

# 第一章 绪论

本章主要介绍我国电力网络发展的简要历程、发展趋势、进行电力网络规划的重要性以及对电力网络规划将产生影响的一些新技术、电力网络规划的任务、基本要求及其分类。

## 一、我国电力网络的发展历程及发展趋势

### (一) 基本概况

我国的电力工业起步很早，但在 1949 年以前发展缓慢。早在 1882 年德波列茨进行第一次高压输电试验时，英国商人 C. M. Dyce, G. E. Low, W. S. Wetmore 在上海投资 5 万两白银，创办了上海电气公司 SEC。在上海乍浦路老同孚洋行建起了装机容量为 12kW 的发电厂，在上海外滩亮起了 5 盏明灯。初步形成了具有生产、输送、分配、消费电能的由发电机、变压器、电力线路、用电设备联系在一起组成的统一整体的电力网雏形。其后在 1911 年，英美在上海开办了杨树浦发电厂，1913 年投入运行到 1924 年该厂装机 12 台 总容量 121MW，成为当时远东第一大电厂。我国的发电机装机容量、发电量、世界排名 装机 如表 1-1、1-2 所示。

1949 年 当时除东北有一条 220kV 线路和几条 154kV 线路 京、津、唐和台湾省建有规模不大的地区高压电网以及上海市建有 35kV 电压等级的电网外，其他地区只有以城市供电

表1-1 我国电力系统初期的装机容量、发电量世界排名(装机)

年 份	装机容量 (MW)	发电量 (亿 kW·h)	世界排名(装机)
1882	$12 \times 10^{-3}$		
1936	1 285	38	14
1949	1 850	43	25

表1-2 1949年以后我国电力系统的装机容量、发电量世界排名(装机)

年 份	装机容量 (MW)	发电量 (亿 kW·h)	世界排名(装机)
1949	1 850	43	25
1978	57 120	2 566(No.8)	7
1980	60 500	3 006(No.6)	8
1987	100 000		5~6
1993	170 000		4
1995	200 000	(No.2)	4(美、日、俄)
1998	270 000	11 670	2
2000	316 000		2

注：美国为世界第一，2000年总装机容量约为 765GW。

区为中心的发电厂，全国没有一个超高压电网。到 1978 年，我国建成了 330kV 输电线路 535km 和 220kV 输电线路 2 267km 相应变电设备容量为 490MVA 和 24 790MVA。1998 年 220kV 及以上线路 14.37 万 km 变电容量 3.29 亿 kVA 是 1978 年的 6.2 倍和 13 倍 年均递增 9.5% 和 13.7%。中国已经形成一个比较完善并具有相当规模的电力工业体系。

中国从 20 世纪 70 年代初开始缺电，持续了 20 多年。1995 年中国电力供需出现了新的情况，长期以来严重缺电的

局面开始缓解，全国约有 1/3 的省、区已不再拉闸限电。从 1996 年下半年开始全国电力供需达到基本平衡，部分地区尚有盈余，基本上满足了因国民经济日益发展和人民生活水平不断提高而对电力的需求。

## （二）电源的发展

中国电力建设在“大力发展水电，优化发展火电，适当发展核电，因地制宜发展新能源发电，开发与节约并重”方针的指导下，电力工业得到了迅速发展。从 1988 年开始全国每年新投产发电机组均超过 10 000MW，1990 年后每年新投产大中型发电机组都超过 10 000MW，到 1998 年全国装机容量达 2.7 亿 kW，发电总量达到 11 600 亿 kW·h，全国发电装机超过 10 000MW 的省有河北、山西、辽宁、江苏、浙江、山东、河南、湖北、广东和四川 10 个省，其中广东省发电装机容量达到 29 000MW。

