4W	
		电厂—中（区）调	1		
2.3	电量计费数据网通道	电厂—网控中心	1	10Mb/s 以太 网通道	调度数据网
		电厂—中（区）调	1		
2.4	电量计费电话通道	电厂—网控中心	1	2W	经 PCM 设备 传送
		电厂—中（区）调	1		
3	继电保护通道				
3.1	主保护一		1	2Mb/s	光纤复用
	主保护二		1	2Mb/s	光纤复用
3.2	主保护一		1	光芯	光纤专用
	主保护二		1	2Mb/s	光纤复用
3.3	故障信息远传通道	电厂—网控中心	1	10Mb/s 以太 网通道	与调度数据 网合一
		电厂—中（区）调	1		
3.4	安全自动装置通道		1	2Mb/s	光纤复用
			1	2Mb/s	光纤复用

4.1.3 光纤通信

光纤通信是利用光波在光导纤维中传输信息的通信方式。光纤通信是在发送端把传送的信息变成电信号，然后调制到激光器发出的激光束上，使光的强度

随电信号的幅度（频率）变化而变化，并通过光纤发送出去；在接收端检测器收到光信号后把它变换成电信号，经解调后恢复原信息。

我国电力专用通信网已基本完成了从主干线到接入网向光纤过渡的过程。电力系统光纤通信承载的业务主要有语音、数据、宽带业务、IP 等常规电信业务；电力生产专业业务有保护、安全自动装置和电力市场化所需的宽带数据等。光纤通信具有可利用频带宽、通信容量大、中继距离大、抗干扰、抗辐射、省有色金属、质量轻等优点，光纤通信已成为电力系统安全稳定运行以及电力系统生产运行中不可缺少的一个重要组成部分。

1) 光缆

电力系统光缆有别于传统光缆是应用附加于电力线和加挂于电力杆塔上的光电复合式光缆，有 OPGW(光纤复合地线)、PPC(光纤复合相线)、MASS(金属自承光缆)、ADSS(全介质自承光缆)、ADL(相/地捆绑光缆)和 GWWOP(相/地线缠绕光缆)等，应用较多的是 OPGW 和 ADSS。

(1) 光纤复合地线——OPGW(Optical Ground Wire)

光纤复合地线 OPGW 又称地线复合光缆、光纤架空地线等，OPGW 是架空地线和光缆的复合体，是在电力传输线路的地线中含有供通信用的光纤单元。OPGW 具有两种功能：一是作为输电线路的防雷线，对输电导线抗雷闪放电提供屏蔽保护；二是通过复合在地线中的光纤来传输信息。

OPGW 光缆主要 110KV 及以上电压等级线路上使用，受线路停电、安全等因素影响，多在新建线路上应用。

(2) 全介质自承光缆——ADSS(All Dielectric Self Supporting)

ADSS 光缆在 220KV、110KV、35KV 电压等级输电线路广泛使用，特别是在已建线路上使用较多。ADSS 光缆为全绝缘结构，主要由缆芯、加强芳纶纱(或其它合适的材料)和外护套组成。

(3) 附加型光缆——OPAC

无金属捆绑式架空光缆 (AD-Lash) 和无金属缠绕式光缆 GWWOP (Ground Wire Wrapped Optical Fiber Cable) 光缆有时被统称为附加型光缆 ——OPAC, 是在电力线路上建设光纤通信网络的一种既经济又快捷的方式

用自动捆绑机和缠绕机将光缆捆绑和缠绕在地线或相线上, 由于采用有机合成材料做外护套, 因此都不能承受线路短路时相线或地线上产生的高温, 都有外护套材料老化问题, 施工时都需要专用机械, 在施工作业性、安全性等方面问题较多, 而且其容易受到外界损害, 如鸟害、枪击等, 因此在电力系统中都未能得到广泛的应用。但在国际上, 这类技术并没有被淘汰或放弃, 仍在相当的范围内应用。

(4) 金属自承光缆——MASS (Metal Aerial Self Supporting)

从结构上看, MASS 与中心管单层绞线的 OPGW 相一致, 如没有特殊要求, 金属绞线通常用镀锌钢线, 因此结构简单, 价格低廉。MASS 是介于 OPGW 和 ADSS 之间的产品。MASS 作为自承光缆应用时, 主要考虑强度和弧垂以及与相邻导/地线和对地的安全间距。它不必像 OPGW 要考虑短路电流和热容量, 也不需要像 OPPC 那样要考虑绝缘、载流量和阻抗, 更不需要像 ADSS 要考虑安装点场强, 其外层金属绞线的作用仅是容纳和保护光纤。在破断力相近的情况下, 虽然 MASS 比 ADSS 重, 但外直径比中心管 ADSS 约小 $1/4$, 比层绞 ADSS 约小 $1/3$ 。在直径相近情况下, ADSS 的破断力和允许张力却要比 MASS 小得多。

