

第20篇 电力系统

主 编	関根泰次	(東京大学)
执 笔 者	池田洋一	(東京電力)
	尾出和也	(電力中央研究所)
	太田宏次	(中部電力)
	上之薫博	(電力中央研究所)
	関根泰次	(東京大学)
	田村康男	(早稲田大学)
	高橋一弘	(電力中央研究所)
	藤田恒久	(関西電力)
	丸山迪夫	(東京電力)
	山縣武典	(東京電力)
	依田直	(東京電力)
	米原幹夫	(関西電力)

译 者 尹克宁

目 录

第1章 电力系统及其规划	20-1	2.3 输电系统的运行	20-35
1.1 电力系统	20-1	2.4 电力系统的保护和可靠性控制	20-39
1.2 负荷预测	20-4	第3章 电力系统的数学分析方法	20-43
1.3 供电规划	20-8	3.1 电力潮流	20-43
1.4 电源规划	20-13	3.2 稳定性分析计算	20-49
1.5 系统规划	20-18	3.3 短路容量	20-56
第2章 电力系统的运行	20-24	3.4 电力系统的可靠性	20-58
2.1 系统运行的组织和设施	20-24	3.5 经济性评价	20-62
2.2 供需运行	20-28	参考文献	20-65

第1章 电力系统及其规划

1.1 电力系统^{(1)~(8)}

1.1.1 基本结构 所谓电力系统是指为满足用电需要,把从电源(水电站、火电站和核电站等)经过输变电设备(变电所、输电线和配电线)直到负荷的所有元件有机地紧密地联系在一起的,以实现电能从生产到消费的系统的总称。电力系统还同时装设有相当于其神经系统的通信设备、遥测设备、自动控制装置等设施。

电力系统结构的基本点在于要把从发电到配电的多种特性不同的设备在技术经济的协调之下联系起来,既要确保其所要求的供电水平,作为系统整体来看又要是合理的结构。图1为我国电力系统典型结构的示例。电源由500kV或275kV(220kV)的输电线送至负荷区,对大工业用户可从275kV(220kV)或154kV(110kV)的供电系统以154kV(110kV)、66kV(77kV)或22kV(33kV)直接供电,对一般用户则通过6.6kV的高压配电线和220V、100V的低压配电线供电。

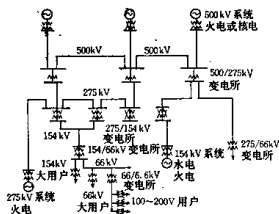


图1 电力系统典型结构示例

1.1.2 系统发展的基本型式 根据电源位置、负荷分布等的不同,电力系统的结构是各不相同的,但大致区别起来可分为大城市型和远距离型两类。

(a) 大城市型 大城市型是向以大城市为中心的负荷密度极高的地区供电的电力系统。它以围绕城市周围的环形系统作为主干,把这个环形系统

和比较接近负荷区的火电站群以及远距离的水电站、核电站连同与负荷相联系的系统按网络状组合起来,是这类系统结构的特色。

这类系统的特点是:从要求高质量电能的地区特性出发,对于未来的负荷增加应保持有充分的发展余地 and 互换性;可靠性应当高;有功功率和无功功率的潮流控制以及电压的维持都应当容易等。而其缺点则是随着系统规模的扩大,短路容量也将增大。在设备方面的特点是:从人口的密集、道路交通网的拥挤出发,随着供电系统规模的扩大,输电线路不得不建设在地下。

另外,大城市还集中了政府机关、民间公司的中枢管理机构,近年来随着电子计算机的普及等因素,对电能的依赖程度正逐年提高。由于要求供给高质量的电能,因而装设可靠性高的设备就成为必要的了。加之,社会上对供电的要求也提高了,对安全、公害的措施等涉及整个地区的社会要求有逐年增高的倾向,防止大气污染措施、防止噪音措施、绿化措施等在设备方面的考虑特别重要起来了。在负荷特性方面也有显著的特色,由于冷气用电的增加,使得夏季的尖峰负荷更加突出,低负荷率的用户比重的增大,城市中心部分用户昼夜之间的差别扩大等都使得设备利用率有降低的趋势。

(b) 远距离型 远距离型电力系统是由用远距离输电线把发电厂和负荷联系起来的单纯的放射式系统所组成的,我国和外国的地区供电系统基本上都是属于这种类型。近年来由于电源选址困难而使电源所在地都有远距离化的倾向,即使在大城市型的电力系统,和这种远距离型系统结合起来的也多起来了。这种系统的特点是:随着系统规模的扩大产生了稳定性、维持电压、输电损失等问题,其对策是需要将输电电压不断提高。在我国,系统的最高电压从154kV开始,到昭和30年为275kV,进一步从昭和40年代后半期起,便朝着500kV依次采用更高的电压等级。另外,在这种系统中,为了增加输电稳定性和可靠性,有时在受电端或中部用输电线互相联系起来,有时与其他相邻的电力系统联

系起来,而有逐渐向更加复杂的系统发展的趋势。

1.1.3 长期规划和短期规划 由于电力用户逐年增加,为此而需要对电力系统,即电源设备、输变电设备加以扩建。电力设备,由于其建设需要较长时间,同时其使用年限极长,所以长远地看必须制定经济的设备增补规划。在设备规划方面,有以5~10年的长期的设备形成方向而制订的长期规划以及按长期规划的基本方针以1~2年的规划作为实施计划而制定的短期规划。

当制定长期规划时,必须注意确切掌握负荷的发展动向,新技术的研究试制动向,对社会情况变化的适应性等,充分探讨系统的发展性,以便制定出经济合理的规划。在短期规划方面,一面按长期规划的方向来寻求和已有设备的协调,一面对根据实施计划的各种方案的比较等加以详细的分析讨论,是非常重要的。

1.1.4 大范围规划

(a) 大范围规划的意义 把几个电力公司不局限于各自的供电区域,而在电源开发、设备利用、电力交换等方面按综合的观点进行合理的、有效的规划的称为大范围规划,它有着下列的优点:

(1) 电源方面 一个公司的电源开发局限于地区条件,因而开发地点和规模受到限制,但是如果从大范围来看,在最经济的地点研究发展单机容量大的发电设备也是有可能的,从而可以大大节省投资费用。另外,今后的电源开发中,可以认为核能发电将占主流,对核能发电来说,厂址是受到限制的,同时大规模开发往往在经济上有利,故由几个公司共同开发具有很大的优点。

(2) 系统方面 将两个公司之间或两国之间的电力系统相联系,即使一侧的系统的发电厂和输电线发生事故时,依靠从另一侧系统得到电力供应,就可以提高供电的可靠性。另外,当把联系着的两个系统看作一个系统时,由于系统规模的扩大,发电机组的单机容量也可以增大,因而经济性可以提高。再者,由于系统相联系,能够避免设备的双重投资,所以不仅是经济的,而且从日常运行来说,也由于两个系统间的尖峰负荷的不相等性、负荷曲线的不同、电力消费习惯的不同等,由相互交换剩余电力而产生的经济效果很大。

(b) 大范围规划 作为具体的大范围规划,在设备方面有:针对选址困难的发电厂的共同选

址;厂址受到限制且大规模开发的经济性较高的核能发电厂的共同开发;为了增强电力交换的联络线的扩建等等。对于联络线的增强来说,特别是近年来随着晶闸管整流器的研制成功等而带来的直流输电技术的进步,在不同频率的电力系统间的联系、隔海洋的地区之间的联系等方面都扩大了它的应用范围。在运行方面,火力发电站和水力发电站的经济运行,即各系统内的火力、水力发电站因不局限于本公司范围内的经济负荷分配,故比各自在单独的系统内运行时,有更为经济的运行方式及在设备事故时的紧急电力交换等。此外天然铀矿、液化天然气等资源的大范围经营,以及有关电力设备的标准化等,也是大范围规划的一个环节。