表 1-3 各种第一台不同容量发电机组投产时间地点

时 间	地 点	容 量
1956 年 4 月	淮南田家庵电厂	6MW
1958 年 8 月	重庆电厂	12MW
1958 年 12 月	上海闸北电厂	25MW
1959 年 11 月	辽宁电厂	50MW
1967 年 2 月	北京高井电厂	100MW
1969 年 9 月	上海吴泾电厂	125MW
1973 年 4 月	辽宁朝阳电厂	200MW
1974 年 11 月	上海望亭电厂	300MW
1989 年	安徽平圩电厂	600MW
1994 年	广东大亚湾核电厂	900MW

到 1998 年全国 200MW 及以上机组达到 469 台,总发电容量达 128 500MW,占全部装机容量的 47%。其中 300MW 及以上机组达到 242 台,总发电量达 82 210MW。已运行的机组中最大的核电机组 900MW,最大火电机组达到 660MW,最大水电机组达到 550MW。中国已经形成了具有自己特色并适合国情的电力设备制造体系,能生产制造 600MW 及以下容量的系列发电机组,并建成了成套发电设备的生产基地:上海闵行、黑龙江、哈尔滨、四川德阳。

1978 年时全国只有 2 座 GW 级电力大厂,合计装机容量 2 325MW,占全国装机容量的 4.1%;1998 年全国达到 69 座,总装机容量 87 843MW,占全国装机容量的 32%。1986 年以前,中国每年投产水电机组都在 1 000MW 左右徘徊,20 世纪 80 年代中后期,水电建设高潮迭起。1987 年投产水电机组 2 530MW,1993 年投产 3 680MW,1994 年投产 4 030MW,连续跨上年投产 2 000MW、3 000MW、4 000MW 的台阶。这期间水电建设的“五朵金花”广州抽水蓄能、岩滩、漫湾、水口、隔河岩 5 个 GW 级水电站相继开工建设或投产,装机容量 3 300MW 的二滩水电站已于 1998 年投产第一台 550MW 机组。1994 年中国自行设计、制造、施工的浙江秦山核电站和中外合作引进法国机组建设的广东大亚湾核电站相继建成投入商业化运行,结束了中国大陆长期无核电的历史。1993 年中国开始投产大型抽水蓄能机组;1994 年 12 月 14 日中国开工建设举世瞩目的长江三峡工程,1997 年 11 月和 2002 年 11 月两次如期实现截流,为三峡电站 2003 年投产奠定了坚实的基础。

在开发新能源和可再生能源发电方面,我国从 20 世纪 50 年代开始研制风力发电机,80 年代以来相继研制成功 50~200W 的微型风力发电机组并安装在内蒙、甘肃、新疆、青

海、西藏等牧区草原和沿海电网延伸不到的地区。1986年山东省荣成市组成了中国第一个风电场,到1998年底,全国风力发电装机530台223.6MW。1970年前后,全国兴建了十几座潮汐电站(包括江夏潮汐试验电站和白沙口潮汐电站,装机容量分别为3000kW和960kW),1989年5月又投产了福建平潭岛的幸福洋潮汐电站。到1998年全国已建成7座潮汐电站和1座潮洪电站,总装机容量为11000kW。1977年在西藏羊八井建成的地热电站,1998年底装机容量已达到25180kW。同时建设了3座10kW的阳光发电站,到1998年底,全国太阳能电池累计容量已达8000kW。

### (三) 电网的发展

建国后,中国电网由小变大,由低压、高压到超高压,由弱联系逐步过渡到强联系,其发展过程大体是:首先发展了城市孤立电网,然后形成地区电网,再发展成省内电网,并进一步发展为大区电网,今后要加快大区电网互联。从20世纪50年代开始,随着大型水、火电站的相继建成,各地区开始建设110kV和220kV线路。1970~1980年期间,先后形成了17个220kV的跨省地区电网或省网。1972年,中国第一条330kV超高压输变电工程——刘家峡经天水到陕西关中的全长534km的刘天线路投运,1981年又建成从河南平顶山到湖北武汉的中国第一条全长595km的500kV线路。此后,在普遍建设220kV地区电网的基础上,500kV,包括330kV电网工程在许多省份和大区内的省际间迅速发展,逐步形成了东北、华北、华中、华东、西北、川渝、南方7个跨省区电网和山东的500kV电网,1989年中国建成了第一条跨大区远距离±500kV直流输电线路——葛沪线,其中华东电网和南方联营电网装

