

# 目 录

丛书前言

序言

第一章 电力系统经济调度概述 .....	1
第一节 电力系统经济调度的主要内容 .....	1
第二节 电力系统经济调度的效益 .....	4
第三节 我国电力系统经济调度概况 .....	7
第二章 电力系统日负荷预测 .....	9
第一节 日负荷预测模型 .....	9
第二节 日负荷预测算法 .....	11
第三节 负荷预测实用中的问题 .....	13
第三章 火电厂的经济特性和等微增率调度 .....	16
第一节 锅炉的经济特性曲线 .....	16
第二节 汽轮发电机组经济特性曲线 .....	18
第三节 锅炉-汽轮发电机组经济特性曲线 .....	19
第四节 等微增率经济负荷分配的基本概念 .....	21
第四章 网损及其微增率的计算 .....	26
第一节 网损及其微增率 .....	26
第二节 用雅可比矩阵计算网损微增率 .....	29
第三节 网损修正用 $B$ 系数 .....	30
第五章 考虑网损修正的并列火电厂间经济负荷分配 .....	36
第一节 耗煤与网损的协调方程式 .....	36
第二节 协调方程式的意义 .....	39
第六章 机组经济组合 .....	42
第一节 电力系统运行中的机组经济组合问题 .....	42

第二节	计算机组经济组合的优先次序法 .....	45
第三节	计算机组经济组合的动态规划法 .....	48
第七章	水火电联合经济调度 .....	55
第一节	水电厂的经济特性 .....	55
第二节	不变水头水电厂的水火电经济负荷分配 .....	60
第三节	变水头水电厂的水火电经济负荷分配 .....	64
第四节	梯级水电厂的经济调度 .....	67
第五节	动态规划法 .....	69
第六节	网络优化法 .....	73
第八章	联合电力系统经济调度 .....	79
第一节	联合电力系统的网损计算 .....	79
第二节	两区域间有一条联络线的协调方程式 .....	83
第三节	两区域间有两条联络线的协调方程式 .....	85
第四节	联合电力系统的经济调度 .....	87
第九章	考虑安全约束的经济调度 .....	92
第一节	解协调方程式时人工处理线路过负荷 .....	92
第二节	将线路潮流限制化为发电厂功率限制 .....	94
第三节	在协调方程式中加入线路过负荷修正 .....	96
第四节	最优潮流算法 .....	97
第十章	电力系统离线经济调度的实现 .....	103
第一节	数据准备 .....	103
第二节	对经济调度程序的实用要求 .....	105
第三节	微型计算机电力系统经济调度程序实例 .....	107
第四节	中小型计算机上的经济调度程序设计 .....	111
第十一章	电力系统经济调度自动化 .....	114
第一节	电网调度自动化系统 .....	114
第二节	自动发电控制 (AGC) .....	117
第三节	在线经济调度 (EDC) .....	121
参考文献	.....	124

# 第一章 电力系统经济调度概述

经过了约60年的发展，电力系统经济调度包含的内容十分丰富。我们先合理地划分其内容，以便逐步加以介绍，最后再指出它们之间的联系，给人以完整的面貌。

经济调度的效益是每个人都感兴趣的问题，但在目前我们还不能直接准确测量出来，而且随着系统条件不同效益相差很大，有的外商提供的资料甚至达到总燃料费的8%，在这个问题上我们必须持老实和科学的态度，我们坚信经济调度一定有效益，现在可以根据多次采样的模拟试验来估计经济效益，将来应该积极发展直接测量手段。

本章最后的一项内容是介绍我国电力系统经济调度工作概况，讨论了它的特点和今后的方向。

## 第一节 电力系统经济调度的主要内容

电力系统是由发电厂、输电线路、配电系统及负荷组成的复杂系统。电力系统经济调度的任务是在满足安全和一定质量要求的条件下尽可能提高运行的经济性，即合理地利用现有的能源和设备，以最少的燃料消耗量（或燃料费用或运行成本）保证对用户可靠而满意地供电。

电力系统经济调度的第一个问题是研究用户的需求，即进行电力负荷预测。按照调度计划的周期，可分为日负荷预测、周负荷预测和年负荷预测等。不同周期的负荷有不同的

变化规律。我国电力系统的日负荷曲线往往有三个峰荷：上午、下午和晚上，中午有一次暂短的下降，夜里有一个较宽的低谷段。周负荷曲线一般在工作日（星期一至六）较高而休假日（星期日）较低。年负荷曲线往往随季节呈现出周期性的变化。负荷预测的精度直接影响经济调度效益，提高预测的精度就可以降低备用容量、减少临时出力调整和避免计划外开停机组。

电力系统经济调度的第二个问题是火电机组经济特性曲线的编制和电厂内机组间的经济负荷分配。与一般概念不同，不是按效率（或煤耗率）或容量分配机组负荷，而是按等微增的原则分配各机组的负荷才是最经济的。机组的耗煤量曲线和它的微增率曲线是电力系统经济调度的基础资料，它们的准确性直接影响经济调度效益。

除了发电厂的经济特性之外，网络也有经济特性，电能在网络上的传输损失是电力系统经济调度中要考虑的第三个问题。表征网络传输经济特性的是各发电厂的网损微增率。因为网损牵涉到网络结构和潮流分布，网损微增率的计算是一个较为复杂的问题。

有了各发电厂的耗煤微增率和网损微增率便可以研究各电厂间的负荷经济分配问题了。近来靠近燃料基地的发电厂越来越多，它们发电的经济特性好，但送电到负荷中心引起较大的网损。某些靠近负荷中心的火电厂经济特性较差，但增加出力却能使系统网损下降。这样就形成了电力系统经济调度的第四个问题，即考虑负荷分配时如何协调电厂的发电经济性和送电经济性。

一般情况下由水电厂承担负荷曲线的变化部分，而水电厂的调节能力受到限制时，火电机组必须开停以适应负荷变

化。电力系统经济调度的第五个问题是机组经济（最优）组合，其目标是在满足一天电力负荷变化和安全备用的条件下，确定火电机组的开停计划，使全天耗煤量（费用）为最小。这在水电调节能力不足的电力系统中是一个重要而复杂的问题。

水电厂水库越大调节能力也就越强，从水电厂本身经济性来看应该尽量维持高水位运行，用自然来水发出更多的电能；但从系统角度来看更希望利用水电厂调峰能力，在高峰负荷时同样是 1 kWh 的水电可以代替较多的煤。电力系统经济调度的第六个问题是水火电经济协调。水电系统按日调节能力划分为不变水头水电厂和变水头水电厂，而在有水力联系的水电厂间还存在梯级协调调度问题，这是一个相当复杂的计算问题。

随着电力网的不断扩大，邻近的电力网通过联络线联结在一起运行，由此可以错开峰荷、降低备用容量和充分利用能源。这就是电力系统经济调度的第七个问题——联合电力系统经济调度，其目的是确定各系统间的联络线交换功率计划，以得到更大范围的经济协调的效益。

仅仅考虑经济特性编制的调度计划不一定实用，因为它在安全上可能通不过。电力系统调度计划总是把安全放在第一位；因为电网事故的经济损失远远大于经济调度的效益。因此电力系统经济调度的第八个问题是考虑安全约束的经济调度，这里主要指的是处理线路潮流过负荷问题。一种是在经典的协调方程式中加入线路潮流限制，一种是用最优潮流法统一考虑安全和经济两种因素，可是到目前为止这一问题解决得并不理想。

计算机是进行电力系统经济调度不可缺少的工具；我们

要介绍的第九个问题是应用计算机编制调度计划，需要准备哪些数据和选择哪些程序。

最后简单介绍如何实现自动经济调度，即作为第十个问题讨论的是电力系统在线经济控制问题。

此外电力系统经济调度还包括许多有兴趣的课题，例如：发电厂经济特性的实时量测、长期的能量调度和火电厂排烟的污染控制等等，本书限于篇幅难以全部介绍。

为了说明和解决问题，经济调度总是被划分为一个个小课题来介绍，这里我们希望读者把它们联系起来研究。例如：发电厂内机组间的负荷经济分配、系统内发电厂间的负荷经济分配和联合系统内各子系统间的负荷经济分配从原理上看是完全一致的，不同点在于网损修正因素的处理：燃煤火电厂、燃油火电厂、水电厂和联络线均属电源，我们知道了可以用水煤转换系数 $\gamma$ 将水电厂化为燃煤电厂来处理，显然我们可以用 $\gamma$ 控制火电厂的燃料总耗量和联络线的交换电量；同样，系统内线路潮流约束的处理方法自然可以用到控制联络线功率限制的处理。辩证地分析不同章节之间的关系，将使您的学习收到事半功倍的效果。

## 第二节 电力系统经济调度的效益

电力系统经济调度的效益是人们最关心的问题，但遗憾的是目前我们还无法直接而准确地测量它，而且它随系统实际运行条件和管理水平有较大的变化范围。

从国外和国内调度经验我们可以得到一个大的概念：经济负荷分配可节约0.5~1.5%的燃料；机组经济组合的效

益可达1~2.5%；网损修正效益0.05~0.5%<sup>①</sup>；水火电协调的经济效益高于火电系统经济负荷分配的效益。

在无法直接测量的情况下，在一年中取一些典型日（例如每月或双月抽取一天）进行统计性的计算机模拟试验是目前估计经济调度效益较科学的方法。对八十年代初期的京津唐电网和东北电网（部分）进行模拟试验得到的经济效益估计值列于表1.1~1.3。