(5) 光纤复合相线——OPPC (Optical Phase Conductor)

与 OPGW 相类似, 在相线结构中以合适的方法加入光纤, 构成光纤复合相线 OPPC。OPPC 与 OPGW 虽然结构雷同, 但从设计到安装和运行是有原则的区别。

2) 光纤通信建设方案

(1) 系统通信方式化优先考虑光纤通信，随交流线路架设地线复合光缆（OPGW）：电厂两点接入变电站，电厂至两个变电站分别架设 1 根 OPGW 光缆；电厂一点接入变电站，可结合启备变线路分别架设 1 根 OPGW 光缆，如启备变来自同一变电站，经比较提出第二路通信方案，如架设普通光缆，对双回路宜架设双 OPGW 光缆。

(2) 当保护通道采用光纤复用传输设备，光缆芯数宜为 16-24 芯，当保护通道采用专用光纤芯，光缆芯数适当增加。

(3) 电厂作为末端接入光传输网，宜采用 1+1 线路保护方式，配置 2 台光传输设备，分别独立组织 2 个独立光缆路由，传输容量一般为 155M~2.5Gbit/s。

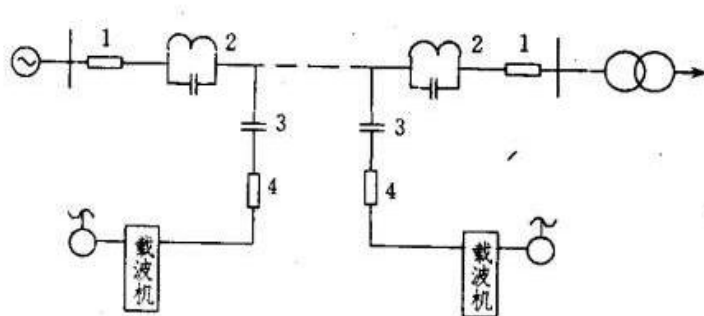
(4) 光纤通信以数字信号为载体传送信息，数字传输网为同步数字体系，光纤通信采用同步数字系列（SDH）即光纤电路采用 SDH 制式。

(5) 对于传输区段的站间距离较长，为保证正常的业务传送质量，根据计算确定是否需在光路上配置线路光功率放大、预置放大及色散补偿装置。

(6) 变电站光纤通信一般随交流线路架设 2 条地线复合光缆（OPGW），光缆芯数不少于 24 芯。对无迂回路由的同塔双回线路，宜架设双 OPGW 光缆，或利用下一电压等级线路架设地线复合光缆（OPGW），形成第二通道，光缆芯数不少于 24 芯。

4.1.4 电力载波通信（PLC）

电力载波通信（PLC）是以高频载波信号通过电力线传输数据和信号的一种通信方式，把载有信息的高频加载于电流，然后用电力线传输，接受信息的适配器再把高频从电流中分离出来。



电力线载波通信的简单原理图

1 断路器 2 高频阻波器

3 耦合电容器 4 结合滤波器

(1) 高频阻波器

高频阻波器串联在高压输电线路中，对某单个或多个频率有较高的阻抗，防止载波电流流向变电所母线侧，减小分流损失，起阻塞作用。对 50Hz 的工频电流阻抗很小（ 1Ω 左右），对输电系统几无影响。

(2) 耦合电容器

耦合电容器接在结合滤波器与高压导线之间，将载波设备与电力线工频高电压隔离，防止高电压进入通信设备，使高频载波信号顺利耦合到高压线路上。

(3) 结合滤波器

结合滤波器在耦合电容器低压端和高压电缆之间，和耦合电容器配合组成高通或不对称带通滤波器，把载波信号耦合到高压电力线路上去，抑制邻线其它载波信号和线路 50Hz 谐波以及线路上其它干扰信号进入载波机的收信之路。

(4) 电力线载波机

电力线载波机是将音频信号与载波信号互相转换，通过高压输电线传输数据和信号的载波终端设备。载波机的收发信端用高频电缆经结合滤波器（起阻抗匹配及工频电流接地作用）联接耦合电容器（起隔离工频高压的作用），将载波电流传送到输电线上。

(5) 耦合方式

载波电流与输电线的耦合方式分为相相耦合及相地耦合两类,对 500kV 及以上电压等级耦合方式一般采用相-相耦合方式,对 330kV 及以下电压等级耦合方式一般采用相-地耦合方式。

随着光纤通信发展,电力线载波通信已基本被光纤通信代替,仅在光纤电路无法满足通道需求时,可考虑建设电力线载波通道,当条件具备时,应采用电话、远动、保护信号在同一载波机中复合传输方式。