机容量分别达到 44 750MW 和 44 970MW；独立省电网有山东、福建、海南、新疆、西藏 5 个，其中山东省电网装机容量达到 17 690MW。大电网已覆盖全国的所有城市和大部分乡村，1978 年全国输电线路总长为 22 762km，变电容量 24 790MVA。1998 年分别达到 117 447km 和 249 510MVA，比 1978 年增长了 5.16 倍和 10.1 倍。1978 年全国 330kV 输电线路 535km，变电容量 490MVA。1998 年分别达到 7 126km 和 10 320MVA。1978 年中国还没有 500kV 输电线路和变电设备，到 1998 年 500kV 交流输电线路和变电设备却已达到 18 104km 和 66 410MVA，±500kV 直流输电线路 1 044.5km，换流站容量为 2 400MW。华东、华北、东北、华中已形成 500kV 跨省市主干电网，广东、山东、川渝已建成 500kV 主干网架，西北电网已形成结构紧密的 330kV 网络。

长江三峡输变电工程也于 1997 年 1 月正式开工，三峡输变电工程的第一个单项工程四川长寿至万州的 500kV 输变电工程已于 1998 年 5 月建成投产。三峡输变电工程将在华中、华东、川渝电网内建设 500kV 交流线路 6 900km，变电设备容量 24 750MVA，±500kV 直流输电线路 2 200km、换流站（两端）12 000MW，以及其他二次系统设施。三峡工程 2009 年全部竣工后，将形成中国坚强的中部电网，成为全国联网的核心。

到 2000 年底，全国发电装机容量达到 316GW，是 1980 年的 4.80 倍；35kV 及以上输变电容量达 1 000GVA，是 1980 年的 6.40 倍；输配线路达 714 000km，是 1980 年的 2.68 倍，其中 35 ~ 110kV 城乡高压配电网变电容量 545GVA，是 1980 年的 4.51 倍；高压配电网线路 560 000km，是 1980 年的 2.36 倍。城网 10kV 中压公用配变容量约 110GVA，中压线路约 300 000km，低压线路约 200 000km，其中中低压电缆约占 15%。

1998 年开始 国家决定加快基础建设 投入 3 000 亿元人民币进行为期 3 年左右的城乡电网大规模建设改造，并将其列入国债建设管理。截至 2000 年底，全国城网项目工程形象进度已完成约 760 亿元（约占城网总投资 1200 亿元规模的 60%）农网完成约 1 100 亿元（约占农网总投资 1 800 亿元规模的 61%）。近三年，电力工业发、输、配投资比例约为 1:0.37:0.69，这种投资结构比以往有了很大改善，趋同国际发达国家发、输、配投资比例。建设和改造全国 2 400 多个县级农村电网，通过改革农电管理体制、建设和改造农村电网，进而实现城乡用电同网同价 大幅度降低农村电价 减轻农民负担。对全国 280 个地级以上城市电网进行改造，以开拓电力市场 增加用电量。

近三年城网规模平均增长率高于“八五”增长率 城网供电能力有了较大提高。部分竣工城网通过了初步评估或估测，2000 年 35kV ~ 220kV 城网网架已初步建成，网络结构得到了加强 基本满足 N-1 安全供电准则要求。高压配电网变压器容载比由 1.5 ~ 1.7 上升到 1.8 ~ 2.0 供电能力比 1995 年增长近 50% 中压配电网容量增长约 25%。1999 ~ 2000 年北京、上海、山东、广东、江苏等城网经历连年夏季高峰负荷两位数的快速增长 基本没有发生过负荷、烧设备问题 没有限电。三年城网改造初步弥补了以往的亏欠，基本适应了国民经济快速发展和市政居民生活用电增长的需求。