表 1.1 负 荷 经 济 分 配 的 效 益

电 网	相 对 值 (%)	日 节 煤 量 (t 标准煤)	年 节 煤 量 (t 标准煤)	折算成费用 (万元/年)
京 津 唐	0.80	222.9	84000	285
东 北	0.77	195.6	71000	443

表 1.2 京津唐电网机组经济组合效益

相 对 值 (%)	日 节 约 煤 (t 标准煤)	年 节 约 煤 (t 标准煤)	折算为费用 (万元/年)
1.0	278.6	10500	356

表1.1~1.3是以发电总耗煤量最小为目标的经济调度结果。近几年燃料价格在上涨，尤其燃料短缺时要补充高价燃料，使得发电支出的燃料费用上升。另外，一些新建发电厂机组容量很大，自动化程度高，与老发电厂相比发电成本下

① 本节中经济效益的%(百分数)的基准值按系统总耗量。

表 1.3 网损修正的经济效益

电 网	相 对 值 (%)	日 节 煤 量 (t 标准煤)	年 节 煤 量 (t 标准煤)	折算为费用 (万元/年)
京 津 唐	0.05	14.2	5183	17.6
东 北	0.24	60.5	22083	136.9

降很多。因此,某些电力系统着手研究按发电燃料费用最少或发电成本最低的准则进行经济调度的效益问题。表1.4列出了京津唐电网1983年按不同原则调度的模拟试验结果。

表 1.4 京津唐电网1983年不同原则经济调度效益比较

调 度 原 则	年 耗 煤 量 (万 t 标准煤)	年 燃 料 费 (万元)	年 成 本 费 (万元)
总耗煤量最少	994.3	58208.9	64521.8
总燃料费最少	1004.5	57294.9	63190.4
总成本费最少	1002.9	57312.1	63179.3

由表1.4中看出按哪一种原则调度,其对应的目标项就最低。例如:按总耗煤最少调度时年耗煤量最低,年燃料费上升1.6%;按总燃料费最少调度时全年支出的发电燃料费最少,年耗煤量上升1.03%。这是由于按燃料费用最少原则调度时,首先压低了高价燃料的用量,节约费用的效果比较显著。另外,按发电燃料费和发电成本调度结果相近,原因是发电成本中燃料费占的比重最大(约90%)。

我国早期经济调度参考苏联的导则是按耗煤微增率进行的,而目前根据我国具体情况适当考虑价格修正比较合理。



# 原书缺页

# 原书缺页

# 原书缺页

# 原书缺页

分析日负荷曲线形状时应排除掉日平均负荷的变化因素，这可以用一天中各小时的负荷除以当天的日平均负荷得到的日负荷变化系数来表示。将连续几天的日负荷变化系数画一张图上[图2.1(c)]，可以看出明显的周期性，即以24h为周期循环变化。顺序观察每天同一时刻的负荷变化系数值[例如图2.1(c)中取每天的第8个小时的值]，可以看出它们接近于一条水平线，这样便可以用前几天的同一时刻的负荷变化系数值的平均值预测以后的值。逐小时地做出日负荷变化系数的平均值，连接起来就是一天总的负荷周期变化系数曲线。我们把这种反映一天24h负荷循环变化规律的模型称为周期型模型。

如果按线性变化型模型预测出次日平均负荷，按周期型模型预测出次日负荷周期变化系数，将其相乘便可以得到次日负荷预测值。

## 第二节 日负荷预测算法

可以取前3~7天的负荷资料预测次日的负荷曲线。  
假设前N天的负荷资料是：

$$\begin{array}{ccccccc} z_{1,1} & z_{1,2} & \cdots & z_{1,24} \\ z_{2,1} & z_{2,2} & \cdots & z_{2,24} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ z_{N,1} & z_{N,2} & \cdots & z_{N,24} \end{array}$$

第一步计算每天的日平均负荷：

$$x_i = \frac{1}{24} \sum_{j=1}^{24} z_{i,j} \quad (i=1, 2, \dots, N) \quad (2-1)$$

第二步将N个日平均负荷 $x_i$ 拟合为直线：

$$x_i = a + bi \quad (2-2)$$

那么如何求方程式(2-2)中的截距 $a$ 和斜率 $b$ 呢?可以采用最小二乘法。

假设将已有的 $x_i$ 代入到(2-2)式中的误差为 $r_i$ ;

$$r_i = a + bi - x_i \quad (i=1, 2, \dots, N)$$

我们希望找出使 $N$ 天误差 $r_i$ 的平方和为最小的 $a$ 和 $b$ ,即:

$$\varphi = \sum_{i=1}^N r_i^2 = \sum_{i=1}^N (a + bi - x_i)^2 \rightarrow \min \quad (2-3)$$

为此,应令 $\varphi(a, b)$ 对 $a$ 和 $b$ 的偏导数为零,即:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial a} = 2 \sum_{i=1}^N (a + bi - x_i) = 0 \quad (2-4)$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial b} = 2 \sum_{i=1}^N (a + bi - x_i)i = 0 \quad (2-5)$$

这样可以得到:

$$Na + \left( \sum_{i=1}^N i \right) b = \sum_{i=1}^N x_i \quad (2-6)$$

$$\left( \sum_{i=1}^N i \right) a + \left( \sum_{i=1}^N i^2 \right) b = \sum_{i=1}^N ix_i \quad (2-7)$$

解此二元一次联立方程,可得到 $a$ 和 $b$ :

$$a = \frac{\sum_{i=1}^N i^2 \sum_{i=1}^N x_i - \sum_{i=1}^N i \sum_{i=1}^N ix_i}{N \cdot \sum_{i=1}^N i^2 - \sum_{i=1}^N i \sum_{i=1}^N i} \quad (2-8)$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^N ix_i - Na}{\sum_{i=1}^N i} \quad (2-9)$$

将(2-1)式计算出的日平均负荷 $x_i$  ( $i=1, 2, \dots, N$ )代入到(2-8)式和(2-9)式,计算出(2-2)式中的截距 $a$ 和斜率 $b$ ,便可以预测出次日(即 $i=N+1$ )的日平均负荷:

$$\hat{x}_{N+1} = a + b(N+1) \quad (2-10)$$

第三步计算近期的日负荷周期变化系数，先将每一负荷除以当日平均负荷，计算出各负荷变化系数：

$$s_{i,t} = z_{i,t} / x_i \quad (i=1, 2, \dots, N; t=1, 2, \dots, 24) \quad (2-11)$$

求其N天的平均值，即可得到次日负荷周期变化系数的预测值：

$$\hat{s}_t = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N s_{i,t} \quad (t=1, 2, \dots, 24) \quad (2-12)$$

第四步预测次日负荷曲线，有了第二步预测的次日平均负荷 $\hat{x}_{N+1}$ 和第三步预测出的次日负荷周期变化系数 $\hat{s}_t$  ( $t=1, 2, \dots, 24$ )，将其相乘便可以预测出次日的负荷曲线：

$$\hat{z}_{N+1,t} = \hat{s}_t \hat{x}_{N+1} \quad (t=1, 2, \dots, 24) \quad (2-13)$$

### 第三节 负荷预测实用中的问题

以计算机代替人工做电力系统负荷预测的关键是能否提高预测的精度，因为它可以在安全和经济运行上带来直接的效益。

提高预测精度应着眼于以下几个方面：电力负荷自身的变化规律、自然因素对负荷的影响、社会性活动对负荷的影响和改善预测程序的性能等。

前一节中举的例子实际上是一周内工作日（星期一至星期六）的负荷曲线，如果星期日的负荷曲线与它们有较大差别时（包括日平均负荷和负荷周期变化系数两方面），则应将负荷资料按工作日和休息日分为两类，按类型分别预测可以提高精度。

自然界能引起电力负荷变化的因素主要是气象，包括降雨、降雪、日照、气温、湿度和风力等。考虑天气因素修正负荷预测值在理论上并不困难，但在实用中却至今未得到满意的解决。例如：人们都知道降雨对负荷有较大的影响，但降雨量在空间分布和时间分布上很不均匀（特别是在北方干旱地区），每次降雨过程引起负荷变化的情况各不相同，这样就难以建立各因素和负荷变化之间的数值关系。因此，调度人员凭经验考虑天气对负荷预测值的修正是目前电力系统中最常用的方式。

社会性的活动指大范围的集会或精彩的电视节目，它们在负荷曲线上引起一段明显的突变。经历了几次这样的事件后便可以归纳出这一增量的大小，然后便可以应用这一经验数据修正负荷预测值。