4.1.5 微波通信 (MicrowaVe Communication)

微波通信是利用微波频段(0.3~300GV)的电磁波以接力方式在空间远距离传送信息的无线电通信。

微波站主要设备有微波塔、天线和馈线系统、收发信机、调制解调器、多路复用设备、监控设备、电源设备等。

为了把电波聚集起来成为波束送至远方,一般都采用抛物面天线,其聚焦作用可大大增加传送距离。微波基本上是直线传播的,由于地球曲率因素及微波天线塔高限制,通信距离一般局限于 40~50km,当长距离通信时需建一个或多个中继站。

微波通信目前均以数字信号为载体传送信息,数字传输网为同步数字体系,数字系列标准与光纤通信的同步数字系列(SDH)完全一致,SDH 微波已成微波中继通信的主流。

由于微波中继通信频率资源有限,微波传播受气候变化、各种干扰影响大,受传播条件限制,有的站在山顶建设、运行、维护不便,有的站在城中受高楼阻挡,所以目前电力系统通信方式优先考虑光纤通信。

4.1.6 卫星通信

卫星通信是地球上（包括地面和低层大气中）的无线电通信站间利用卫星作为中继而进行的通信。

卫星通信系统由卫星和地球站两部分组成。卫星通信的特点是：通信范围大，只要在卫星发射的电波所覆盖的范围内，从任何两点之间都可进行通信；不易受陆地灾害的影响，可靠性高；开通电路迅速，只要设置地球站电路即可开通；具有多址特点，可在多处接收，能经济地实现广播、多址通信；电路设置非常灵活，可随时分散过于集中的话务量；可多址联接，同一信道可用于不同方向或不同区间（多址联接）。

卫星通信可作为边远地区通信或应急通信。

4.1.7 系统调度程控交换设备

实现调度人员与运行人员之间通信需建立系统调度程电话交换网。国家电网调度电话交换网采用三级汇接、四级交换的网络结构，在国调设一级汇接调度交换中心，在网调调度电话交换网设二级汇接调度交换中心，局间中继采用 2M 数字中继方式。

网调/地调调度电话交换网按等级、分区建立，形成多级调度综合利用的复合型网络，局间中继采用 2M 数字中继方式。

电厂配置 1 套系统调度程控交换机，并以 2M 数字中继方式接入国家电网和网调/地调调度电话交换机网。交换机用户线容量依据机组台数及容量选择，用户线容量宜为 48～96 线。

系统调度程控交换机宜和生产调度交换机合并设置，其容量相叠加。

4.1.8 综合数据网通信设备

综合业务数据网是为电力生产管理服务的电力系统内部专用数据网络，主要承载了除调度控制业务外的综合数据业务。业务类型包括数据、多媒体及语音等实时和非实时业务，

电力综合业务数据网由国家电网骨干综合数据网及各网、省地、市的各级数据网络共同组成。国家电力综合业务数据网作为系统内各种数据应用的多业务的综合传输和应用平台，

电厂配置综合数据网设备路由器 1 台，该设备接入国家电网及各网、省综合数据网。

4.1.9 网管系统

工程新配置光端机等设备一并纳入国家 or 华北 or 东北网的光纤电路网管系统。即由网调通信总站统一实行对上述光通信设备日常运行管理及网络管理，配置 1 台 TLC 本地维护终端, 实现对本站传输设备的现场维护。

4.1.10 发电厂系统通信主要设备

序号	设备名称	单位	数量
	系统通信		
1	系统调度交换机	套	1
2	综合数据网设备	套	1
3	监控设备	套	1
.	光纤通信厂内设备部分		
1	光纤通信设备	套	2
2	PCM 一次群设备	套	2
3	网管终端	套	1
4	光通信仪表	套	1
5	光纤数字配线柜	套	1
6	引入光缆	km	2
7	阻燃 PVC 管	km	2