在农村电气化方面 到 1997 年底，中国在广大农村和边远地区建起了 45 047 座小型水电站、1 057 座小型火电厂、86 084 万座柴油机发电站和 67 278 台风力发电机组，总装机容量达到 43 830 MW 建成 274.5 万 km 高压线路和 613.4 万 km 低压线路 配电设备 263 210 MVA。全国农村地区乡、村和

农户通电率达到 99.03%、97.66%和 95.86% ,全国已有 14 个省、直辖市、自治区 实现了村村通电 同时建成农村电气化县 832 个 。

中国电网五级调度体系，已经或正在分阶段实现计算机化。与此同时，电网的规划、设计、设备制造、施工、运行、管理、科研试验等方面都取得了长足的进步，对中国电网的发展和现代化起到了重要的推动和促进作用。在统一规划下，具有坚强的网架结构、先进的技术装备和调控手段、担负着电力输送和各类发电厂联合运行及互相调剂、发挥综合效益的现代化大电网正在不断形成。中国的电网建设已经进入跨大区联网送电、逐步实现全国统一联合电网的新阶段。

#### （四）科技进步与利用外资

目前中国已经掌握了先进的 300MW 和 500MW 及超临界 600MW 火电机组、1 000MW 级核电机组、500kV 交直流输变电工程的设计、施工、调试和运行技术，掌握了高 180m 级的各类大坝的筑坝；掌握了大型抽水蓄能电站的设计、施工技术；有能力建设像二滩、三峡水电站那样的大型水电工程，开发了先进的大型水、火电厂分散控制系统。各大电网的计算机监控调度系统进入实用化阶段，使电网运行和调度开始走上了自动化。

到 1997 年，电力工业共签约利用外资协议总额达 269 亿美元。利用世界银行、亚洲开发银行以及日、俄、美、法、意等国政府贷款，投资建设水电、火电、核电及输变电项目 100 项，其总发电容量达 68 130MW，其中已投产的项目共 54 项，发电容量为 29 200MW，累计完成投资 178 亿美元。华能国际电力开发公司引进外资、引进设备、引进技术、引进管理，建设了一

批中外合资合作电厂。

### （五）电力体制改革与法制建设

电力工业贯彻国务院提出的“政企分开、省为实体、联合电网、统一调度、集资办电”和“因省、因网制宜”的方针，以集资办电为突破口开始了不断深化的电力体制改革，打破了长期以来形成的依靠中央政府一家办电的格局，形成了多渠道、多层次、多形式集资办电的局面，开拓出了一条符合中国国情的有利于加速电力工业发展从而满足国民经济发展和人民生活水平日益提高对电力旺盛需求的新路。

《电网调度管理制度》已于1993年11月1日开始实施，《电力法》也于1996年4月1日在全国范围实施，它们为电力工业进一步深化体制改革、实行公司制改组、商业化运行、法制化管理奠定了法律基础。同时，《供用电管理条例》也于1996年施行。

1998年6月，国家电力公司提出了“厂网分开，竞价上网”的电力工业改革方案，明确了山东、上海、浙江3个省（市）为试点单位。2000年1月3省（市）发电侧电力市场正式投入商业运营，同年6月东北3省的区域电力市场也正式启动。以期打破垄断，形成统一、开放、有序的电力市场的开始。

### （六）对电力网络规划有重大影响的举措

#### 1. 实现全国联网

- （1）适应“西电东送”的格局。
- （2）实现大电网互联是世界电力发展的共同经验。
- （3）全国联网的目标。

2003年，以三峡电站建设为中心，首先形成我国的中部

电网。2010年基本形成北、中、南3个跨区互联网络，其中北部电网由华北、东北、西北和山东电网组成，中部电网包括华中、华东、川渝和福建电网，组成南部电网由广东、广西、云南、贵州、香港、澳门电网组成。2010~2020年期间将形成基本覆盖全国的统一联合电网。