对负荷预测程序的实用要求：

①记录到的负荷数据有时需要排除某些偶然因素才能做为预测用数据，预测值需按调度经验来修正或确认。因此，负荷预测程序最好是会话型的。

②如果负荷预测程序提供给调度员使用，还应该增加最大负荷和最小负荷及它们出现时间的预测，而且在峰荷附近应缩短时间间隔（例如每10min测一点）。

③增加多种负荷预测模型和算法，能自动分析预测的误差，从而自动选择最佳预测模型和算法。

本章介绍的线性增加型和周期型合成的日负荷变化模型，可以直接用于周或年负荷预测。而短周期的负荷变化，例如几十秒钟至几十分钟的负荷预测，仅用线性增加模型就可以了。实际负荷预测的原理是简单而直观的，即将过去的负荷值描在一张长纸上，向前延伸就是预测值，这与人工预



测方法是一致的。

人工预测负荷和计算机预测负荷相比较，哪个预测得更准呢？做为过去负荷数据的延伸，人工和计算机预测的原理是一致的。计算机的优点是计算过程快速而准确，缺点是目  
前预测的模型比较简单，许多实际影响负荷变化的因素尚未考虑。有经验的调度人员可以排除某些临时因素对过去负荷数据的影响，而且可以按实际情况灵活修正预测值。这就是目前计算机预测负荷有时比不上人工预测准确的原因，也是计算机预测负荷的值需经调度人员确认和修改的原因。

提高负荷预测的精度，改进算法不是最主要的问题，关键是对电力系统实际运行情况的掌握和对负荷实际变化规律及影响因素的细致分析。既能快速准确处理数据又能方便接受实践经验的负荷预测系统必将成为调度人员手中得力的工具。

### 第三章 火电厂的经济特性和 等微增率调度

大约在二十年代人们就提出了如何在并列运行的机组间分配负荷的问题，开始凭直观想像，人们自然认为效率高的机组多带负荷是经济的。到了三十年代人们从理论上认识到等微增率原则才是真正的负荷经济分配原则。

在火电厂中通常把配套的锅炉、汽轮机和发电机组成的联合体称为机组，本章将说明什么是锅炉、汽轮发电机及机组的微增率，然后讲解为什么等微增率会导致机组间最经济负荷分配。

#### 第一节 锅炉的经济特性曲线

火电厂内锅炉输入燃料（煤或油），输出蒸汽。

单位时间内锅炉消耗的燃料量称为锅炉的耗燃料量，因为燃料品质不同，用原始燃料的吨数表示耗量不能表示输入了多少热量，在实用中统一采用“标准煤”的吨数来计量。

“标准煤”规定为每公斤发热量为 $29.33 \times 10^6 \text{J}$ （焦耳，即7000大卡）。可以用下式将原燃料量折算为标准煤量：

$$B = B_0 Q_0 / 29.33 \times 10^6 \quad (3-1)$$

式中  $B$ ——标准煤耗量（t/h）；

$B_0$ ——原燃料耗量（t/h）；

$Q_0$ ——每公斤原燃料的发热量（J）。

单位时间内锅炉产生的热能称为锅炉的热力负荷。因为

不同锅炉输出蒸汽的温度和压力不同，每吨蒸汽的含热量不同，应统一折算为“标准蒸汽”量。

“标准蒸汽”规定为每公斤含热量 $26.8 \times 10^3 \text{ J}$ （640大卡）。可以用下式将原蒸汽量折算成标准蒸汽量：

$$D = D_0 \times (i_0 - i_b) / 26.8 \times 10^3 \quad (3-2)$$

式中  $D$ ——标准蒸汽流量（t/h）；

$D_0$ ——原蒸汽流量（t/h）；

$i_0$ ——每公斤原蒸汽含热量（J）；

$i_b$ ——每公斤原蒸汽的回热量（J）。

在经济调度中如无特殊说明，燃料的吨数均指标准煤吨数，蒸汽量的吨数均指标准蒸汽吨数。

锅炉经济特性曲线即指锅炉的输入输出关系曲线，在经济调度中要用到的曲线主要有锅炉燃料耗量特性曲线 $B-D$ 和燃料耗量微增特性曲线 $\frac{dB}{dD}-D$ 如图3.1所示。

微增特性 $b'$ 是耗量特性的导数：

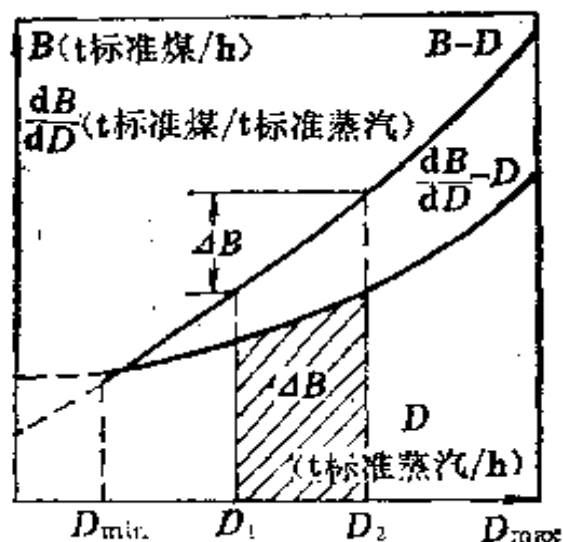


图 3.1 锅炉燃料耗量及其微增特性曲线

$$b' = \frac{dB}{dD} \quad (3-3)$$

锅炉燃料耗量微增率的物理意义是增加单位蒸汽负荷时需增加的燃料耗量。在图 3.1 中  $\frac{dB}{dD} - D$  曲线由  $D_1$  到  $D_2$  的积分值（阴影面积）便是燃料的增量。

锅炉的经济特性曲线随燃料品种和设备状况而变化，一般检修后都要做效率试验，这时也应更新经济特性曲线，以保证资料及时而准确。

## 第二节 汽轮发电机组经济特性曲线

汽轮发电机组输入量是蒸汽流量，输出量是电功率。蒸汽用每小时的吨数（标准蒸汽）表示，电功率以 MW 表示。

汽轮发电机组的主要经济特性是蒸汽耗量曲线  $D-P$  和蒸汽耗量微增特性曲线  $\frac{dD}{dP} - P$ ，如图 3.2 所示。

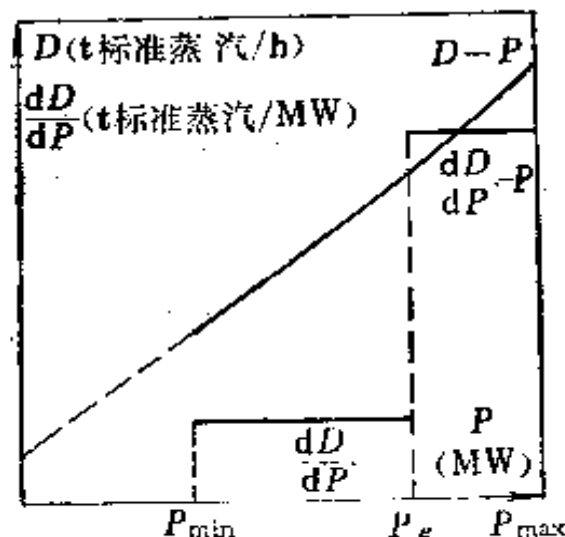


图 3.2 汽轮发电机组蒸汽耗量曲线及蒸汽耗量微增特性曲线

蒸汽耗量微增率  $d$  是蒸汽耗量对输出功率的导数,

$$d = \frac{dD}{dP} \quad (3-4)$$

它的物理含意是增加单位电功率时需增加的蒸汽耗量。

一般汽轮发电机的蒸汽耗量特性是两段直线, 以经济功率点为折点, 低于此点斜率较小, 高于此点斜率较大。对应的微增率曲线为台阶形状。

汽轮机特性可以由试验得到, 而多数是由制造厂家提供。运行中它主要随冷凝器的状态和循环水温度变化, 应该及时加以修正。

### 第三节 锅炉-汽轮发电机组 经济特性曲线

锅炉、汽轮机和发电机合称为机组, 机组的输入是单位时间的燃料, 其输出是电功率。

机组的经济特性主要是燃料耗量特性  $B-P$  和燃料耗量的微增特性  $\frac{dB}{dP}-P$ 。机组的燃料耗量特性可由锅炉的燃料耗量特性和汽轮发电机组的蒸汽耗量特性得到: 对某一输出功率  $P$  可由  $D-P$  曲线查出对应的蒸汽耗量  $D$ , 对此耗量  $D$  可由  $B-D$  曲线查出燃料耗量  $B$ , 这样便可建立起机组燃料耗量特性曲线  $B-P$ 。

机组的燃料耗量微增特性曲线, 可以用相似的过程得到: 对某一输出功率  $P$  在  $\frac{dD}{dP}-P$  曲线查得蒸汽耗量微增率  $d$ , 在  $D-P$  曲线查得蒸汽耗量  $D$ , 再在  $\frac{dB}{dD}-D$  曲线上查出

对应D点的燃料耗量微增率 $b'$ （即 $\frac{dB}{dD}$ ），将 $b'$ 和 $d$ 相乘便得到P点的燃料耗量微增率

$$b = b' d = \left( \frac{dB}{dD} \right) \times \left( \frac{dD}{dP} \right) = \frac{dB}{dP} \quad (3-5)$$