4.2 厂内通信

厂内通信包括生产管理通信、生产调度通信、通信电缆/光缆网络、通信机房、通信电源等

4.2.1 生产管理通信

为满足电厂生产管理通信的需要，在厂内安装数字程控交换机一套，生产程控交换机同时兼作调度通信的备用。生产管理交换机应配置电脑话务台、自动计费系统、本地维护终端。

生产管理交换机需与厂内生产调度交换机建立中继线连接，采用全自动中继方式；需配置电厂与当地电力行政交换网及电信部门的中继线。采用 2M 数字中继连接。

交换机用户线容量：

交换机容量应按电厂管理体制、人员编制、自动化水平、机组台数及容量选择，当电厂有扩建时，交换机应能扩容；

125~300MW 级机组，以 70 线为基本容量，每台机组增加 70 线；

600MW 级机组，以 90 线为基本容量，每台机组增加 90 线；

1000MW 级机组，以 120 线为基本容量，每台机组增加 100 线。

根据实际情况也可利用地区公用网交换设备实现生产管理通信，发电厂负责建设厂内音频电缆网络。

4.2.2 生产调度通信

为满足电厂生产调度通信需要，厂内安装生产调度程控交换机一套。生产调度交换机应配置调度台、录音系统、本地维护终端。

电厂一般采用机、炉、电集中控制的方式，两台机组合设一个控制室。调度台设置在每个集控室、单元控制室。

交换机用户线容量：

125~300MW 级机组，配置 64 线；

600~1000MW 级机组，配置 96 线；

当电厂扩建时，适当增加交换机容量。

在集控室、值班室、重要生产岗位设置调度电话，各重要生产岗位除安装调度电话外，并安装行政电话作为备用。

厂内生产调度交换机应具备与生产管理交换机、系统调度交换机中继连接。

输煤系统通信：

输煤系统包括输煤综合楼、翻车机室、碎煤机室及若干转运站。采用带有扩音/呼叫功能的调度通信设备，供输煤系统指挥调度生产及事故处理用。该系统具有广播呼叫、电话对讲及报警等功能。终端设备由扩音对讲终端和扬声器组成，具有防水、防尘、防噪等功能。终端设备设置在输煤系统各个运行岗位。

单台发电机额定容量不小于 300MW 的火电厂，扩音/呼叫系统话站数量：

300MW 级机组设置 40 线；

600~1000MW 级机组设置 50 线。

扩音/呼叫系统应能与厂内生产调度交换机组网。

输煤系统扩音通信设备的交流电源由输煤集控楼提供。

4.2.3 电厂区域通信

（1）水源地

水源地根据需要可设置厂内电话、无线对讲机或公用网电话。

水源地距离电厂厂区较远，可敷设电厂至水泵房的通信电（光）缆一条，沿水工管道、电气和控制电缆路径敷设，以解决泵房与电厂内的通信联系和检修、调试用。电厂和水泵房配置通信设备一套。

（2）灰场

贮灰场根据需要可设置厂内电话、无线对讲机或公用网电话。

贮灰场距离电厂若不设置管理办公室、值班室等建筑物，不考虑对灰厂的专线通信方式，采用移动通信方式解决。

(3) 脱硫

在主厂房通信电缆配线（交接）箱处预留与脱硫建筑物的通信电缆接口。

4.2.4 无线对讲系统

无线对讲机容量：

125~300MW 级机组，每两台机组考虑 30 部；

600MW 级机组，每两台机组考虑 40 部；

1000MW 级机组，每两台机组考虑 50 部。

4.2.5 通信网络系统

全厂设通信电（光）缆网络系统包括厂区内各类通信设备的线路，各主要建筑物的通信电缆网络设计及配线。

通信电（光）缆一般在厂区电缆沟或综合管架上敷设，少量用户电缆支线直埋敷设。在集中控制室等建筑物内，采用暗配线敷设设计。

全厂通信网络的干线通信电缆采用实心绝缘非填充型或有加强保护层的铠装电缆，电厂主厂房和输煤系统采用阻燃电缆。

4.2.6 通信机房

通信机房设在网控楼内，系统通信设备与厂内通信设备共用机房，通信机房的面积根据本期设备配置数量并留有适当的发展余地考虑。设有通信设备机房、通信蓄电池室、通信值班室。机房内采用下走线，设防静电活动地板。

厂内通信安装的主要设备有：行政程控交换机、厂内调度程控交换机、总配线架、交、直流电源屏、整流屏等。

4.2.7 通信电源

配置二套-48V 专用通信电源系统。二套通信电源均采用浮充供电方式，每

一套通信电源均由高频开关电源屏和二组阀控式蓄电池组成，供电电压为-48V。

整流器模块配置为 N+1 的运行模式。

根据检修和运行维护的需要，配置交流电源屏和直流电源屏。

交流电源应双回路，来自不同厂用电母线段，直流电源应双回路、来自专用直流电源。

4.2.8 发电厂厂内通信主要设备

序号	设备名称	型号及规格	单位	数量
	厂内通信			
1	程控电话交换机	包括用户线, 中继接口, 计费系统、维护终端、2 个话务台等	套	1
2	总配线架	50%带保安	套	1
3	厂内调度交换机	包括用户线, 录音系统、调度台	套	1
4	输煤调度扩音通信系统	30-40 用户, 包括扩音话站, 配线柜、不停电电源 UPS 等	套	1
5	高频开关电源	48V/	套	2
6	交流配电屏	380V/100A	套	1
7	直流配电屏	48V/400A	套	1
8	阀控式密封铅酸蓄电池	48V (每组 24 只)	组	4
9	电缆交接箱		套	2
10	室外电话箱 (亭)		个	2
11	电话机	模拟	台	400
12	电话分线箱	10 对、20 对、50 对、100 对	台	40
13	通信常用仪器仪表		套	1
14	程控交换机中继线		项	1
15	电话电缆、信号电缆、电力电缆、通信安装双绞线		km	
16	接地铜带	30×4	m	
17	电缆走线槽		m	
18	电缆手孔		个	
19	镀锌钢管、安装槽钢、角钢		m	