1.1.5 经济性和可靠性

(a) 经济性和可靠性 供电的可靠性是指把适当电压、频率的电力在用户需求期间连续地供给用户。用户常常希望有接近完全的可靠性,而且在对电力依赖程度很大的现代社会,如果产生停电事故,其直接间接的影响是非常大的。一方面,站在电业部门的立场上,作为骨干工业部门而有义务供给用户优质而廉价的电力,但为提高可靠性的设备投资却是有限度的。这样,如何来保持提高可靠性及为此而支出的费用之间的平衡,就成了电业部门的课题。作为评价可靠性水平时的表示方法,通常选择与用户对停电的反感关系最深的因素的停电次数、停电规模和停电持续时间;在设备规划方面,对电源常用发生电源事故、河流枯水、预测负荷值变动等时所引起的供电障碍的天数来表示;而对输变电系统则常用产生设备事故时的停电规模和停电持续时间来表示。

(b) 电源设备 提高电源供电可靠性的第一个措施是增大备用容量,但过大的备用容量在经济上将成负担,所以必须对其恰当的规模慎重地加以探讨。在设备规划中所采用的计划备用容量,可以采取能够适应事故、枯水或出现短期而不规则的负荷波动,以及能够应付随着年景循环而出现的负荷变动的电源容量,把以往的统计资料等作为基础而用概率的方法计算以确保适当的保持量。对发电机组的选择,如果增大单机容量则造价可以降低,但当容量过大时,为了确保相同的可靠性,则需要增加供电备用容量,而且如果装设多台单机容量较小的发电机,则可靠性可以提高,但因在设备费、

运行费等方面在经济上将变得不利等而有必要寻求可靠性和经济性的配合。

(c) 输电设备 为了提高系统的可靠性, 首先对于输电线和变压器是增加并列运行的设备。特别在系统网络化而设备发生事故时, 电力潮流如能在网络内自由自在地流动, 则可靠性可以大幅度提高, 但为此而需要相应的设备投资。即使是简单的系统, 如设置备用输电线、备用变压器, 则可靠性也可以提高。为了求得可靠性和经济性的平衡, 有必要根据系统的重要程度、供电水平等而规定一定的标准, 并按此来谋求设备的加强。此外还有利用自动复位装置等来提高事故后的恢复能力, 以及设法提高事故时系统保护装置的性能等在系统运行方面的措施, 并依靠对设备采取上述综合的有效措施而能够得到可靠性的提高。另外, 如果系统之间进行联系, 则不仅可以使输电设备可靠性提高, 而且还可以得到减少备用电源容量这一经济上的效益。

1.1.6 电力系统结构上应当考虑的各种问题
进行电力系统规划时, 在对上述各基本事项作充分考虑的同时, 对于下列项目也需要从多方面进行探讨。

(a) 能源问题 电能具有清洁而且安全、方便等长处, 况且在动力、照明、通信等方面有着别的能源不能代替的特性, 因而历来占据着能源的主力, 今后联系到信息化社会的发展, 对电能的依赖程度也必然越来越增加。但是, 显而易见发电用的一次能源已经有了很大变迁, 从以水力资源为中心的一次能源“水主火从”时代过渡到以专烧石油的火电厂为中心的“火主水从”时代, 进而以石油冲击为转机, 又过渡到重视核能发电的时代, 可谓随着时代的进展而瞬息万变。

我国能源问题的特点是国产能源贫乏, 有效的水力资源已开发殆尽, 煤、石油、铀矿石的大部分都依赖从国外输入, 而且近年来加强了对于公害的限制等, 环境问题在世界范围内也处于特别严峻的状态之下。为了长期确保稳定的能源, 作为今后重点探讨的课题, 首先是扩大国产能源的利用, 亦即推动重新估计煤炭生产, 开发石油、天然气, 重新评价水力地址, 开发地热资源等; 第二是促进准国产能源的核能的开发; 第三是即使输入能源, 也要扩大石油以外的天然气及一般煤炭等的利用, 以求

得燃料品种的多样化。

(b) 技术上的各种问题

(1) 电源部门 今后将占据大部分供电能力的核能发电现正处于实用化的初期, 今后必须解决的技术问题还很多。首先要致力于占据核能发电主流的轻水堆型核能发电技术的普及和定型。在安全技术得到证实和努力消除群众对于 PR(动力反应堆) 的安全性所产生的不安感的同时, 依靠防止各种故障再起的措施和高利用率的运行经验的积累, 就确定了在整个运行维护过程中被充分证实了的独特的技术。其次是核燃料循环和废弃物的处理、处置措施的确定。所谓核燃料循环是指铀矿石的提炼-浓缩-成型加工-燃烧-再处理的过程, 但在我国其大部分依靠海外, 设法使得它能够自给也是一项紧迫的课题。

在火力发电方面, 作为环境问题的有关防止由硫的氧化物(SO_x)、氮的氧化物(NO_x)以及烟尘等造成的大气污染的措施的新技术的研究发展, 即要促进排烟脱硫、脱硝技术的实用化。

(2) 系统部门 随着电力负荷的增长, 电力系统也壮火起来了, 但是近年来新建的电源由于选址、环境问题而有集中设置在远离负荷中心处的趋势。而且, 对于这种远距离输送大电力的输电线路, 有时也难以取得一定的输电走廊, 因而不得不增大每条线路的输送容量。对于这样的大容量远距离输电系统, 输送容量受到了系统稳定性的限制, 即使输电线的流通容量足够大, 也难于增大输送能力。为此, 有必要研究作为提高稳定性的措施的新技术。正在进行着 (i) 大容量串联电容, (ii) 快速反应的励磁, (iii) 大容量制动电阻等的研究。

另外, 在这样的系统中, 从系统稳定运行的观点看, 负荷电压的静态稳定性也成了重要的问题。也就是如果在系统中出现发电机解列、线路切除等外扰时, 负荷电压将逐渐减低, 如采用投入一般的电力电容器等方法电压也不能恢复时, 终于不得不大幅度地限制负荷, 就有发生所谓电压不稳定现象的危险。

再者, 在将来的电力系统中, 由于系统规模的巨大化, 系统的网络化, 大容量电源的集中化等, 短路容量也有增大的趋势, 故考虑这种对策也是重要的技术课题。为此而作为新开辟的技术领域, 进行着 (i) 串联电抗器, (ii) 特殊联系装置, (iii)

利用直流分隔系统, 等等研究。

(c) 选址、环境问题 对于国土狭窄人口稠密的我国, 要确保需要相当宽广的用地, 火力、核能发电站的厂址用地, 正年复一年地困难起来了。合适的土地的绝对数量不足, 再加上排烟、排温水等环境问题, 就成为选址困难的一个大的重要原因。另外, 即使对于与电源相联系的输电线路, 其环境问题也与日俱增, 它的建设也困难起来了。为了尽量减少输电线的回数, 倾向于增大每回线的输送容量。