此外，由机组的耗量特性曲线 $B-P$ 很容易得到单位耗量曲线 $\mu-P$ ，它是在 $B-P$ 曲线上逐点用 $P$ 除以 $B$ 得到的：

$$\mu = \frac{B}{P} \quad (3-6)$$

机组的燃料耗量微增率曲线用来按经济准则分配并列运行机组的负荷，机组的燃料耗量曲线主要用来计算燃料耗量，机组的单位燃料耗量曲线主要用来编制机组经济组合计划。

机组经济特性在经济调度程序中针对不同的目的往往采用不同的表达形式。在细致的经济负荷分配中应采用较准确的形式，取多段折线表示 $b-P$ 曲线，取多段二次式表示 $B-P$ 曲线（见图3.4）。在机组的经济组合、水火电协调调度、联络线经济交换功率、安全经济联合分析和最优潮流等计算中往往采用线性的 $b-P$ 曲线和二次的 $B-P$ 曲线（见图3.5）。在某些更粗略的计算中甚至采用常数的 $b-P$ 曲线和线性的 $B-P$ 曲线（见图3.6）。

机组经济特性的简化在计算上可以带来重大好处，例如降低运算量、减少内存用量、简化算法和避免复杂程序设计等。为这种简化付出的代价是降低计算精度，减少经济调度的效益。究竟在具体电力系统经济调度的各个程序中，机组经济特性应简化到什么程度，可以通过模拟试验权衡各种利弊来确定。

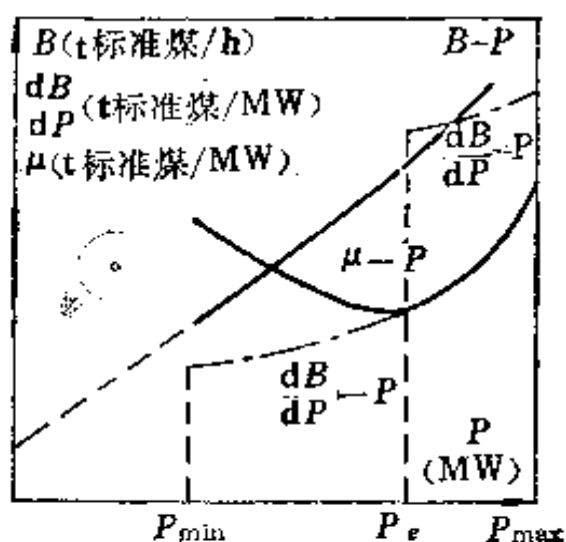


图 3.3 机组经济特性曲线  
 $B-P$ 、 $\frac{dB}{dP}-P$  和  $\mu-P$

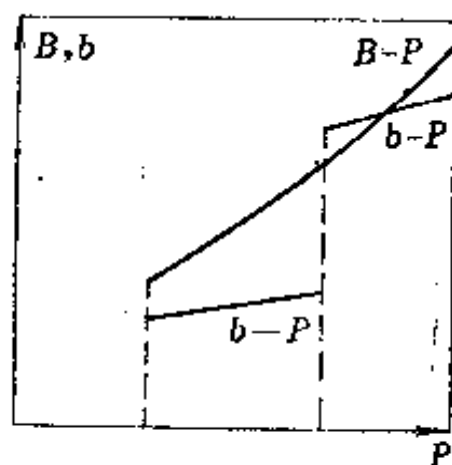


图 3.4 多段折线的  $b-P$  曲线和多段二次的  $B-P$  曲线

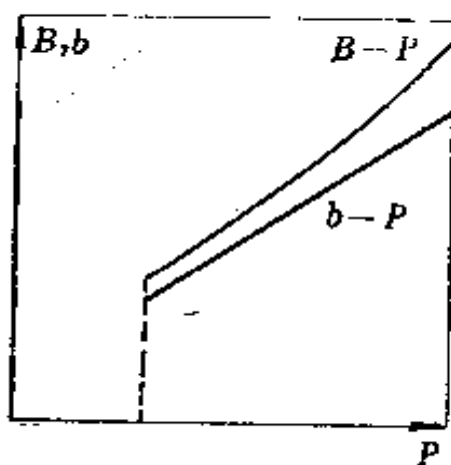


图 3.5 线性  $b-P$  曲线和二次  $B-P$  曲线

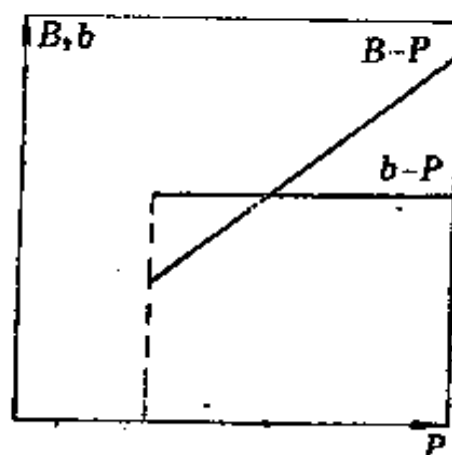


图 3.6 常数  $b-P$  曲线和线性  $B-P$  曲线

#### 第四节 等微增率经济负荷分配的基本概念

负荷经济分配的目的在于满足总负荷的条件下，在各机

组之间分配负荷使总的燃料耗量为最少。可以写成数学问题如下：

目标函数（总燃料耗量）：

$$B = B_1(P_1) + B_2(P_2) + \dots + B_m(P_m) \quad (3-7)$$

式中  $B$ —— $m$ 台机组总燃料耗量；

$B_1, B_2, \dots, B_m$ ——各机组的燃料耗量。

约束条件（负荷平衡）：

$$P_1 + P_2 + \dots + P_m - P_D = 0 \quad (3-8)$$

式中  $P_1, P_2, \dots, P_m$ ——各机组的负荷；

$P_D$ ——总负荷。

满足约束条件（3-8）式求目标函数（3-7）式的极值问题，可以对约束条件（3-7）式引入拉格朗日乘子  $\lambda$  而化为对以下辅助函数求无条件极值问题。

$$B^* = B_1(P_1) + B_2(P_2) + \dots + B_m(P_m) - \lambda(P_1 + P_2 + \dots + P_m - P_D) \quad (3-9)$$

使这一目标函数达到极值的条件是此函数( $B^*$ )对各自变量( $P_1, P_2, \dots, P_m$ 和 $\lambda$ )的导数为零，即：

$$\frac{\partial B^*}{\partial P_i} = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m) \quad (3-10)$$

$$\frac{\partial B^*}{\partial \lambda} = 0 \quad (3-11)$$

由（3-10）式得到：

$$\frac{dB_i}{dP_i} - \lambda = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m) \quad (3-12)$$

也可以改写等微增率的形式：

$$\frac{dB_1}{dP_1} = \frac{dB_2}{dP_2} = \dots = \frac{dB_m}{dP_m} = \lambda \quad (3-13)$$

或：



$$b_1 = b_2 = \dots = b_m = \lambda \quad (3-14)$$

由(3-11)式仍然得到功率平衡条件(3-8)式。

(3-12)~(3-14)式是负荷经济分配的等微增率公式的三种表达方式。其意义是在机组间接微增率相等的原则分配负荷是最经济的。 $\lambda$ 是功率平衡条件乘子,它随负荷 $P_D$ 而变化, $P_D$ 上升 $\lambda$ 随之上升, $P_D$ 下降 $\lambda$ 随之下降,相当于这些机组合成的等值微增率。

图3.7表示两台机组向一个负荷供电的等微增率过程。图3.7(a)中画出了这两台机组的微增率曲线,按照等微增的原则将这两条曲线合成一条等值微增率曲线 $\lambda-P$ [见图3.7(b)],它是在同一纵坐标下将两曲线横坐标相加而构成的。在 $\lambda-P$ 曲线上取横坐标等于 $P_D$ 的点,向上可查到一个 $\lambda$ 值,在 $b_1-P$ 和 $b_2-P$ 曲线上用 $\lambda$ 查得 $P_1$ 和 $P_2$ 。这样得到的负荷分配 $P_1$ 和 $P_2$ 的微增率相等: $b_1 = b_2 = \lambda$ ,而且满足: $P_1 + P_2 = P_D$ 。

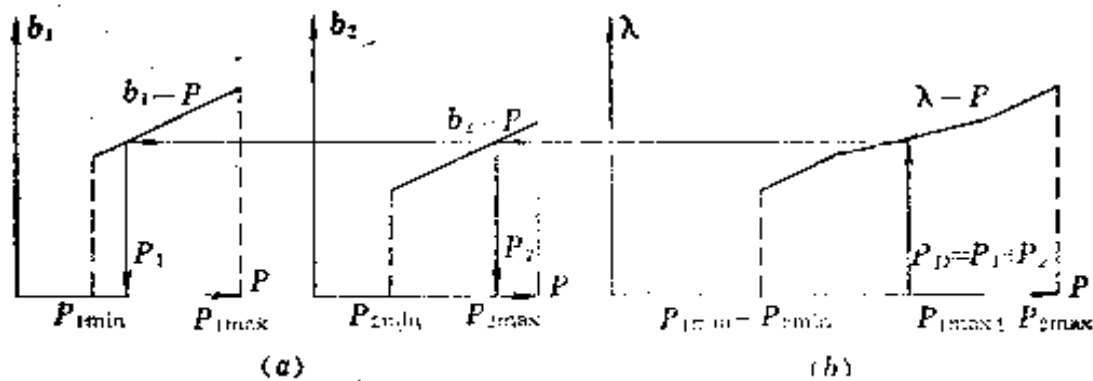


图 3.7 两台机组间接等微增率分配负荷的过程

下面按微增率的物理意义解释一下为什么等微增率原则能最经济地分配负荷。仍举两台机组向一个负荷供电的例子,假设两台机组处于等微增率状态,此时 $b_1 = b_2 = \lambda$ (见图3.8)。如果1号机组降低负荷 $\Delta P$ ,则2号机组必须增加