5 专业协调

5.1 电力系统

电厂设计由多专业协调完成，应有系统提资或与系统协调的主要内容有：

(1) 接入系统方案

电厂设计规模，电压等级，出线方向和回路数，导线截面，并网点，投产年份。

(2) 电气主接线

电厂主接线方式，如经分析计算确需对电厂主接线的具体型式提出要求时，提出确意见。电厂主接线设计应以接入系统审查意见作设计输入。

(3) 主变要求

主变容量、型式、阻抗、联接组别，变比、调压方式、接地方式。

(4) 短路电流水平

短路容量、不包括接入系统的机组阻抗及其升压变压器的阻抗的系统等值阻抗：系统正序等值阻抗系统、零序等值阻。

(5) 机组功率因数

根据国网无功补偿配置技术原则，为保证系统具有足够的事故备用无功容量和调压能力，机组应具备满负荷时功率因数在 0.85（滞相）～0.95（进相）运行的能力，发电机自带厂用电时进相能力应不低于 0.97。

(6) 系统调峰对电厂的要求

在不投油助燃的情况下，调峰能力应不小于额定容量的 60%。

(7) 无功补偿

电厂母线 / 线路高抗。

(8) 母线通流容量。

(9) 机组年利用小时或年发电量。

5.2 系统继电保护

1) CT、PT 二次线圈数量、变比、等级。

(1) 两套线路主保护要求交流量的输入独立，使用独立的 CT 二次线圈、使用 PT 两个独立 Y 型接线绕组供电。线路两端宜采用相同型式、相同变比的 CT。500kV 线路保护接用 TPY 型电流互感器，接用线路侧的电容式 CVT 应满足暂态特性的要求。

(2) 500kV 断路器失灵保护在故障切除后要求电流元件快速返回，应选用不带气隙的 5P 级 CT 二次线圈。

(3) 两套母线保护使用独立的 CT 二次线圈。用于 500kV 母线保护的 CT，应采用相同型式，可同为 P 级或同为 TPY 级，避免不同型式的 CT 时间系数差别大，造成暂态不平衡电流增大，母线保护误动的可能性也增加。

(4) 辅助装置以及故障录波器的使用一组独立的 CT 二次线圈。

(5) 线路保护、母线保护用的 CT 二次绕组的安排顺序，应避免出现有“保护死区”。

2) 两套保护装置的跳闸回路应分别作用于断路器的两个跳闸线圈。断路器跳、合闸压力闭锁回路由断路器本体实现，断路器防跳回路以及断路器非全相保护由断路器本体实现，需提供压力降低闭锁重合闸接点至保护装置。

3) 采用全站统一对时，监控系统应具备足够的 IRIG-B 码 (DC) 对时接点提供给相应的保护装置。

4) 双重化的保护所需的直流电源，应由两组独立直流蓄电池分别供电。

5) 保护及安自装置屏柜布置方案及相关二次回路。

5.3 调度自动化

(1) 电厂发电机出口、主变高压侧、高厂变高压侧、启备变高压侧、出线为远方电量计量点，配置计量专用 CT 或 CT 绕组，精度为 0.2S 级，额定二次容

量应保证实际二次负荷在电流互感器额定二次负荷的 25%~100% 范围内；配置计量专用 PT 或 PT 绕组，精度为 0.2 级。额定二次容量应保证实际负荷在电压互感器额定二次容量的 25%~100% 范围内。

(2) 调度自动化设备配置与屏柜布置方案。

(3) 与单元机组 DCS 的连接方式与接口。

(4) 遥测、遥信、遥调、遥控、功角测量、AGC、AVR、AVC

等要求信息。

(5) GPS 系统向功角测量装置提供的对时信号要求。

(6) 交、直流电源电压、回路数、容量、可靠性要求。

5.4 通信

(1) 通信方案，通信机房面积、位置、可靠性要求与屏柜布置方案。

(2) 交、直流电源电压、回路数、容量、可靠性要求。

(3) 载波通道设备要求、电容式电压互感器要求。

(4) 厂内通信设计中不包括电厂内各建筑物综合布线的内容和概算，该部分设备和电缆费用统一列在电厂自动化部分。

5.5 厂网投资划分

1) 根据发改能源[2003]2346 号文的通知，发电工程估、概算中原则上不包括送出工程所需投资。如项目法人自愿，在服从国家电网建设规划的前提下，也可投资建设与该发电项目相关的专用送电工程，拥有相应的产权，并将接入公用系统处作为结算点。专用送出工程静态投资计入发电工程总投资。