作为环境问题, 在火电站为硫的氧化物(SO_2)、氮的氧化物(NO_x)、烟尘等对大气的污染以及海水冷却对海生动植物的影响; 在核电站为放射线污染, 在输变电设备方面为输电线路对风景的损害与变压器的噪声等。对此需要靠新技术的研究发展并积极地采取措施。作为对 SO_2 的措施, 一方面采用超低硫石油和液化天然气(LNG)还有石油油等轻质油以求得燃料的优质化外, 还进行了排烟脱硫装置的技术研究。作为对 NO_x 的措施, 在使用含氮成分少的液化天然气(LNG)、石油油等轻质油的同时, 还致力于锅炉的二段式燃烧、排气的再循环等燃烧技术的改进。

1.1.7 今后技术研究的方向

(a) 有关发电方面 即使今后有可能把占据一次能源主力的石油、核能统统都开发出来, 但为了求得能量资源的有效利用, 还有必要开展对未开发能源的发电方式的研究。就这些方式而言, 有太阳能发电、地热发电、潮汐发电、风力发电、氢能利用、燃料电池等。在核能发电方面, 紧接着轻水堆开展了作为新型动力反应堆的快中子增殖反应堆以及新型转换反应堆、高温气冷堆等新型核反应堆的研究, 并以最终实现可控核聚变发电作为重要的课题。在火力发电方面, 也靠与现有火电站的配合开展了预期能将热效率提高50~60%的MHD(磁流体)发电的研究。

对于可以预计到将会日益困难的厂址选择问题, 其措施为需要研究发展在海洋上建立发电厂, 在稠密区采用小型分散电源以及靠近城市的核电站的选址等的新技术。

(b) 有关输变电方面 交流架空输电线路作为把大容量的电能进行远距离输送的主要设备将来也不会有变化, 但从环境问题等出发, 线路走廊占

地的取得日益困难, 为了提高每回线路的输送容量而需要研究1000~1500kV的特高压(UHV)输电技术。另外, 为了适应人口稠密城市供电的需要, 地下输电线也有必要高电压、大容量化而从现行的275kV提高到500kV, 还需要进一步研究充气管道输电、极低温输电以及超导输电等全新的技术。为了适应随着发电站的远距离化、大容量化而来的远距离、大电力输送或为了加强系统间的联络, 也需要研究发展直流输电。直流输电今后的研究课题有高压大容量换流装置的研制、交直流系统联络时的系统运行、直流架空输电线路的绝缘设计、直流断路器的研制以及对多端子构成的系统的应用等。

1.2 负荷预测⁽⁴⁾

1.2.1 负荷预测的目的 无论怎样的企业, 负荷的预测对制定未来的生产计划都是重要的, 特别是电力需要密切关系到人民生活、生产活动的所有方面, 供电发生故障时的影响是极大的, 因而电力部门应把保证稳定供电作为自己的首要任务。

对这样的电力部门来说, 负荷预测是完成自身任务所不可缺少的各项规划(供电规划、燃料规划、发展规划、收支规划、资金规划等)的基础, 所以是极其重要的。加之, 由于电力负荷的生产与消费要同时进行而不能储存, 而且设备扩充需要较长时间和巨额资金的特点, 因而负荷预测比起其它任何生产部门来, 要求更加准确。

另外, 由于负荷每时每刻变动, 为了安排未来5~10年的设备扩建, 负荷预测也从分别按每小时或次日的负荷预测等极短期间的预测起直到每月或每年的短期预测, 进而到未来十年的长期负荷预测等进行。

1.2.2 电力负荷的内容与概况 电力负荷预测的内容如下所示, 大致可区别为电能与最大电功率两大类。

(a) 电能 指一定的负荷功率在一定时间内所消耗的电量(能), 把1瓦功率在1小时内所消耗的电能称为1瓦时(W·h)。负荷预测时分别以日、月、年等的电能作为预测的单位。

(1) 按用途分类

(i) 电灯 一般家用的照明、电器的负荷, 公共街道路灯等的负荷。

(ii) 业务用电 办公大楼、百货公司、饭店、

学校等电灯、动力并用的负荷。

(iii) 零星电力 指商店和中小规模工厂等的电力专用的负荷而合同功率不满 500kW 者。

(iv) 大宗电力 指工厂、铁路等动力负荷而合同功率在 500kW 以上者。

(v) 其它电力 指不属于上述 (i)~(iv) 范围内的深夜电力、农业用电、建筑工地用电、融雪用电等的负荷。

(2) 按供电事业的主体分类 也有按供给以上电能的事业的主体分类的。

(i) 出售电能 九个电力公司和冲绳电力局供给一般用户的电能。

(ii) 其他事业的电能 由共同火电站等对特定用户供给的电能 (按用途分类时, 可归入大宗电力)。

(iii) 自发自用的电能 当有自备电站时, 所发的电供自身消费的电能 (按用途分类时, 可归入大宗电力)。

把 (i) 和 (ii) 加在一起称为电力事业用电, 把 (ii) 和 (iii) 加在一起称为自备发电等用电, (i)~(iii) 总加起来称为总需要电能。

(b) 最大电功率 把在某个时期内 (日、月、年) 负荷最大时的电功率称为最大电功率。通常是指在一小时内的电能的累计值中的最大者。

在负荷预测时, 进而在供电规划、设备规划上可以用的最大电功率, 是被称为“最大三日平均功率”的。这是在一个月内, 把每日的最大电功率从上到下取三天加以平均而得的值。

(c) 电力负荷的概况

(i) 电能 从昭和 40 年代的电能的变化去看, 如表 1 所示。该表显示出在昭和 40 年代前半

期随着日本经济的高速增长的潮流而高涨, 而后半期则由于日本经济发展速度的低落以及能量节约等的影响, 一变而为低水平发展。

表 1 昭和 40~50 年间的电能的发展变化

(单位: $\times 10^6 \text{kW} \cdot \text{h}$, %)

电 能	年 度			年平均增长率	
	40年度	45年度	50年度	45/40	50/45
出售电能	143418	259874	346568	12.6	5.9
其他事业	4394	13095	27706	24.4	18.2
自备发电	21530	48741	54063	16.8	3.0
总需要	169342	319710	428337	13.6	6.0

如把它按九个电力公司的不同用途的电能来看, 则电灯、业务用等民生用电的比例增大, 而以工业为中心的大宗电力的比例则相对地减少 (见表 2)

把这种大宗电力 (自售表电能) 按业务部门来区分, 则如表 3 所示, 钢铁、机械所占的比重都上升了。

(2) 最大电功率 由于从昭和 40 年代初起冷气用电的急增, 九个电力公司合计的最大电功率在 44 年度由以往的冬季尖峰转变为夏季尖峰 (在北海道、东北电力公司直到昭和 51 年度仍为冬季尖峰), 此后夏季尖峰与冬季尖峰之间的差值逐渐扩大。随之, 最大电功率所出现的时刻也从过去的点灯时刻转到 15 点左右的白天。

1.2.3 电能的估算方法 电能的估算方法可分为宏观的方法与按不同用途累计的方法两类。另外, 按估算期间的长短, 则有短期 (1~2 年) 与长期 (5~10 年) 估算之别。在负荷估算方法方面, 无论长期、短期基本上是相同的, 但短期估算可以把

表 2 九个电力公司按用途分类的电能

(单位: $\times 10^6 \text{kW} \cdot \text{h}$, %)

用途类别	年 度			年平均增长率		构 成 比 例		
	40年度	45年度	50年度	45/40	50/45	40年度	45年度	50年度
电 灯	28322	51706	81515	12.8	9.5	19.7	19.9	23.5
业 务 用	7550	18822	35029	20.0	13.2	5.3	7.2	10.1
零星电力	22783	39882	54210	11.8	6.3	15.9	15.3	15.6
大宗电力	82658	144105	164836	11.8	2.7	57.7	55.5	47.6
其 他	2105	5359	10978	20.5	15.4	1.4	2.1	3.2
合 计	143418	259874	346568	12.6	5.9	100.0	100.0	100.0