## 2. 加快城市电网和农村电网的建设改造

### (1) 城市电网采用现代化技术：

促进城网装备现代化。

中心城区大力推广变、配电所与建筑物相结合及地下变电所，以减少占地面积和接近电力负荷中心，推进电缆供电。

提高供电可靠性。

提高新建住宅内配线供电能力。

### (2) 深化农电体制改革，加快农村电网改造：

全国实现一县一公司。

全国推行“五统一”（统一电价、统一发票、统一抄表、统一核算、统一考核）和“三公开”（电量公开、电价公开、电费公开）逐步实现电力销售到户、抄表到户、收费到户、服务到户。

规范电网投资管理，努力控制工程造价、降低建设成本，减轻农民负担。

## 3. 建立科学合理的电价形成机制

(1) 建立科学合理的电价形成机制将促进电力企业改善自身的经营状况，使电力企业获得应有的利润，从而积累资金、走向良性循环。

(2) 约束电力工程造价、降低建设成本、消除盲目投资，减少资金积压和浪费。

(3) 约束电力生产成本，降低发电能源进价。

(4) 让投资者获得较高的回报，从而确保电力建设和改造资金的来源。

(5) 用户公平负担。

(6) 提高电力企业经营者、生产者的素质，促进人才流动。

## 二、对电力网络规划将产生影响的一些新技术

随着科学技术的不断发展，新能源技术、能源高效利用技术以及现代输配电技术的开发和应用，必将进一步促进电力工业的发展。同时对将来的电力系统将产生较大的影响，引起电力系统规划的理论和方法的革新。预计这些具有较大影响的技术主要有：

### 1. 高效洁净的发电技术

目前全球的发电平均效率为 30% 左右。据预测，未来将发电的总效率提高到 60% ~ 70% 是完全可能的，如果使用新技术新设备，单耗可再降低 50% ~ 90%。

(1) 超临界机组加低造价的烟气脱硫装置：超临界机组效率可达 37% ~ 42%，超超临界机组效率可达 47%。

(2) 联合循环发电技术：联合循环是指将燃气轮机和蒸汽轮机组合起来的一种高效率的发电方式。它将高温区工作的燃气同在低温区工作的蒸汽轮机结合起来，形成热能的梯级利用，提高了效率，达到节能降耗的目的。最新推出的联合循环电站的效率可达 58%。

(3) 燃料电池：燃料电池是将燃料不经过燃烧直接将能量转化为电能的装置。磷酸型燃料电池技术已成熟，接近商

业化 现在已能生产 11MW 的设备。可用于规模发电 实际效率可达 58.4%。以氢为燃料的燃料电池，理论效率可达 83%。燃料电池的综合热效率可望达到 80%以上。

燃料电池具有能快速跟随负荷变化、调峰性能好、噪声小、对环境污染小、省水等优点 并且其安装周期非常短 安装位置也比较灵活，一个 200kW 的燃料电池外形尺寸不超过一辆大客车的大小 可以和建筑群的配电系统集成一体 从而不必新建配电系统。

## 2. 提高能源使用效率的技术

提高能源使用效率的技术有热泵、高效节能灯、建筑节能技术、电力电子学应用节能技术、分布式的储能系统、需求侧管理技术和能源效益审计技术等。

## 3. 新型输电技术

(1) 灵活交流输电技术 ( FACTS) : 灵活交流输电技术，是把电力电子技术与现代控制技术结合，采用大功率电子器件 如晶闸管、可关断晶闸管、MOS 控制的晶闸管、绝缘门极双极性三极管等 作为大功率高压开关 并与其他电力设备组成 FACTS 设备 实现对电力系统电压、参数 (如线路阻抗) 相位角、功率潮流的连续调节控制的技术。能大幅度提高输电线路输送能力和电力系统稳定水平，并可降低输电损耗。

(2) 新型直流输电技术：新型直流输电系统省去了换流变压器 整个换流站可以搬迁 使直流输电在用于较短的输送距离时也有竞争力，还可以用于配电系统。

(3) 在竞争性环境中互联电网的安全运行技术：电网互联虽然大大提高了运营的经济效益；但也对其可靠性提出了更高的要求，因为网上任何故障产生的扰动都会危及电网运行的安全稳定性，严重事故还会引发大面积停电甚至电网