2) 系统二次部分的投资划分原则上与一次设备的投资划分相一致：

(1) 电厂围墙内的二次设备纳入电厂投资；

(2) 对侧变电站二次设备的投资与该变电站间隔的投资方相一致。

(3) 电厂围墙内的安自装置所需设备、安装以及专题研究和设计费用列入

电厂工程投资。

继电保护和故障信息管理系统子站、功角测量系统未建成前电厂工程预留投资，供项目后期建设。

(4) 调度端的二次系统配合费、并网调试费、专用接入设备等纳入电厂工程投资。自动电压控制系统、专用接入设备等未建成前电厂工程预留投资，供项目后期建设。

(5) 厂外光缆建设与相应的送出（启备电源）线路的投资方相一致；的系统通信其余部分投资列入送出工程。

(6) 由于光纤通信属于单项工程，需要另行委托设计，发电厂初步设计中不包括上述内容，仅估列投资。

(7) 电厂围墙内的系统通信部分投资（包括设计费）列入电厂概算，电厂接入系统引起至水源地、灰场通信投资均列在电厂概算内，厂外通信线路不在电厂设计范围内。

附 1 电厂接入系统设计主要内容和深度

1.1 设计主要内容

1) 在完成电厂初可研条件下更深入地研究电厂与电厂所接入的电力系统的关系，进行电力电量平衡、电气计算，论证电厂送电方向和送电范围、出线电压等级、出线回路数，提出电厂接入系统方案，提出系统对电气主接线及有关电气设备参数的要求。

2) 按审定（或一次提出）的接入系统方案提出系统继电保护、安全稳定控制装置、电能量计量、调度自动化、相量测量装置、发电厂报价系统、调度数据网接入及安全防护、系统通信等二次接入系统方案，提出设备清单和投资估算。

1.2 内容深度

1.2.1 电力系统一次部分

1) 任务依据和设计原则

叙述任务依据、设计基础资料来源及本次设计边界条件、设计范围；电网规划设计及电厂输电系统规划设计对接入系统设计的要求和审查意见；本次设计的思路和研究重点；明确设计水平年、远景水平年及过渡水平年

2) 电力系统现状及电厂概述

(1) 简述与电厂有关的电力系统现状

简述电厂所接入相关区域电网、省网级电网、地区电网的网络现状；电网的电源结构、电源特征、全口径和统调口径装机规模、全口径和统调口径最大负荷、全社会用电量及增长速度、负荷特性；与周边电网的送、受电情况；电网主要运行指标，如发电利用小时、平均煤价、上网电价等。

(2) 电厂概述

简述设计电厂的本期规模、规划容量、厂址条件等；对扩建电厂还应说明老厂概况、扩建条件等；对水电厂还应说明保证出力、年发电量、不同代表水文年的月平均出力、预想出力、强迫出力和水库调节性能等；对风电场应说明机组类型及单机容量、风场特征曲线、出力特性等。

3) 电网发展规划

(1) 电力市场预测

简述地区经济发展形势、用电负荷增长情况，根据区域（或省、地区）《电网发展规划》的负荷和全社会用电量预测结果及增长速度，提出本次接入系统设计的负荷水平。

(2) 装机安排

概述相关区域电力资源的分布与特点、电源结构及发展变化趋势、电源建设规划等，列出规划研究期内机组退役计划，按已核准、取得路条、规划等类别列出新增的装机及建设进度，列出与周边电网的送、受电容量、特高压电网规划电

力配额（电力流）容量。

（3）电网发展规划

概述规划研究期内（包括设计电厂投产前）电网发展规划。

4) 电力电量平衡

列出逐年的电力电量平衡表(水电比重大的电网应选用平、枯两种水文年进行平衡，并以丰、特枯水文年进行校核；风电厂应分风大、风小方式)，按已核准、取得路条、规划、送电、受电、配额容量等类别分析各水平年的平衡结果，分析电力市场、电源建设空间，分析设计电厂的市场竞争力、送电方向、电力电量消纳范围，分析设计电厂至送电地区的功率交换情况，分析设计电厂发电利用小时和水电站的空闲容量、弃水电量等。