年景的动向、个别用户动向等近期的负荷动向考虑进去。一方面,长期估算要考虑我国的经济、社会的成长节拍、结构变化或电力负荷结构与长期趋势等,另一方面,还要推测经济、社会各项指标及其关系,通常都采用宏观的方法来估算。另外,在估算年度电能时,常用的方法是考虑各月比值的变化倾向或景气动向等,再把它按月展开。

表3 大索电力按业务部门分的
电能实际情况(自售表)

(单位: $\times 10^8 \text{ kWh}$, %)

业务种类 \ 年 度		年 度		构成比例	
		40年度	50年度	40年度	50年度
工 矿 业		95764	221027	89.8	90.3
再 细 分	钢 铁	24401	67802	22.9	27.7
	化 工	28423	47458	26.6	19.4
	机 械	5675	17571	5.2	7.2
	其 他	37265	88196	34.9	36.0
公用事业及其他		10904	23613	10.2	9.7
合 计		106668	244640	100.0	100.0

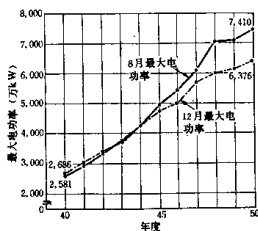


图2 8、12月的最大电功率的变化
(九个电力公司累计)

再者,不能单单停留在采用一种估算方法,需按多种方法来进行,最终应采用被认为出现机率最高的那一种结果。

(a) 电能的宏观估算

(1) 和经济指标的关系

(i) 国民生产总值(GNP)和电力负荷的关系 图3是GNP(x)和全国总需要电能(y)之间的关系。

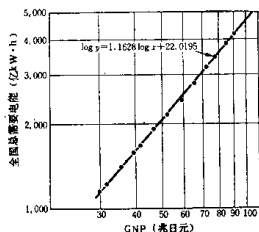


图3 GNP和全国总需要电能之间的关系

(ii) 经济增长率和电力负荷增加率 从经济增长率,即GNP的延伸率与电力负荷的延伸率的关系来进行估算,两者的弹性系数(电力负荷延伸率对经济增长率之比)如表4所示逐年变化着。

表4 GNP与总需要电能的弹性系数的发展变化

年度	④ GNP增长率 (%)	⑤ 电能增加率 (%)	⑥/④ 弹性系数 (%)
41	11.1	12.7	1.144
42	13.1	13.9	1.061
43	12.7	12.2	0.961
44	11.0	14.9	1.355
45	10.4	14.2	1.365
46	7.3	8.2	1.123
47	9.8	11.2	1.1429
48	6.4	9.7	1.516
49	▲ 0.3	▲ 1.4	—
50	3.4	3.0	0.882

这是由于在电力总负荷中包括有受年景影响较小的稳定负荷(主要是生活用电和国营铁路等公用事业用电)和直接受年景变化影响的负荷,由于它们各自的增长因素相互作用使得弹性系数不断变化。一般来说,当经济增长率低时,可以看到弹性系数有增高的倾向。

(iii) 工矿业生产指数与工业用电能的关系 这是按工矿业生产指数与工业用电能的关系来求电能的一种方法。

这时,根据附加值所占比重大、耗电量少的机械工业等耗电少的工业以及附加值所占比重低、耗电量的钢铁、化工等耗电多的工业的动向如何,由于工矿业生产指数(indices of industrial

production; ΠP) 与电能的关系也是变动的, 所以也可以把两者分开来求其相互关系 (见图4)。

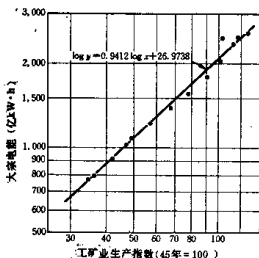


图4 工矿业生产指数与全国大宗电能之间的关系

(2) 根据时间系列(倾向)来估算 按过去的电力负荷记录可描绘出一条倾向线, 如试着延长这条倾向线, 也是一种估算的依据。但是, 当采用这种方法时, 从以往的高速增长时期转换到象昭和40年代后期那样的年代时, 对于过去所记录的倾向, 处于不断的变革时期, 在使用时也需要加以注意。

(b) 电能的微观估算

(1) 照明

(i) 与个人实际消费支出的关系 由于在经济指标中照明负荷与个人实际消费支出的关系很密切, 故可用下式来计算。

$$\log L = a \log C + \log b$$

式中 L : 照明负荷; C : 个人实际消费支出; a 、 b : 常数。

(ii) 按电气设备的普及率的估算 家用照明负荷的增长取决于房间数的增加和每间房的用电量的增加, 而房间数的增加又可以从人口、户数的增加来推算, 每间房用电量的变化可从家用电器的普及率去求得。由于普及率经历了电气设备的试验期, 渗透到家用的时期, 普及速度的衰减期、稳定期等阶段, 故可以采用理论的增长曲线。作为理论增长曲线, 可以采用 Gompertz 曲线 [$y = K \cdot a^{b^t}$ (t : 时间; K : $t \rightarrow \infty$ 时的 y 值, a 、 b : 常数)]。

(2) 业务用电 由于业务用电和大楼、娱乐场所等所谓第三产业有着密切的关系, 故作为经济

指标, 可以求它和第三产业粗略的固定资产(设备投资累计额)间的关系。另外, 在大城市的中心部分, 也有时从单位面积的耗电量来进行估算的。

(3) 大宗电力 大宗电力的估算可分为耗电量大企业和一般企业, 进一步还可按行业种类进行。

(i) 一般企业的估算 对食品、纺织、机械等工业可利用和工业生产指数的关系, 延长时间系列倾向线或者归并到用户的计划内等方法来进行估算。

(ii) 耗电量大企业的估算 对钢铁、烧碱、水泥、炼铝、石油工业等耗电量大企业, 可根据生产量乘以单位产品耗电量(每生产1t或1kl产品所需要的电能)来估算电能。这时, 生产量可用作推算工矿业生产的基础的物质生产预测或者参考用户计划的累积值。另一方面, 单位产品耗电量是以用户的计划值作为基础, 并考虑到工艺的改变(氨的石油化工艺, 苛性钠的隔膜法等), 防止公害设备的动向(脱硫装置等)等所给予产品单位耗电量的影响来进行估算。

(c) 输送端电能、线损率的估算 把负荷端的电能除以输电效率[负荷端电能/(1-线损率)]就是输送端的电能, 所以为了估算输送端的电能, 线损率的情况是值得注意的问题。迄今线损率已显示出不断降低的倾向来, 但这是由于输配电线路因负荷增加而距离缩短, 并且新建水电厂减少而在用户附近建设火力发电厂; 还有为了减少用户的电压波动而提高了配电电压的等级, 以及进行在一次、二次侧系统的升压等。但是, 近年来在一部分地区, 由于电源远离用户等, 也可以看到损耗增加的因素, 也有显示出成倍增长的时候。

线损率的估算在以上各因素之外, 再加上高低压用户与特别高压用户之比, 并可采取由各因素与线损率之间的相关关系导出的方法。

1.2.4 最大电功率的估算

(a) 按负荷曲线来估算 负荷曲线对水电、火电和核电站的建设与日常供电能力的运用都有重要的影响, 但是根据从负荷端电能求出未来的负荷曲线, 同时也可以求出最大电功率。按负荷曲线来估算的步骤如下。