崩溃 因此必须加强开发能确保电网可靠、高效、稳定运行的新技术。

有关安全的技术有：电网动态安全在线评估技术、调度员安全度量体系、广域综合安全通信网 (ISN)、在规划阶段进行电网风险评估的技术、进行设备的预知性检修的故障诊断新技术 电网事故及设备故障的数据库、广域的相量测量单元和事件记录系统等等。

(4) 与环境良好的变电所和架空输电线路：要求实现变电所紧凑化 以减少占地和对景观的影响 要求控制噪声以减少电磁场的影响 要求无泄漏 并有良好的废弃物管理。通过改变线路导线或次导线的布置来实现的紧凑型线路。同时，还要减少线路工频电磁场的影响，减少电晕的无线电干扰影响 减少对景观的影响。

#### 4. 现代配电技术和电能质量控制技术

(1) 现代城市配电技术：有配电设备紧凑化技术、超高压线路直接进入市区技术、配电设备的集成技术、配电网保护监控设备的集成技术、配电线路地下化和新型电缆施工系统、配电设备故障诊断定位技术、火灾不蔓延设备技术、高压直流配电技术 等等。

(2) 定质电力技术：应用现代电力电子技术和控制技术为用户提供用户特定要求的电能质量的技术。为提高配电网的电力质量，已开发出用于配电网的静止同步补偿器和动态电压恢复器。

#### 5. 超导电力技术

(1) 超导储能技术：除了电池储能系统外，超导储能系统将是未来的重要储能系统。超导储能将电能转变为超导线圈中的磁场能 由于其能量存取响应速度快 多用于电力系统

的稳定控制、旋转备用、负载快速调节。

(2) 超导故障电流限制器：快速限制故障电流对电网安全运行甚为重要。超导故障电流限制器如研制成功能承担该项功能。

## 6. 现代表计系统

现代电能表计系统具有智能化、模块化、数字化等多功能、多用途的特征(如负荷调查功能、可扩展性、双向通信功能、用户访问功能、自诊断及报警功能和误差软件补偿功能)。

# 三、电力网络规划的重要性及基本要求

## (一) 电力网络规划的重要性

用户对电能需求的不断增长，只有通过加强电力工业本身的基本建设以不断扩大电力系统的规模才能满足。要满足国民经济发展的需要，电力工业必须先行，因此做好电力工程建设的前期工作，落实发、送、变电本体工程的建设条件，协调其建设进度，优化其设计方案，其意义尤为重大。电力系统规划正是电力工程前期工作的重要组成部分，它是关于单项本体工程设计的总体规划，是具体建设项目实施的方针和原则，是一项具有战略意义的工作。电力系统规划工作应在国家产业和能源政策指导下、在国民经济综合平衡的基础上进行，首先应该进行长期电力规划，经审议后在此基础上从电力系统整体出发进一步研究并提出电力系统具体的发展方案及电源和电网建设的主要技术原则。

电力工业的发展速度及其经济合理性不仅关系到电力工业本身能源利用和投资使用的经济和社会效益，同时也将对国民经济其他行业的发展产生巨大的影响。正确、合理的电

力系统规划实施后可以最大限度地节约国家基建投资，促进国民经济其他行业的健康发展，提高其他行业的经济和社会效益，因而其重要性是不可低估的。

电力网络由输电、变电、配电等环节组成 电力网络规划是电力规划的重要组成部分，它和电源规划有着密切联系。往往只有在通盘考虑电源与电力网络的条件下，才能找到最合理的供电方案。例如在离负荷点远处有较经济廉价的电源 近处则有较不经济的电源 若在它们之间进行比较和选择时，就必须通盘考虑电源与电力网络，才能选出合理的方案。