对电网结构影响较大的电源须进行敏感性分析；必要时分析系统调峰情况。

5) 电厂建设的必要性

从满足电力需求、改善电源布局 and 结构、符合电网规划、符合产业政策、促进资源优化配置、促进地区经济发展、较好的建厂条件等方面论述电厂建设的必要性，说明电厂在系统中的地位和作用。

6) 接入系统方案

分析说明电厂设计水平年有关系统的网络概况和相关变电所情况(主接线型式，出线规模及方向等)，根据网络特点、负荷分布、变电站布点、功率交换、系统电压和电厂规模、单机容量，拟定和阐述电厂接入系统方案，并对提出的若干个接入系统方案进行比较

提出推荐方案，包括出线电压等级、出线方向和回路数、电厂接入变电站的名称、线路长度。

7) 电气计算

对提出的推荐方案，进行各水平年的下部分或全部校验性电气计算和分析。

(1) 潮流计算分析：通过各种典型运行方式的潮流计算分析，确定比较方案是否满足正常与事故情况下送电能力要求。

(2) 稳定计算：校验相关运行方式的电网稳定水平，提出提高稳定性措施。

(3) 短路电流计算

计算最大运行方式下的三相和单相短路电流。

(4) 对推荐方案，进行工频过电压、潜供电流计算和自励磁计算，提出限制措施，提出相应的无功补偿容量及提高稳定性的措施，提出限制短路电流措施。

8) 对过渡年份进行研究，提出过渡措施。

9) 导线截面的选择

简要论述选择导线型号情况，给出导线热稳输送容量和满足电厂送出情况。

架空线输电线路导线截面一般按经济电流密度来选择，并根据电晕、机械强度以及事故情况下的发热条件进行校验，其中，经济电流密度一般按 $0.9\text{A}/\text{mm}^2$ 考虑

10) 系统对电厂的主要技术要求

(1) 根据设计电厂的规划容量、分期建设情况、供电范围、近区负荷情况、出线电压等级和出线回路数、系统安全运行对电厂的要求，通过技术经济分析比较，对电厂主接线提出要求。

(2) 提出对电厂主要电气设备参数要求：

(a) 发电机的励磁方式、发电机功率因数、暂态电抗，风电机组的可控功率因数变化范围。

(b) 电厂内是否装设高压并联电抗器，并确定并联电抗器容量、台数、装设地点及其电压等级（包括中性点装设的小电抗）。

(c) 主变压器的参数规范，包括额定电压、容量、台数、阻抗、调压方式（有载或无励磁）、调压范围、分接头以及主变压器中性点接地方式（若经电抗

接地，要包括其参数）。

(d) 断路器相关参数

(e) 水轮发电机组是否调相或进相运行。

11) 专题研究

(1) 对影响接入系统方案的重大技术问题列专题进行研究。

(2) 若接入系统方案的线路路径有大跨越或经过环境敏感地区，应进行规划选线选站工作。

(3) 风电场应进行电网接纳能力研究。

(4) 对风电场接入系统可能引起的电压稳定问题，需列专题研究。

(5) 对风电场接入系统可能引起的频率偏差、闪变、谐波等电能质量问题，应开展专题研究。

12) 结论和建议

主要结论及推荐意见，提出尚需进一步研究的关键问题及下一步工作的建议。

13) 主要附图

(1) 电网现状图。

(2) 电厂建成后的电网地理接线图（应标示与设计电厂相关地区电网的连接方式，主干线走向与长度）。

(3) 电厂接入系统方案比较图。

(4) 推荐方案典型运行方式潮流图。

(5) 稳定计算摇摆曲线图。

(6) 电厂电气主接线图。

1.2.2 电力系统二次部分

1) 任务依据和设计原则

叙述任务依据，概述电厂接入系统方案，如接入系统方案尚未最终审定，以推荐方案为依据，并兼顾其它方案。

2) 系统继电保护

(1) 简述与设计电厂相关的系统继电保护配置现状及存在的问题。

(2) 分析一次系统对继电保护配置的特殊要求，论述系统继电保护配置原则。

(3) 提出相关线路保护、母线保护、自动重合闸、断路器失灵保护、短引线保护、线路过电压保护、远方跳闸保护、故障录波器及专用故障测距等配置方案。给出保护配置图。

(4) 概述相关的电网保护及故障信息管理系统配置情况，提出设计电厂子站配置原则。

(5) 提出保护对通信通道的技术要求，包括传输时延、带宽、接口方式等。

(6) 提出对 CT、直流电源等的技术要求。

3) 安全稳定控制装置

(1) 以一次系统的潮流、稳定计算为基础，进行必要的补充校核计算，给出推荐方案典型运行方式潮流图。稳定计算摇摆曲线图，对系统稳定进行分析，提出设计电厂是否需配置安全稳定控制装置。