把负荷侧的年总负荷加上线损量所得到的年输送端电能, 按照明、业务用、大宗电力用户等类别

进行分解,再把它按月份分开,求出各月的平均日耗电量以及平时的日平均耗电量。

据此,可按各负荷类别作出不同时间段的负荷曲线,把它们合成起来,即可得出日平均负荷曲线、三日最大日负荷曲线(其峰值为最大电功率)。

另外,也有把各时段的最大电功率曲线的趋向分别延伸以取得在将来扩建的方法。

(b) 按年负荷率来估算 输送端的电能与最大电功率的关系可用年负荷率(平均电功率/最大电功率)来表示。因而,在给定的电能时,根据所估算的未来的年负荷率,可以求出最大电功率。年负荷率的估算可根据不同用户的年负荷率,并按其构成比例或者时间系列的趋向等进行。

(c) 按时间系列来估算 和电能的估算方法相同,是把过去的增长线试加延长的方法。

另外,一般是估算年最大电功率(在东京电力公司以西地区通常是在八月份、北海道、东北电力公司是在冬季)。而其他月份的最大电功率则可从它与年最大电功率的比率的倾向、各月负荷率的倾向等来进行估算。

1.2.5 各地区的负荷估算 为了电源开发规划而进行的负荷估算,必须是全系统的负荷估算,就是不同地区,也可以或者按各电力公司分别进行,或者按东、中、西等不同地区分别进行,但是为了输电系统、配电系统的规划而进行的负荷估算,则是分别按中小系统进行的负荷估算。这时的小范围所采用的估算方法,可以按照前述方法,用实际记录的趋向、归并到各用户的计划内等办法来进行。

对于实际的小范围的负荷估算,可以采取按各电力公司的不同支公司、不同配电用、变电用变压器组、不同配电线等分别进行,然后再把它们总加起来以校核它们与总负荷的关系的方法。

1.3 供电规划⁽⁴⁾

供电规划是指为了求得对于所估算的负荷的稳定供电和电力设备的经济开发、经济运行而把水电、火电、核电站的供电能力组织起来综合运行时的供需情况的明细,可以大致区分为短期规划与长期规划。前者的讨论重点放在制订各种电源的运行方针上,后者是作为制定将来设备规划的基础的一

种规划。

供电规划一般从数量上表现为最大电功率的平衡和电能的平衡。最大电功率的平衡是把各个月负荷的最大值与尖峰时的供电能力相对比,把供电能力超出负荷的部分叫做供电备用容量,用它作为衡量供电可靠性的一种尺度。

而电能的平衡,则决定在各月、各年度间供给电能的不同水电、火电、核电站等负荷的分配情况,并制订发电站的运行计划、燃料计划等之用。

1.3.1 水力发电能力

(a) 水力发电站的种类及其特性(见1.4.1节)

(b) 水电站供电能力的计算

(1) 天然流量式 径流式发电厂与调节池式发电站都可以看作天然流量式发电站。

(i) 电能 天然流量式发电站可能发出的电能,采用过去历年平均的可能发出的电能(平水年),在我国的电力公司是以具备记录的昭和17年以后的实际记录为基础来进行计算的。从这个历年平均可能发出的电能中扣除因事故、检修、输出过剩等的弃水电能后,即可算出所供给的电能。另外,把在某个时刻或某个期间(日、月、年等)的实际可能发出的电能与历年平均可能发出的电能(平水年)之比称为来水率。

(甲) 停止率 把由于发电厂的事故和检修作业所产生的弃水电能对可能发出的电能之比称为停止率。

(乙) 剩余率 在深夜或意外来水等情况下,对负荷而言,发出的电能将出现过剩。把由此而产生的弃水电能对可能发出的电能之比称为剩余率。

(丙) 弃水率 指停止率与剩余率的总和。

(丁) 利用率 $100\% - \text{弃水率}(\%)$ 。

(ii) 电功率

(甲) 可能的发电能力 由于发电能力决定于河川的流量,故为了使这种变化着的发电能力能适应计划方面的要求而把以往实际记录的可能发电能力(每日的可能发出的电能除以24小时)作成每月的持续曲线的型式。

此处,从历年的实际记录值绘制持续曲线的方法有下列两种(参见图5)。

即,把 N 年同一月每一天的可能的发电能力,

不管其发生的年和月而按其大小顺序排列,从高位起按顺序对每 N 个取平均值后所得到的持续曲线,就是某月的连续流量历时曲线。而把 N 年内各年的流量历时曲线上的同一顺序位置的可能的发电能力加以平均后所得到的持续曲线就是并行流量历时曲线。

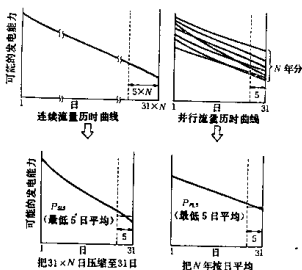


图5 天然流量式水能持续曲线

通常在最大电功率供需平衡表中把连续、并行流量历时曲线中各自的最低五天平均值的折半值(最低五天来水的平均出力)作为输出功率的基准使用。

(乙) 调节电功率 具有调节池或靠上游的发电站而能够调节河川流量的电站,具有在天然流量的可能的发电能力上加上调节电功率的发电功能。

这个调节电功率的值可以按调节池的容量、该日的河川流量等分别计算出来,但是,现有的天然流量式水电站的综合调节电功率值,一般是以从过去的实际记录得到的调节电功率和平均可能发电能力之间的相关图(图6)为基础,并考虑到责任放水等约束条件的变化、调频任务的分配等之后计算确定的。

(丙) 天然流量式水电站的供电能力 在各来水时刻的天然流量式电站的供电能力为(甲)项的可能发电能力加上(乙)项的调节电功率,再考虑到由于检修等输出的减少后算出。

(2) 水库式 关于水库式电站,应以过去历年水库蓄水和发电用水的实际情况为基础,考虑到年内电力供需的展望和农业用水、旅游放水、洪水

调节等水库使用上的限制以及发电站计划检修等因素之后,即可制定出一年内的合理的运行计划。

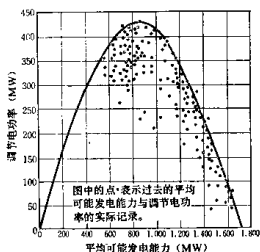


图6 调节电功率-平均可能发电能力相关图示例

这个运行计划通常以如图7所示的水库水位曲线来表示,由此可算出电站的可能发出的电能,再乘以利用率,即可决定供给的电能。另外,在按运行计划算出的基准电能上再加上补充发电能力、补偿发电能力而算出供电能力。

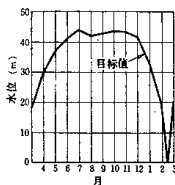


图7 水库水位曲线示例

所谓补充发电是指为了适应一个月内的负荷的变化,以及水电站的供电能力在丰水期、枯水期的变化等一般的供需情况变化而增减发电能力,并在使月内火电的燃料费最小等以提高经济性的同时,把供需均衡度保持一定的发电。供需情况的变化和补充发电的关系的示意图如图8所示。

而所谓补偿发电是指当出现负荷增加到预测值以上,以及发生事故等异常情况时,加上上述的补充发电,最大限度地动用水库来暂时增大发电能力以维持供需平衡的一种发电。在异常状态消除后,为了不给以后的供需运行带来什么妨碍,需要按能