$\Delta P$ 才能维持 $P_1 + P_2 = P_D$ 不变化。1号机组功率减少 $\Delta P$ ，燃料耗量减少 $\Delta B_1$ 应该是梯形 $b_1 P_1 P'_1 b'_1$ 面积，它等于矩形 $b_1 P_1 P'_1 a'_1$ 面积减去三角形 $b_1 b'_1 a'_1$ 面积 $S_1$ ；2号机组功率增加 $\Delta P$ ，燃料耗量增加 $\Delta B_2$ 应该是梯形 $b_2 P_2 P'_2 b'_2$ 面积，它等于矩形 $b_2 P_2 P'_2 a'_2$ 面积加上三角形 $b_2 a'_2 b'_2$ 面积 $S_2$ ，其中矩形 $b_1 P_1 P'_1 a'_1$ 和 $b_2 P_2 P'_2 a'_2$ 的长边均是 $\lambda$ ，短边均是 $\Delta P$ 。所以，总的燃料耗量增加 $\Delta B$ 是：

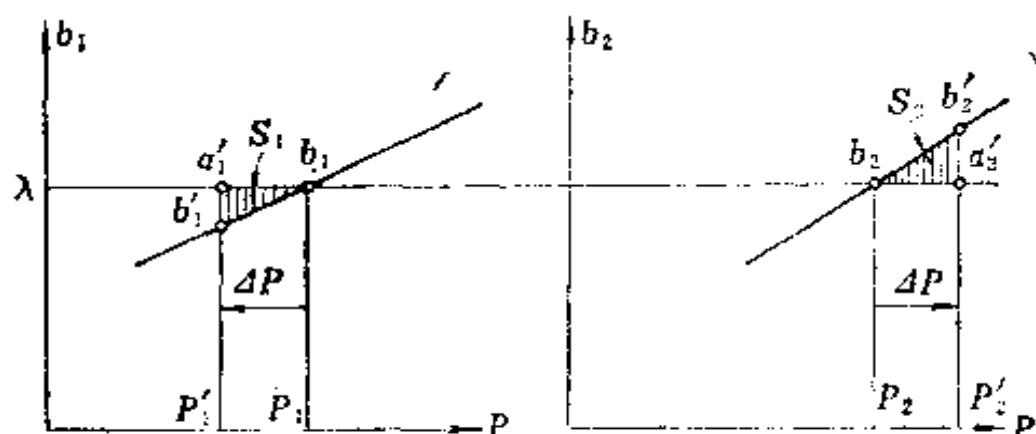


图 3.8 不等微增率分配负荷时燃料耗量的增加

$$\begin{aligned}\Delta B &= -\Delta B_1 + \Delta B_2 = -(\Delta P \lambda - S_1) + (\Delta P \lambda + S_2) \\ &= S_1 + S_2\end{aligned}$$

由图3.8可以看出，只要两台机组的微增率曲线是上升的， $S_1$ 和 $S_2$ 就是正值，偏离微增率相等原则就一定会增加燃料耗量。

这里我们可以讨论关于等微增率原则的几种有趣的情况。

①若两台机组微增特性均为水平线时，应使微增率低的机组先带负荷，直至带满后再增加另一台机组的负荷，形成按微增率由低到高的增加负荷次序。

②只有两台机组微增率曲线水平而又相等的时候，两台

机组随意分配负荷才是经济的。

③当微增率是下降的时候， $4S_1$ 和 $4S_2$ 不再是增加耗量，而是减少耗量。等微增率原则不能导致经济负荷分配。

本章介绍了锅炉、汽轮发电机和机组的经济特性：原始曲线是耗量特性，用来计算燃料耗量；耗量特性的微分称为微增率，用来经济分配负荷；单位耗量曲线用来确定机组经济组合。这些特性曲线是经济调度的依据，应尽可能保持准确性，可从两方面努力：

①机组特性随设备状态和燃料品种而变化，应该采用最新试验资料提供计算用数据。可以采用计算程序编制微增特性曲线以减轻计算负担。开展实测微增率的研究有重大的实用意义。

②计算程序应采用原始特性曲线，不应回避微增曲线上的水平、垂直和多段的特性。通过程序设计上的努力，避免计算中损失精度。

本章介绍的机组间等微增率负荷分配原则可以应用在以下各种场合：

①公用母管型的锅炉分场，在锅炉之间分配分场总蒸汽负荷。编制锅炉分场等值燃料耗量及其微增率曲线。

②公用母线型发电厂内不同机组之间分配全厂总负荷。编制全厂等值燃料耗量及其微增率曲线。

③忽略网络传输损失时，在各电厂之间分配电力系统负荷。编制系统等值燃料耗量及其微增率曲线。

④水电厂内机组间负荷分配，编制水电厂全厂水耗量及其微增率曲线。

⑤如果将本章介绍的各种经济特性曲线乘以燃料单价，可以按燃料费用进行经济调度。

## 第四章 网损及其微增率的计算

大约在三十年代就提出了经济调度中如何处理电网中传输损失的问题，在四十到五十年代人们用 $B$ 系数解决了网损及其微增率的简化计算，至今它还是实用中的主要方法。电网调度中心主要控制（调度）有功功率的生产和传输，本章讨论的网损是指有功功率在电网中传输时引起的有功功率损失。

本章首先介绍网损及其微增率的基本概念，然后介绍目前实用的两种算法，一种是利用潮流计算中雅可比矩阵直接计算网损微增率，一种是直流法 $B$ 系数。

### 第一节 网损及其微增率

发电厂生产的电能大约有90%多一点能到达用户，接近10%的电能消耗在输配电过程中，输电和配电大约各占一半。在电力系统经济调度中研究的是输电网络中的电能损失（单位时间的），它是输电网中各支路（包括输电线路和变压器）有功功率损失之和。

在电力系统经济调度中网损是重要的研究内容之一。在各种周期的经济调度中，例如：实时控制、日负荷经济分配、机组经济组合、水火电协调、联合系统交换功率、电网长期规划等都要考虑网损的因素。

改变各发电厂的负荷，因电厂经济特性不同而改变了发

电用燃料耗量，另外因改变了电网中潮流分布而改变了网损，它也会引起发电量和燃料耗量的变化。显然，在电厂的发电经济特性和电网输电的经济特性之间可以找到一种最好的配合关系，使系统总燃料耗量达到最少。这里要用到发电厂的燃料耗量微增率和发电厂的网损微增率。

如果用 $P_L$ 表示网损功率，则发电厂 $i$ 的网损微增率是 $\partial P_L / \partial P_{Gi}$ ，其物理意义是在其它发电厂出力不变的条件下，发电厂 $i$ 增加单位出力时引起电网损失的增加量。网损微增率是一种无量纲的数，而且与电压相角一样是相对值，早期算法的参考点（即 $\partial P_L / \partial P_G = 0$ 的点）选择在整个电网的一个假想负荷中心处，而近期的算法一般选择在潮流计算的参考结点上。某发电厂网损微增率越大，表示增加此电厂出力时会引起较大的网损；网损微增率越小，表示增加此电厂出力引起较小的网损。

除网损微增率 $\partial P_L / \partial P_G$ 之外，有时还要用到网损修正率 $(1 - \partial P_L / \partial P_G)$ 或网损修正因子 $[1 / (1 - \partial P_L / \partial P_G)]$ 。

网损与网络结线、网络参数及潮流分布有关，即与各结点的有功出力、无功出力、有功负荷、无功负荷、电压幅值和相角都有关系，其计算量很大。在经济负荷分配中，随着发电厂功率的调整要不断地计算网损及其微增率，其计算量远远超过其它部分。因此，研究网损及其微增率算法的目标一直是如何简化算法而又尽可能少降低其计算精度。

实际经济调度中网损修正方式有以下三种类型：

①针对每次发电厂出力变化，立即计算新的潮流方式，从而得到新状态下的网损及其微增率。第二节中将要介绍的用雅可比矩阵计算网损微增率就属于这种类型，简称“潮流法”。

②针对每次发电厂出力变化，用 $B$ 系数计算网损及其微增率，而 $B$ 系数是利用接近的一个或几个潮流方式归纳出来的。第三节中将要介绍的直流法 $B$ 系数属于这种类型，简称“ $B$ 系数法”。