(2) 提出相关的安全稳定控制装置初步配置方案及投资估算。

(3) 确定是否需结合相关送出工程进一步开展安全稳定控制系统专题研究。

(4) 提出安全稳定控制系统对通信通道的技术要求，包括传输时延、带宽、接口方式等。

(5) 提出对 CT、直流电源等的技术要求。

(6) 提出设备清单和投资估算

1.2.3 调度自动化

1) 简述与设计电厂相关的调度端能量管理系统、调度数据网络等的现状及

存在的问题。对水电厂简述调度端水调自动化系统的现状和存在的问题。

2) 根据调度关系, 提出远动系统配置方案, 明确技术要求及远动信息采集和传输要求。

3) 根据相关调度端 AGC/AVC 控制总体要求, 分析设计电厂在系统中的作用和地位, 提出电厂参加系统 AGC/AVC 控制的原则和相应的设备配置要求。

4) 根据相关调度端调度数据通信网络总体方案要求, 分析设计电厂在网络中的作用和地位, 提出调度数据通信网络接入设备配置要求、网络接入方案和通道配置要求。

5) 根据相关调度对设计电厂二次系统安全防护总体要求, 分析各应用系统与网络信息交换、信息传输和安全隔离要求, 提出二次系统安全防护设备配置要求。

6) 对水电厂简述根据相关水调自动化的建设要求, 提出设计水电厂水调自动化系统(或水情自动测报系统)接入电网水调自动化系统的技术要求以及信息采集、传输和通道配置要求。

7) 电能计量装置及电能量远方终端

(1) 简述与设计电厂相关的电能量计量(费)系统现状及存在的问题。

(2) 根据相关电网电能量计量(费)系统的建设要求, 提出设计电厂计费、考核关口计量点设置原则, 明确关口电能计量装置(包括计量用 CT、PT、电能表、专用计量屏柜等)和电能量远方终端配置方案, 提出电能量信息传送及通道配置要求。

8) 相角测量装置

根据电网实时动态监测系统总体建设要求, 分析设计电厂配置相角测量装置的必要性, 提出配置方案及对通道的要求。

9) 发电侧报价终端

根据电网电力市场的进展情况及总体方案要求，分析设计电厂在电网中的作用和地位，提出电厂的发电侧报价终端的配置方案、技术要求及通道配置要求。

10) 给出远动化范围图

11) 提出设备清单和投资估算

1.2.4 系统通信

1) 简述电厂接入系统方案。提出相关调度端的调度关系和调度通信要求。

2) 简述与设计电厂相关的通信传输网络、调度程控交换网、综合数据网等的现状及存在的问题，相关的已立项或在建通信项目情况等。

3) 根据各相关的电网通信规划，分析设计电厂在通信各网络中的地位和作用，分析各业务应用系统（包括保护、安全自动装置、调度自动化、电量计费、信息系统）对通道数量和技术的要求。

4) 根据需求分析，提出设计电厂通信系统建设方案，包括光缆建设方案、光通信电路建设方案、组网方案、载波通道建设方案、微波通道建设方案等。设计至少应提出两个可选方案，并进行相应的技术经济比较，提出推荐方案。

5) 提出推荐通信方案的通道组织。

6) 根据相关电网综合数据通信网络总体方案要求，分析设计电厂在网络中的作用和地位及各应用系统接入要求，提出综合数据通信网络设备配置要求、网络接入方案和通道配置要求。

7) 根据相关电网调度程控交换网总体方案要求，分析设计电厂在网络中的作用和地位，提出调度程控交换网设备配置要求、网络接入方案、中继方式和通道配置要求。

8) 提出通信机房、电源、机房动力环境监视系统等的设计原则

9) 给出与设计电厂相关的微波、光纤通信现状图。设计电厂至各级调度端调度通道组织图及主、备通道配置图。

10) 提出设备清单和投资估算

11) 当推荐的光纤、微波通信方案需建设中继站或比较复杂,必要时,应提出专项研究报告,说明项目建设的必要性、可行性,提出项目建设方案和投资。

附 2 主要规程、规定

DL/T5439-2009 大型水、火电厂接入系统设计内容深度规定

DL/T5444-2010 电力系统设计内容深度规定

国家电网公司 《大型电厂输电系统规划设计内容深度规定》

DL/T5439-2009 电力系统设计技术规程

DL/755-2001 电力系统安全稳定导则

GB/T26399-2011 电力系统安全稳定控制技术导则

GB/T14285-2006 《继电保护和安全自动装置技术规程》

国调[2005]222 号《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》(试行)

DL/T5003-2005 电力系统调度自动化设计技术规程

DLGJ165-2003 电力系统通信系统设计内容深度规定

DL/T5391-2007 电力系统通信设计技术规定