使水位得以恢复的范围内的发电能力来运行,其值应根据每个水库的蓄水能力计算。

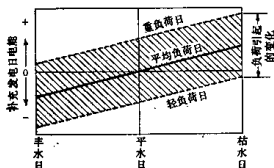


图8 供需情况的变化和补充发电

由于补充发电、补偿发电的能力受每个发电站的调节能力、河川流量特性以及系统对发电的要求程度（连续补偿天数、发生频度、对水库水位的影响等）所左右，可以在把它们的时间系列特性考虑进去后靠模拟计算等的方法来研究。另外，对于调节式发电站，通常情况下其补偿发电能力不大好估计。

(3) 抽水蓄能式 抽水蓄能式发电站的发电主要可区分为天然流量式发电（仅指混合抽水蓄能式）与抽水蓄能式发电两类。其中，对于天然流量式发电可用与一般水电站相同的方法来计算，再加如下所示的抽水蓄能发电部分。

(i) 电能 在抽水蓄能发电中，大致区分为因事故、枯水、负荷急增等供需状况紧迫时所要求的发电，以及即使使用抽水动力进行发电也有效时的经济发电两类。其中作为进行经济发电的情况，有在深夜、假日等负荷减少时①供电能力较负荷高，产生剩余的情况，②不出现剩余，但利用核电、基荷火电进行抽水蓄能可以取得经济效益的情况等。另外，抽水蓄能发电的效益可按下式计算。

抽水蓄能发电的效益 = (因抽水蓄能发电而使火力发电减低的发电量 × 减低部分的单价 + 起动费) - (为了抽水而使火电、核电增加的发电量 × 增加部分的单价) = 抽水蓄能发电量 × (减少部分的单价 + $\frac{\text{起动费}}{\text{抽水蓄能发电量}}$ - 增加部分单价) (1)

式中 抽水蓄能综合效率 = 抽水蓄能效率 × 输电效率。

这样，由于抽水蓄能发电量将随年内的供需情

况和供电能力的组成等而变化，故采用供需情况的断面计算、概率计算法等来估算发电量。此外，当作为系统运行的必要措施，以及跟踪负荷等而需要抽水蓄能发电时，对于该部分的发电量也要加以考虑。

(ii) 电功率 关于供电能力，是以临界抽水蓄能发电日所发的电能为基础计算的。而临界抽水蓄能发电日的电能是在考虑了水库容量和抽水资源的情况后计算出来的，这时的库容受到上池、下池中的容积较小者的限制，如果抽水资源比这个容量还小时，则受抽水资源的持有量的限制。另外，抽水资源的持有量应将可能用作抽水动力的火电、核电的余力和剩余电力按深夜、假日等可能的抽水时间累加，而各时刻的电功率将在最大的抽水输入功率以下。

1.3.2 火力、核能发电能力

(a) 火电、核电供电能力的特性 (见1.4.1节) 火电、核电的单机容量一般较大，而且为保证机器安全所必需的定期检修时间较长，所以对供电的影响极大。今后，由于火电、核电在整个供电能力中所占比重将愈来愈大，所以在制定供电规划时，对火电、核电供电能力的特性必须给予充分的考虑。

(b) 火电、核电发电能力的计算 火电、核电的发电设备全部开动时所能得到的最大输出功率称为设备可能输出功率，而对于火电、核电的设备来说，由于要实行法规规定的每年一度的定期检查与维修，故在进行供需平衡时，必须考虑到由此而来的停止输出。

(1) 定期检查与维修计划 当决定定期检修所需时间时，要在充分研究年内的供需的均衡度、经济性等之后决定。定期检查所需要的标准天数随单机容量而不同。在火电站的情况，锅炉要15~40天，汽轮机要30~65天，如还要附带进行修理工作时，则所需天数还要增加。而在核电站的情况，要同时进行更换燃料棒，在目前往往需要比火电站更长的停电时间。另外，定期检查的周期，根据电业法规，蒸汽轮机为2年(±1个月)一次，锅炉、核反应堆为每年(±1个月)一次。

(2) 利用率 每个火电、核电站的发电量取决于从经济观点出发而按效率高低的顺序所决定的负荷分配。这时，能够负担的极限发电量可按下式

来计算:

$$\text{极限发电量} = \text{火电、核电的可能输出功率} \times \text{可能运行时间} \times \text{利用率} \quad (2)$$

式中,可能运行时间为除去定期检查、维修等不能运行的时间后的时间;利用率为考虑到事故、作业(除去计划停电)引起的停电、限制输出等后的可能运行率。

(3) 火电、核电的供电能力和发电量的计算
在进行供需平衡时,各月的火电、核电的供电能力可按下式来计算。

$$\text{火电、核电的供电能力} = \text{设备可能输出功率} - \text{维修减少的输出功率} \quad (3)$$

式中,维修减少的输出功率通常按下式计算
维修减少的输出功率

$$= \frac{\Sigma (\text{设备可能输出功率} \times \text{停运天数})}{1 \text{ 个月的天数}} \quad (4)$$

另外,火电、核电站所担负的发电量,可从需要的电能中扣除水电站的发电量和其他电力公司计划交换的电能,并加上抽水蓄能所需的动力算出。再者,各个火电、核电站之间的发电量分配应在计及效率、燃料费等运行费用的基础上,并考虑到调频、改善潮流,以及燃料限制等运行上的限制条件后,采用等微增率燃料费法、优先顺序法等来计算。

1.3.3 供电备用容量⁽¹⁸⁾

(a) 供电备用容量的定义和表示方法 即使负荷估算出现误差,或由于事故、枯水等而使水电、火电、核电的供电能力减少时,为了保持稳定的供需平衡,也需要具有较负荷为多的供电能力,把这部分多出的供电能力称为供电备用容量。通常供电备用容量以月为单位来表示,并可按下式求出。

$$\left. \begin{aligned} \text{供电备用容量 } M &= (S - D) \text{ (MW)} \\ \text{供电备用率 } M' &= \frac{(S - D)}{D} \times 100\% \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

式中 D : 月内最大3天负荷功率的平均值; S : 该月的供电能力,它等于(i)最低五天来水的平均输出功率(L_5)时的供电能力,(ii)火电、核电的供电能力(扣除因定期检查、修理引起的输出减少部分),(iii)与其他电力公司的计划交换的电功率的总和。

(b) 必要的供电备用容量的计算 必须保持的供电备用容量,应在考虑到作为目标的电力供需的服务水平,负荷估算的误差,事故、枯水等情况所造成的供电能力的丧失以及和其他电力公司的联络运行等因素后算出。

(1) 电力供需服务水平 作为电力供需服务水平的基准有(i)估计不足的天数(例如0.3天/月),(ii)电能不足(例如kW·h/月),(iii)供电能力不足的周期(例如每20年一次)等,而在我国,通常取估计不足的天数为0.3天/月作为目标。

(2) 负荷估算误差 负荷估算的误差可分为下列两类。

(i) 由年景变化所引起的周期性变动 这是由于循环的年景变化而产生的负荷估算误差,按过去的记录为2~4%左右。

(ii) 由预测未来所带来的不可避免的估算误差 根据估算方法、对象年度等的不同,其估算误差是不一样的,据说为7~8%左右的估算误差是不可避免的(见图9)。

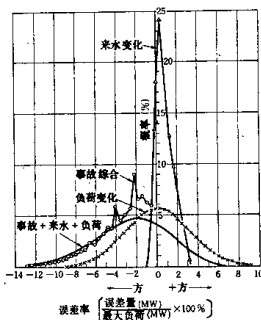


图9 计算供电备用容量用的概率计算结果示例

(3) 事故所造成的供电能力的丧失(见1.4.1节) 由于水电、火电、核电、输变电设备的事故是随机发生的,故由此而丧失的供电能力应当用概率的方法来表示。通常火电、核电比水电的事故率、单机容量都要大,所以在火电、核电的许多系统中,出现严重的供电能力丧失的概率较高,需要的