③针对每次发电厂出力变化，采用固定的网损微增率，而此微增率是由接近的一个或几个潮流方式归纳出来的，简称“常数法”。

这三种网损修正方式在计算时间上相差很多，计算精度也不同，针对第一章中举出的京津唐电力系统和东北电力系统试验结果可以列成表4.1。

表 4.1 不同网损修正方式用在经济负荷分配中的比较

网损修正方式	经济负荷分配计算时间的比例(倍数)	负荷分配的精度
潮流法	300	最高
$B$ 系数法	10	高
常数法	1	最低

由表中可以看出，用潮流法进行网损修正计算时间最长而精度最高；用常数网损微增率计算时间最短而精度最低； $B$ 系数网损修正方式计算时间接近常数修正方式，精度接近潮流方式。针对不同的要求可以采用不同的网损修正方式，参见表4.2。

不同网损修正方式的精度随系统的结构和运行条件而不同，计算时间又与计算设备有关，例如采用微型计算机进行经济调度时，降低计算量显得格外的重要。在计算精度和计算量的协调配合中，最好抽取具体系统典型运行方式针对不

表 4.2

不同网损修正方式的应用

使 用 场 合	网 损 修 正 方 式
实时经济负荷分配	潮流法、B系数法、常数法
日经济负荷分配计划	B系数法
机组经济组合计划	常数法
水火电短期协调计划	B系数法、常数法
水火电长期协调计划	常数法、不修正

同的网损修正方式进行模拟计算，从中选择合适的方式。

## 第二节 用雅可比矩阵计算网损微增率

用牛顿法潮流中的雅可比矩阵计算网损微增率是七十年代才提出的算法，适合于实时经济调度。也可以把一个潮流方式下计算出的网损微增率当作常数应用于一系列的方式，显然与原方式偏离越远误差越大。

电力系统的网损等于所有结点净注入功率之和，可以用结点导纳矩阵 $\dot{Y}$ 和结点电压向量 $\dot{V}$ 表示出来：

$$P_L + jQ_L = \dot{V}^T \dot{Y}^* \dot{V} \quad (4-1)$$

式中  $P_L$ ——有功网损；

$Q_L$ ——无功网损；

$\dot{V}$ ——结点电压向量；

$\dot{Y}$ ——结点导纳矩阵；

\*——复数的共轭符号。

采用极坐标表示电压时，网损对电压相角和电压幅值的

偏导数为:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta} & \frac{\partial P_L}{\partial v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \mathbf{P}} & \frac{\partial P_L}{\partial \mathbf{Q}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \theta} & \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial v} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \theta} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial v} \end{bmatrix} \quad (4-2)$$

将(4-2)式转置并移项, 得到:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \theta} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \theta} \\ \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial v} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial v} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \mathbf{P}} \\ \frac{\partial P_L}{\partial \mathbf{Q}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_L}{\partial \theta} \\ \frac{\partial P_L}{\partial v} \end{bmatrix} \quad (4-3)$$

式中  $\theta$ ——结点电压相角向量;  
 $v$ ——结点电压幅值向量;  
 $\mathbf{P}$ ——结点有功净注入功率向量;  
 $\mathbf{Q}$ ——结点无功净注入功率向量。

(4-3)式左边的矩阵是牛顿法潮流计算中的雅可比矩阵(转置), 右边则是此矩阵元素按行相加得到的向量(或者仅用对应缓冲结点一行雅可比矩阵元素), 它们在潮流计算后均为已知量。(4-3)式左边的向量是网损对各结点注入功率的偏导数, 显然其中包含着各发电厂母线的网损微增率。于是解(4-3)式, 便可以得该潮流方式下的各发电厂的网损微增率。

### 第三节 网损修正用B系数

用B系数表示网损的一般形式是:



$$P_L = \mathbf{P}_G^T \mathbf{B}_{GG} \mathbf{P}_G + \mathbf{P}_G^T \mathbf{B}_{G0} + B_{00} \quad (4-4)$$

式中  $\mathbf{P}_G$ ——发电厂有功出力向量;

$\mathbf{B}_{GG}$ ——二次项  $B$  系数矩阵 (对称);

$\mathbf{B}_{G0}$ ——一次项  $B$  系数向量;

$B_{00}$ ——常数项  $B$  系数。

由 (4-4) 式可以得到网损微增率计算公式:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \mathbf{P}_G} = 2\mathbf{B}_{GG} \mathbf{P}_G + \mathbf{B}_{G0} \quad (4-5)$$

在负荷经济分配中利用  $B$  系数计算网损和网损微增率, 有以下几项优点:

① 计算量小: 用前一节 (4-3) 式计算网损微增率, 需要求  $(2N-2)$  阶逆矩阵; 而用 (4-5) 式计算网损微增率, 仅需做  $m$  阶向量乘法 ( $N$  为电网结点数,  $m$  为电厂数)。

② 需要原始数据少: 用潮流法计算网损及其微增率时, 要求电网中全部母线的发电和负荷数据, 在每次编制负荷经济分配计划时取得这些数据是困难的。计算  $B$  系数时用到几个典型潮流数据比较容易取得, 而计算网损及其微增率时, 只有各发电厂有功出力就可以了。

③ 适合发电厂出力变化:  $B$  系数可以用在某一负荷变化范围, 网损随出力而变化; 潮流法计算的网损及其微增率仅适合该潮流方式, 不适合发电厂出力变化。

正因为如此,  $B$  系数至今还是经济调度计算中最常用的网损修正算法。

为了理解  $B$  系数的意义, 下面简单介绍推导  $B$  系数的一般原理。首先提出三项假设:

① 假设系统每个负荷变化与总负荷变化之间存在某种线性关系  $L$  (例如比例关系);

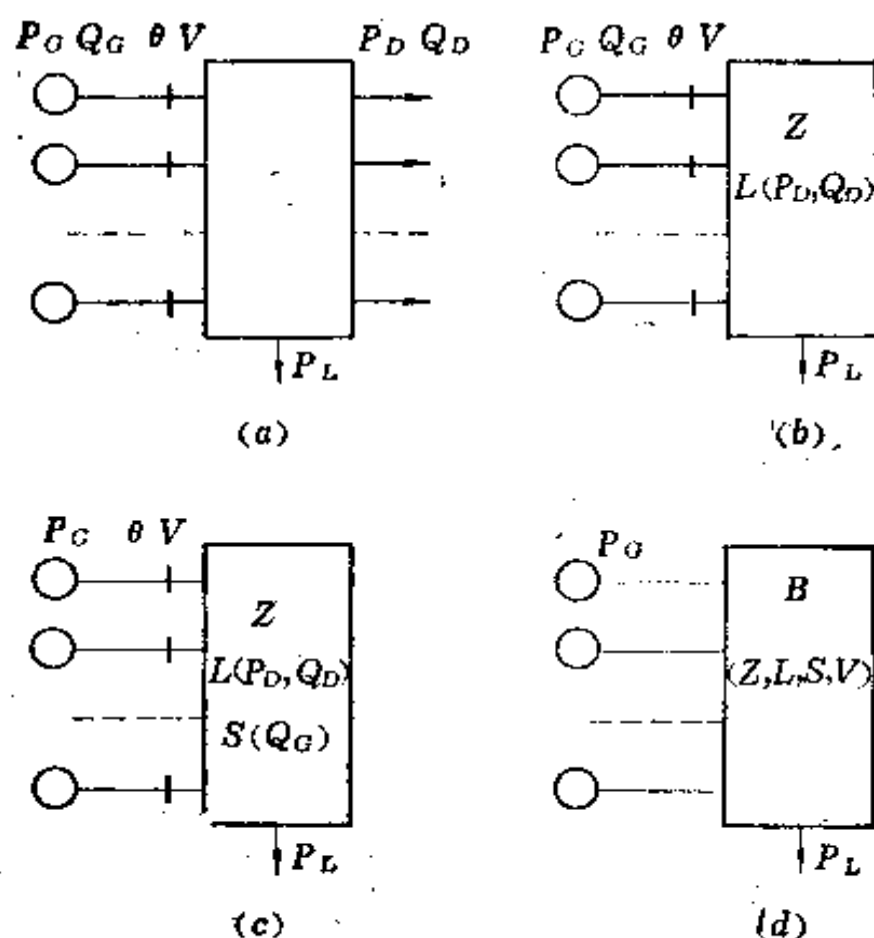


图 4.1 推导B系数的过程示意图

(a)用 $P_G$ 、 $Q_G$ 、 $P_D$ 、 $Q_D$ 、 $V$ 、 $\theta$ 和 $Z$ 表示 $P_L$ ；(b)消去 $P_D$ 和 $Q_D$ ，用 $P_G$ 、 $Q_G$ 、 $V$ 、 $\theta$ 和 $(Z, L)$ 表示 $P_L$ ；(c)消去 $Q_G$ ，用 $P_G$ 、 $V$ 、 $\theta$ 和 $(Z, L, S)$ 表示 $P_L$ ；(d)消去 $V$ 和 $\theta$ ，用 $P_G$ 和 $B$ 表示 $P_L$