## （二）电力网络规划的基本要求

电力网络规划的目的是力求在规划期末使电力网络达到一个较理想的结构。一个理想的网架结构应该满足以下基本要求：

（1）输、变、配电比例适当 容量充裕 在各种运行方式下都能满足将电力安全经济地输送到用户 并有适当的裕度 在电力网络上既没有薄弱环节、造成发电能力不能充分利用的现象 也不存在设备能力闲置、积压资金现象。

（2）电压支持点多，能在正常及出事故情况下保证电力系统的安全及电能质量：电力系统事故经常造成大面积、长时间停电，使国民经济损失惨重。1965年美国纽约系统事故 切断功率达 4 400 万 kW 影响到拥有 3 000 万居民的近 20 万 km<sup>2</sup> 的广大地区，事故延续约 13h 损失估计达数十亿美元。1977年纽约系统又一次发生整个电力网崩溃的事故，800 万人口地区停电 5~25h 损失数亿美元。1996年美国西部联合电网(WSCC)连续发生两次大面积停电，此外，1982年瑞典南部电网、1983年法国、1999年新西兰等都发生过大面积长

时间停电。

电力网络规划必须考虑全系统的安全，以确保在绝大多数可能出现的故障情况下仍能持续供电，既不引起系统不稳定及电网解列，也不导致不允许的电压及频率降低或甩负荷。在某些罕见的复合故障下可限制其后果（例如允许系统分块解列运行），以保障重要供电不中断并能较快地恢复正常运行。为了对停电的时间及范围有所限制，不允许出现全系统失步、电压崩溃等导致系统瓦解的重大后果。在电力网络规划中要考虑各种措施。例如：单回线的送电容量不得超过受端容量的 35% ~ 50%；对大容量、远距离输电应采用双回线或多回线，同路径或同杆塔，在中途分段并互相联接，设置中间开关站。这样，如一点发生故障时可以分段切除，只失去一回路中的一段，其他部分仍可继续运行，可以显著地提高运行安全性。

(3) 保证用户供电的可靠性：对于供电中断将会造成国民经济或人民的生命财产重大损失的一级负荷及重要供电地区，必须设置两个及以上彼此独立的供电电源。对于无重要用户的三级负荷及地区，规划中一般不考虑备用电源。介于上两者之间的二级负荷及地区，是否设置备用电源，应视系统情况，权衡停电损失及装备备用电源增加的供电费用后确定。

(4) 系统运行的灵活性：电力网结构应能适应多种可能的运行方式，包括正常及事故情况下、高峰及低谷负荷时的运行方式。有大水电站或水电比重大的系统，应分别考虑丰、平、枯水时的运行方式。

(5) 系统运行的经济性：电力网络中潮流分布合理，无迂回倒流或送电距离过长等现象，线路损失小，投资及运行费用低。

提高线路的输送容量是降低单位容量造价、提高输电线路效益的重要措施。超高压线路应按照超过自然功率设计，各种电压线路的自然功率见表 1-4。

表1-4 各种电压线路的自然功率

线路电压(kV)	自然功率(万 kW)			
	单导线	双分裂导线	三分裂导线	四分裂导线
220	12	16		
330	27	36		
500			90	
750				200

提高输送容量主要采用串联容性补偿或并联电容补偿，或两者并用。串联补偿对提高输送容量效果显著，但需注意避免发生次同步谐振 并联补偿可以控制线路波阻抗 提高输送容量并控制过电压。为了维持线路电压恒定，要求其在轻载时阻抗为感性、重载时为容性。

(6) 便于运行，在变动运行方式或检修时操作简便、安全、对通讯线路影响小等等：一般在电力系统规划中先进行系统中最高一级电压网络的规划。当系统中新采用高一级电压 其电力网络尚未充分发展时 要同时考虑原系统中最高一级电压与新出现的电压网络的规划，在地区供电规划中再考虑较低电压等级的网络规划。

确定一个较理想的电力网络结构方案是涉及多方面因素的复杂问题 应在考虑各种因素下制定出若干可行方案 经过充分的系统分析及比较后选定。