供电备用容量较多。

水电、火电供电能力的事故率和运转率大约取如下值,多发电机的组合的事故概率分布可由各自的事事故率相乘而得到(见图9)。如以两台发电机的计算方法为例,则如式(6)所示。

火电的事故率 $q = (2 \sim 2.5)\%$ 运转率 $p = (97.5 \sim 98)\%$ (核电也以此为准),但运转初期的机组 $q = 5\%$, $p = 95\%$ 。

$$\begin{aligned} \text{水电的事故率 } q &= 0.5\% \quad \text{运转率 } p = 99.5\% \\ (p_1 + q_1)(p_2 + q_2) &= p_1 p_2 + p_1 q_2 + p_2 q_1 + q_1 q_2 \\ &= 1 \end{aligned} \quad (6)$$

式中 $q_1 \times q_2$: 两台同时事故的概率; $p_1 \times q_2 + p_2 \times q_1$: 任何一台事故时的概率; $p_1 \times p_2$: 两台都可能运转的概率。

(4) 由于来水情况的输出功率变化 水电的供电能力用最低五天来水的平均输出功率来表示,但根据来水情况,输出功率也有比这个值低的情况,也有高的情况。这种变化情况可以从过去的记录得到,如图9所示。

(5) 联络线的互相支援 当各公司间具有联络线时,则在供电不足时可通过联络线互相支援,所以需要的供电备用容量可以减少。这个供电备用容量的减少量,可根据供电不足时的可能支援量的概率计算求出。

如果把不能用概率方法处理的对应于负荷的年景变化的供电备用容量除外,则当在各公司间没有联系时,全国总加起来需要10%左右的备用率;而当各公司间有联系时,则可减低至5%左右。

(6) 估计不足天数和备用容量的计算 必要的备用容量可作为下列两者之和来求出。

(i) 按合成概率分布求出事故、枯水以及不可避免的负荷估算误差等供需变化因素(见图9),据此可得出为了对付规定的估计不足天数的必要的备用容量。

(ii) 为对付负荷的年景变化幅度的备用容量 第(i)项如图10所示,从供电能力的丧失概率和尖峰负荷持续时间可求得估算不足天数 $= \sum D_i = \sum E_i \times P_i$ 。

从这里出发,可得到如图11所示的估计不足天数和供电备用率的关系曲线。第(ii)项取最大负荷值的2~4%。

(c) 应保持的供电备用容量(备用率)的目

标值 在我国应保持的供电备用容量是以昭和45年实施的中央电力协议会的讨论结果作为基础的,各公司的目标备用率,因负荷结构、电源构成等的不同而不一,但大致取8~10%作为应保持的目标值。另外,如把这个应保持的目标值再细分,则对应于不可避免的负荷估算误差、事故、枯水等部分的为5%左右,对应于负荷年景变化的部分的为3~5%。

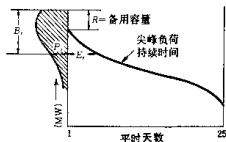


图10 估计不足天数的计算图

R : 备用容量 B_i : 丧失的供电能力 P_i : 供电能力的丧失概率 E_i : 供电能力不足天数 $D_i = E_i \times P_i$

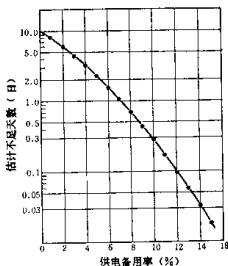


图11 估计不足天数-备用率的计算结果示例图

1.3.4 供需平衡 供需平衡是用以表示系统电力供需状况的,采用最大电功率平衡和电能平衡两种方式。

(a) 最大电功率平衡 各月的最大负荷(最大的三天的平均值)和各电源的供电能力(最低五天来水的平均输出、无事故的情况)一一对应绘制成如图12所示,它清楚地表明了供电备用容量的保持状况。

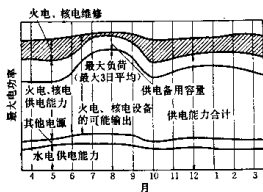


图12 各月最大电功率平衡图(例)

(b) 电能平衡 它表示在平水年的水电、火电、核电分别分担的负荷(按月、按年度),可用于燃料需要量、收支计算等。

(c) 必要的开发量的决定 在进行上述最大电功率平衡和电能平衡时,如出现供电能力不足,则必须增加供电能力,这时必要的开发量可从kW、kW·h 两方面去求,从kW 方面去计算的方法如下。

现在,在预测年度的各月(i)中,如取 L_i 为最大负荷(MW), M_i 为必要的供电备用容量(MW), P_i 为现有供电能力(MW), S_i 为第 i 月新投入运行的设备(MW)则第 i 月的供电能力必须满足:

$$L_i + M_i \leq P_i + S_i \quad (\text{MW}) \quad (7)$$

年内的供电能力必须满足:

$$\sum_{i=1}^{12} L_i + \sum_{i=1}^{12} M_i \leq \sum_{i=1}^{12} P_i + \sum_{i=1}^{12} S_i \quad (\text{MW} \cdot \text{月}) \quad (8)$$

因而,各月的必要开发量应由满足下式的条件来决定。

$$S_i \geq L_i + M_i - P_i \quad (\text{MW}) \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^{12} S_i [12 - (i - 1)] \geq \sum_{i=1}^{12} M_i + \sum_{i=1}^{12} L_i - \sum P_i \quad (\text{MW} \cdot \text{月}) \quad (10)$$

1.4 电源规划⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁷⁾

1.4.1 各种电源的特性

(a) 水力发电

(1) 供电能力特性 如从水力电源的供电能

力特性看,主要可分为只进行发电的一般水电站和具有贮存剩余电力能力的抽水蓄能式水电站两大类,其中一般水电站根据其输出功率的调节能力,可按表5所示来分类。

表5 一般水电站的分类

型 式	调 节 能 力
径流式水电站	设有调节池,输出功率靠河川径流量,不能按负荷的需要进行调整
调节池式水电站	具有调节池,可进行日、周间的径流调节
水库式水电站	具有大型调节池,可进行月、年间的输出功率调节

一般的水电站的调节池的容量愈小,则其供电能力受河川径流的影响愈大。特别是对径流式水电站,如图13所示,其年间输出功率的变化程度相当大。

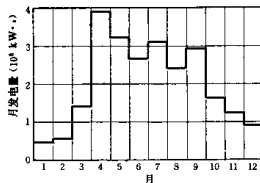


图13 一般水电站年发电量变化事例

抽水蓄能式水电站是在发电站的上下游都具有水库,当深夜、假日等低负荷时,或丰水期内从下池抽水,而在尖峰负荷时,或枯水期进行发电的方式,从供电能力角度看起到了使负荷变化均衡化的作用。另外,由于几乎不受河川天然流量的影响,故可望得到稳定供电。在抽水蓄能式电站中,当天然流量几乎不流入上池时,称为纯抽水蓄能式;有天然流量流入时,称为混合抽水蓄能式。

(2) 运行特性 水电站,由于其结构简单,没有高温部分,故比其他电源的检修、事故都较少(事故率为0.5%左右),而且,启动、停机和输出变化也都可以在极短时间内进行。通常,水电站可在几分钟内启动,满载输出的变化可以在2分钟左右内进行。而在抽水蓄能式电站从抽水满载到发电满载