②假设每个发电厂无功出力变化与有功出力变化之间存在某种线性关系 $S$ （例如比例关系）；

③假设运行中发电机母线电压相角和幅值变化不大，可视为常数。

有了这三项假设，便可以按图4.1的步骤推导出 $B$ 系数。在潮流计算中网损 $P_L$ 可以用各结点注入功率（发电的有功和无功功率及有功、无功负荷 $P_G$ 、 $Q_G$ 、 $P_D$ 和 $Q_D$ ）、结点电

压（相角  $\theta$  和幅值  $V$ ）及阻抗（ $Z$ ）表示[图4.1(a)]。通过假设（1）可以用总负荷表示各个负荷，进而可以用总发电功率代替总负荷，从而在网损  $P_L$  表达式中消去了负荷[图4.1(b)]；通过假设（2）可用有功出力代替无功出力，在  $P_L$  表达式中消去了无功出力[图4.1(c)]；通过假设（3）在  $P_L$  表达式中消去电压[图4.1(d)]，最后得到了仅用各发电厂有功出力表示网损  $P_L$  的  $B$  系数公式。由这一过程中我们可以看到  $B$  系数含有阻抗（ $Z$ ）、负荷（ $L$ ）、无功（ $S$ ）和电压（ $V$ ）等因素。只要上述假设不遭很大破坏，用  $B$  系数公式计算网损及其微增率就比较准确。

下面我们再介绍一种目前应用比较广泛的直流法  $B$  系数，这是七十年代提出的一种算法。

网损  $P_L$  可表示为电压相角  $\theta$ 、幅值  $V$  和支路电导  $g$  的函数，按分解原理将网损  $P_L$  分解为与电压相角相关的  $P_{L\theta}$  和电压幅值相关的  $P_{LV}$  两部分：

$$P_L = P_{L\theta} + P_{LV} \quad (4-6)$$

假设电压幅值不随发电功率变化，将  $P_{LV}$  直接归入  $B_{00}$  中；而  $P_{L\theta}$  可以近似表示为结点电压向量  $\theta$  和结点电导矩阵  $G_{NN}$  的二次式[图4.2(a)]：

$$P_{L\theta} = \theta^T G_{NN} \theta \quad (4-7)$$

根据直流潮流公式：

$$P_N = B_{NN} \theta \quad (4-8)$$

可以用结点净注入功率向量  $P_N$  和结点电纳矩阵  $B_{NN}$  代替（4-7）式中的  $\theta$ ，将  $P_{L\theta}$  表示为  $P_N$  的函数[图4.2(b)]：

$$P_{L\theta} = P_N^T Z_{NN}^T G_{NN} Z_{NN} P_N \quad (4-9)$$

式中  $Z_{NN}$  是结点电抗矩阵（ $B_{NN}^{-1}$ ）。进一步将结点净注入功率向量  $P_N$  分解为发电出力向量  $P_G$  和负荷向量  $P_D$ ：

$$P_N = P_G - P_D \quad (4-10)$$

便得到 $P_{L0}$ 的 $P_G$ 和 $P_D$ 关系式[图4.2(c)], 最后将 $P_D$ 归并到B系数中, 便可以得到用有功出力 $P_G$ 表示的B系数网损公式[图4.2(d)]。

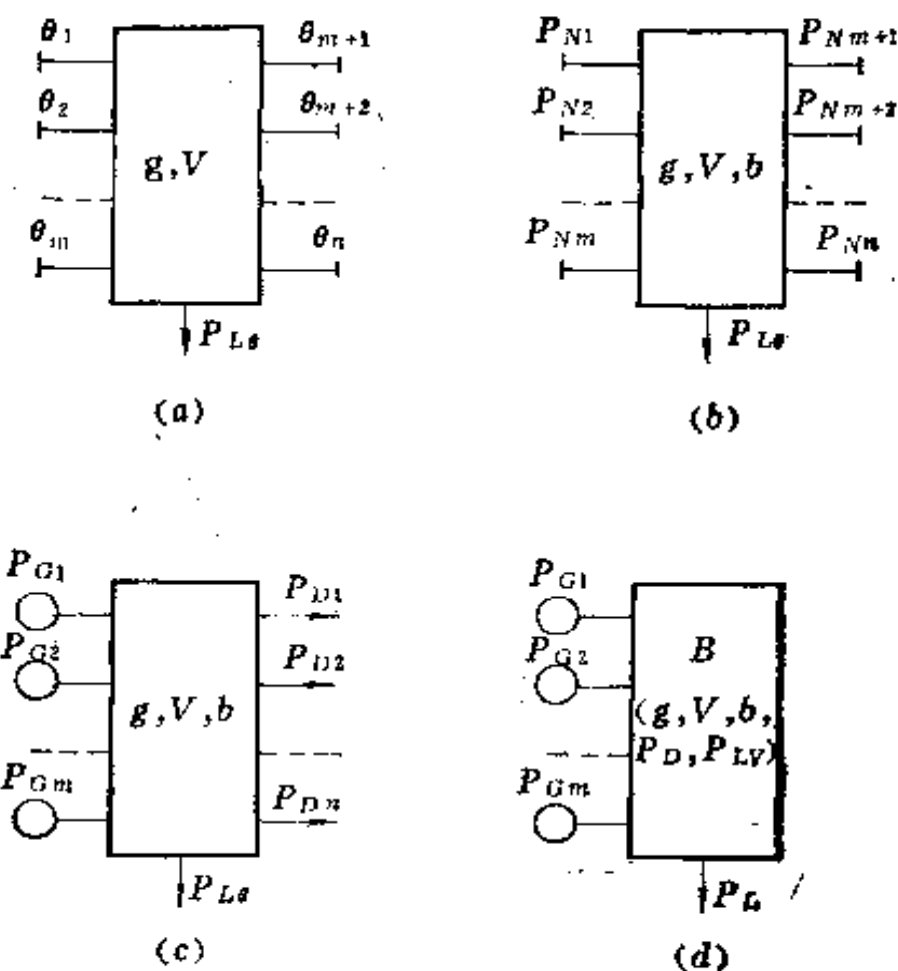


图 4.2 直流法B系数原理

(a)与电压相角 $\theta$ 相关的网损 $P_{L0}$ ; (b)用结点净注入功率 $P_N$ 代替 $\theta$ ;  
(c)用出力 $P_G$ 和负荷 $P_D$ 代替 $P_N$ ; (d)将 $P_D$ 归入B系数, 仅用出力 $P_G$ 表示网损 $P_L$

直流法B系数中包含负荷 $P_D$ , 因此它只适合在 $P_D$ 水平下计算 $P_L$ 。但我们可以对几个负荷水平的B系数用最小二乘法求出其变化规律, 使直流法B系数可以用于较大的负荷变化

范围。对京津唐电网和东北电网的模拟计算表明，这种随负荷 $P_D$ 变化的直流法 $B$ 系数很适合我国的负荷和无功的变化规律，具有较高的计算精度。

本章介绍了有功功率经济分配中网损及其微增率的基本概念，并说明了基本算法。在实用中最好是针对具体电网的各种可能出现的典型运行方式进行统计性的模拟计算，从中选出适合本电网负荷和无功变化规律的网损修正方式。这是开展电力系统经济调度工作中应该做的一项基本论证，否则可能浪费大量的计算时间，甚至丢失掉网损修正的实际效益。

## 第五章 考虑网损修正的并列 火电厂间经济负荷分配

我们在第三章介绍了机组间等微增率经济负荷分配原则，又在第四章介绍了网损微增率算法，本章将把这两者结合起来构成考虑网损修正的经济负荷分配原则——协调方程式，并着重解释电厂耗煤特性与电网损失特性之间“协调”的意义。

### 第一节 耗煤与网损的协调方程式

系统总的耗煤量等于各发电厂耗煤量之和：

$$B = B_1(P_1) + B_2(P_2) + \cdots + B_i(P_i) + \cdots + B_m(P_m) \quad (5-1)$$

式中  $B$ ——系统总耗煤量；

$B_1, B_2, \cdots, B_i, \cdots, B_m$ ——发电厂 1, 2,  $\cdots, i, \cdots, m$  的耗煤量；

$P_1, P_2, \cdots, P_i, \cdots, P_m$ ——发电厂 1, 2,  $\cdots, i, \cdots, m$  的负荷。

(5-1)式中  $B_i(P_i)$  表示电厂  $i$  的耗煤量与负荷之间的关系，它是由电厂  $i$  中并列运行的机组按等微增率原则分配负荷而得到的全厂总的输入输出特性，应该用多段二次曲线表示。

系统总的功率平衡方程：

$$P_1 + P_2 + \cdots + P_i + \cdots + P_m - P_D - P_L = 0 \quad (5-2)$$

式中  $P_D$ ——系统总负荷；

$P_L$ ——系统总网损。

发电厂间经济负荷分配问题可描述为：在并列运行着的  $m$  个电厂间分配负荷，在满足系统功率平衡条件（5-2）式的条件下，使系统耗煤量（5-1）式达到最小。对（5-2）式引入拉格朗日条件乘子  $\lambda$ ，与机组间经济负荷分配一样（见第三章第四节）推导出考虑线损的负荷经济分配条件是（协调方程式）：

$$\left. \begin{aligned} \frac{dB_1}{dP_1} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_1} \right) &= 0 \\ \frac{dB_2}{dP_2} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_2} \right) &= 0 \\ &\dots\dots\dots \\ \frac{dB_i}{dP_i} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) &= 0 \\ &\dots\dots\dots \\ \frac{dB_m}{dP_m} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_m} \right) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (5-3)$$