所需的时间约为10分钟左右。为此,水电站常被有效地利用于适应尖峰负荷和调频等短期负荷变化的供电能力。

(3) 经济特性 通常水电站一旦建成后,在运行时仅需要支出投资额的折旧、利息等以投资费为主的固定费用,而不需要支出象火电、核电站那样的燃料费。另外,由于使用年限也较火电、核电站长,即使投资额高一些,也是经济的。

抽水蓄能式水电站的建设费比一般水电站小,但在发电费用方面在固定费之外,还要加上抽水动力费,所以较高。但是,使其大容量化可以降低建设单价,由于可以停运低效率的峰荷水电站以提高高效率的火电、核电站的利用率等理由,只要开发适当的容量以与火电、核电相配合,就可使整个电力系统的经济性得到提高。

(b) 火力发电

(1) 发电能力特性 如从火力电源的发电能力特性看,按照其在日负荷曲线中所分担的部分,可分为峰荷、腰荷和基荷三类。其各自的发电能力特性如表6所示。

(2) 运行特性 对于火力电源,只要供给燃料即可连续定负荷运行,但在运行上却有列种种的限制。

(i) 负荷变化特性 为了在运行时适应系统负荷增加、减少的负荷升降速度以及为了响应负荷细小变化的追随性(变化幅度和变化速度),均将受到机组高温部分的热应力以及燃料系统、蒸汽系统

等的快速反应性、稳定性等的限制(见第22篇第15章)。

(ii) 启动停止特性 火电机组的温度、压力等要达到给定的条件需要耗费一定时间,由于不使加于锅炉和汽轮机上的热应力过大而要限制其输出功率变化等的理由,在启动停止时均需要相当的时间。这个时间的大小随着停运时锅炉、汽轮机的状态而不同,但一般蒸汽参数愈高、容量愈大,则时间就愈长。因而,在系统事故等情况下,为了使事故断开后的恢复期的输出功率容易恢复起见,有必要考虑能够只带厂内负荷或本地区负荷而单独运行。

(iii) 最低负荷 由于受锅炉燃烧不稳定、汽轮机蒸汽室内部温度分布等限制,火电机组能够连续、稳定运行的输出功率有一个最低限度值。这个值因使用的燃料不同而不同,对使用重原油的火电站为其额定输出功率的三分之一左右。

(iv) 检修 对于锅炉、汽轮机等在高温高压下运行的机器,从安全、维持其性能等出发,可以在法律上规定,进行定期的检查、修理(锅炉每年一次,汽轮机每二年一次),在这个期间不可能作电源用。

(v) 事故 火电机组由于机器特性方面的事因而停止运行的比例比水电机组高得多(事故率为2.5~5%),在制定运行计划时必须事先考虑到这点。

(3) 经济特性

表6 与电源构成相当的火电机组选型方案

	发电能力特性	经济特性	对机器的选型方案(具体例子)
峰荷电源	(1) 年利用率极低 (2) 只在峰荷时或供需紧迫时运行 (3) 要求启动时间极短 (4) 要求追随负荷变化的能力大	(1) 由于运行时间较少,故可以低热效率作为前提,而取每kW的投资费较低者	(1) 牺牲了一定程度的热效率,机器可做得简单 (2) 应考虑减低运行维持费的措施(如采用燃气轮机)
腰荷电源	(1) 年利用率为中等程度 (2) 每天启动、停机	(1) 由于年利用率为中等程度,与基荷火电比,热效率稍低,可以减少投资费用	(1) 每天可能启动、停机 (2) 以稍为降低热效率为前提,蒸汽条件等可降低。(使用中低蒸汽参数、投资额便宜一些的火电机组)。
基荷电源	(1) 年利用率较高 (2) 可长期连续运转	(1) 由于效率高,可以降低燃料费 (2) 靠大容量化来降低每kW的投资费用	(1) 由于高蒸汽参数而效率高 (2) 大容量机组 (3) 可按高可靠性连续运转来设计(大容量火电机组)

(i) 单机容量、投资费、热效率 通常依靠火电机组的大容量化将每kW的投资单价降低,并依靠蒸汽参数的高温高压化以提高热效率。过去就为了提高其经济性,在上述两个方面进行了努力,但迄今为止,二者都有达到顶点的倾向。图14表示最大单机容量和提高热效率之间的变迁。

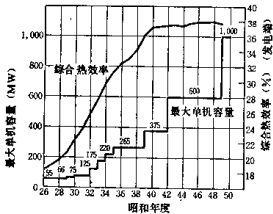


图14 火电厂的最大单机容量和综合热效率（全国）的变迁

另外,投资费还大大地受选址条件、环境限制等所左右,今后,由于物价上升和有关环境保护的设备费的增大,将有进一步增加的倾向。

(ii) 设备利用率与热效率的关系 如果设备利用率较低,则由于起动停止、输出变化等原因在一定期间的平均热效率变小。这种定量的关系与运行形态有关,表7为其一例。

表7 设备利用率和运行热效率的关系

设备利用率(%)	100	90	80	70	60	50	40
热效率减低系数	0.98	0.98	0.97	0.96	0.95	0.94	0.93

注:热效率减低系数为该利用率下的运行热效率对设计热效率的比值。

(iii) 发电成本 火电的发电成本可大致按下式估算。

$$I = \frac{C \cdot \gamma}{8760 \times L} + \frac{0.86 \cdot f}{a \cdot \eta}$$

式中 I : 发电成本 (日元/kWh); C : 投资单价 (日元/kW); f : 燃料单价 (日元/ 10^3 kcal); a : 热效率减低系数; η : 设计热效率; γ : 年度经费率; L : 设备利用率 (年发电量/额定输出 $\times 8760$)。用上式求得的发电成本的例子如图15所示。

(c) 核能发电

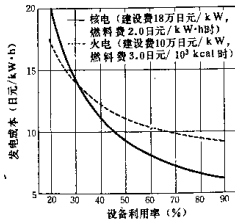


图15 发电成本的例子

(1) 供电能力特性 核能电源的供电能力特性与一般的火电在本质上没有很大差别,对于负荷变化的适应能力还部分地优越于大容量火电站,但是由于有固定费用高,燃料费用便宜的经济特性,现今系统中多把它作为基荷供电能力而运行,可以认为这在今后10~20年左右都不会改变。

(2) 运行特性 和火电一样,在可以连续定负荷运行的反面,有下列运行上的限制。

(i) 负荷变化特性 因反应堆型式、容量而有不同,但一般在接近额定负荷的附近,其变化幅度,变化速度都较大容量火电为大。

(ii) 起动停止特性 核电站的运行经验尚少,为慎重地运行,起动时间从冷机状态算起,通常都需要一天以上时间。另外,在一般情况下停机时,需要半日左右。

(iii) 低负荷运行性能 核反应堆能够稳定连续运行的限度,在目前情况下为1/3~2/3左右。

(iv) 检修 由法律规定反应堆每年一次,汽轮机两年一次进行定期检查,在此期间将不能作为电源。

(v) 事故 由于运行经验较浅,可靠性方面的一些数据较少,但可以认为在将来能稳定运行时其事故率可与大容量火电站相当。

(3) 经济特性 因地区特性、设计内容、投运时间等而有所不同,但是一般核电站的投资费比火电站要高,由于使用年限与火电站相当,所以包括利息、折旧的固定费要比火电站高。另外,以燃料费为主体的每kWh的可变成本是随时刻不同而变化的,但比火电站要小得多。因此,如果核电站