也可以写成：

$$\frac{\frac{dB_1}{dP_1}}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_1}} = \frac{\frac{dB_2}{dP_2}}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_2}} = \dots = \frac{\frac{dB_i}{dP_i}}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} = \dots = \frac{\frac{dB_m}{dP_m}}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_m}} \quad (5-4)$$

或用简单的符号：

$$\frac{b_1}{1 - \sigma_1} = \frac{b_2}{1 - \sigma_2} = \dots = \frac{b_i}{1 - \sigma_i} = \dots = \frac{b_m}{1 - \sigma_m} = \lambda \quad (5-5)$$

式中  $\sigma_i = \frac{\partial P_L}{\partial P_i}$  ——发电厂  $i$  的网损微增率。

对照不考虑网损修正的经济负荷分配公式 (3-12) 和考虑网损修正的经济负荷分配公式 (5-4)，可以看出考虑网损修正后各发电厂的耗煤微增率并不相等，而是经过网损微增率的修正后，从电网的某一等值负荷点来看耗煤微增率相等，参阅图 5.1。

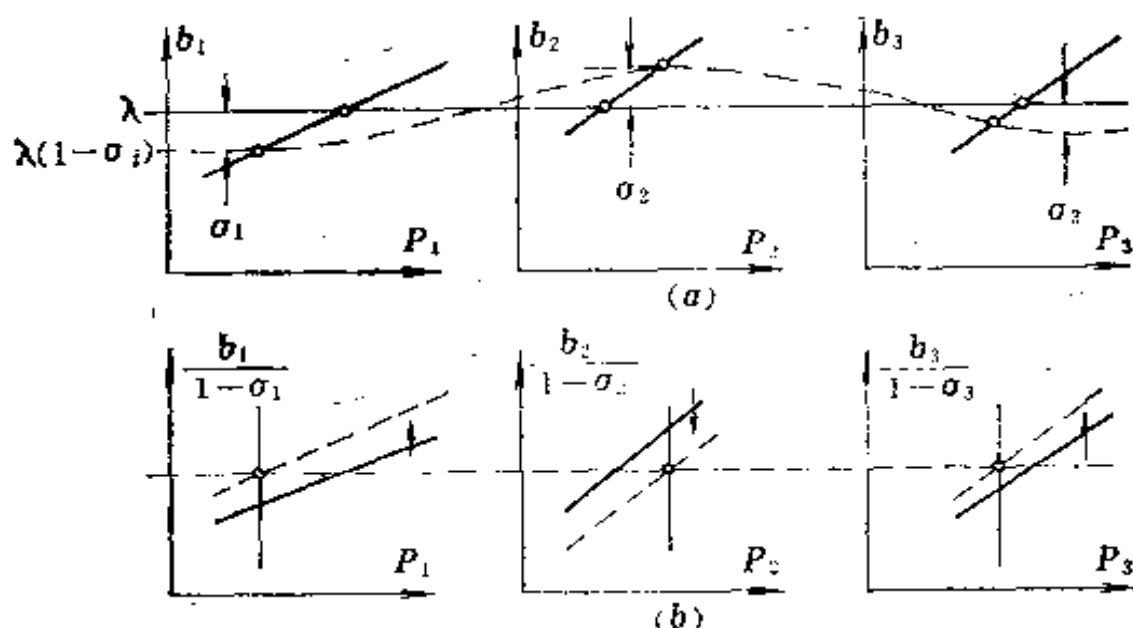


图 5.1 网损修正后的等微增率的负荷经济分配  
(a) 各电厂耗煤微增率不等 (虚线不水平); (b) 经网损修正后各电厂等值耗煤微增相等

解协调方程式的过程示意于图 5.2，分为三大步：

① 给初值：包括  $\lambda$ 、 $P_i$ 、 $\sigma_i$  和  $P_L$ 。可以令  $\sigma_i = 0$ 、 $P_L = 0$ ，按等微率计算  $\lambda$  和  $P_i$ 。

② 用现有的  $P_i$  按 (4-5) 式用  $B$  系数计算  $\sigma_i$ ，用现有的  $\lambda$  和  $\sigma_i$  按 (5-5) 式计算发电厂的微增率  $b_i$ ，再由  $b-P$  曲线查出对应的  $P_i$ 。

③ 用现有的  $P_i$  按 (4-4) 式用  $B$  系数计算  $P_L$ ，按 (5-2)



式计算系统功率不平衡量 $\Delta P$ 。如果 $|\Delta P|$ 足够小， $P_i$ 就是所求的经济功率值；否则按 $\Delta P$ 修改 $\lambda$ ，返回（2）迭代。

因为发电厂的 $b-P$ 曲线是多段折线，尤其有的微增率特性接近于水平线时，上述迭代过程收敛比较困难。

从图5.2可以看出，解协调方程式大体是先“协调”（或等微增）后“约束”的过程。

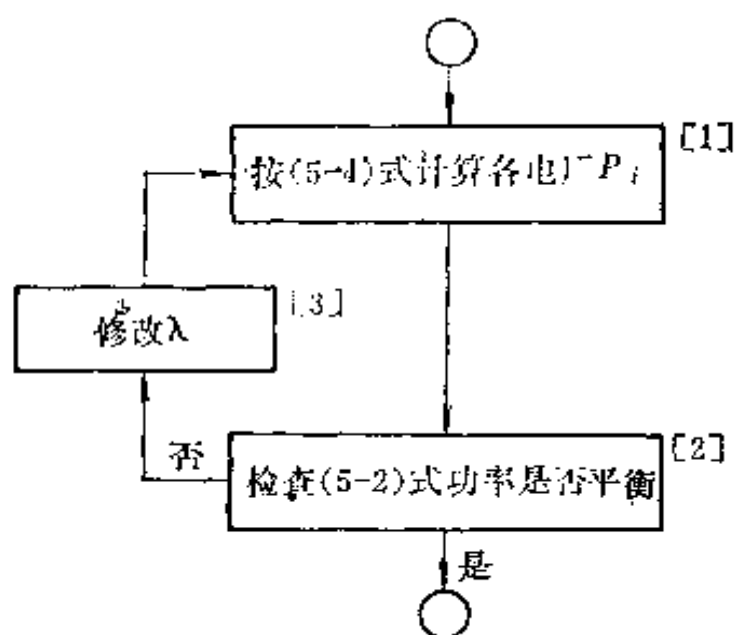


图 5.2 解协调方程式的主要步骤示意图

## 第二节 协调方程式的意义

经过网损修正后，系统中某些网损微增率高的发电厂受到抑制，降低一些出力；某些网损微增率低的发电厂受到鼓励，提高一些出力，这样会因降低网损而节约燃料。但这一点要做得适度，一味降低网损，达到过份的程度，系统总燃料耗量反而会上升。如果仅仅追求网损最低，可以调整各发电厂出力尽可能与当地负荷相平衡，电网中尽可能少传送功率，网损就可以降到最低（假若不传送功率网损可以降至

零)。但这时电网总燃料耗量并不会最少，这是因为网损微增率高的发电厂，往往靠近燃料产地，机组经济特性较好；而网损微增率低的发电厂，往往靠近负荷中心，机组经济特性较差。过份压低经济发电厂的出力和提高不经济发电厂的出力，增加的燃料耗量会超过因降低网损而节约的燃料耗量。

利用(5-5)式和(5-2)式进行发电厂间负荷经济分配的关键在于协调发电厂的经济特性和电网的传输特性，使其达到一个适当的配合程度，从而降低总的燃料消耗量。

以东北电网典型日的计算为例，将进行网损修正和不进行网损修正两种经济负荷分配的一天的总发电量、网损电量、平均煤耗率和总耗煤量列于表5.1。

表 5.1 东北电网网损修正的经济效益

项 目	进行网损修正	不进行网损修正( $\sigma = 0$ )
总发电量( $10^3 \text{kWh}$ )	72941.92	73257.88
网损电量( $10^3 \text{kWh}$ )	2124.92	2440.88
平均煤耗( $\text{g/kWh}$ )	347.16	346.49
总耗煤量( $\text{t}$ )	25322.5	25383.0

注 总负荷电量为 $70817.00 \times 10^3 \text{kWh}$ 。

由表5.1中看到：

①进行网损修正后降低网损电量为：

$$2440.88 - 2124.92 = 315.96 (10^3 \text{kWh})$$

折合耗煤量降低：

$$315.96 \times 347.16 \div 1000 = 109.68 (\text{t})$$

②网损修正后平均煤耗上升：

$$347.16 - 346.49 = 0.67 (\text{g/kWh})$$

折合耗煤量增加:

$$72941.92 \times 0.67 \div 1000 = 48.47(t)$$

③总的网损修正效益:

$$109.68 - 48.47 = 60.61(t)$$

这与表中总的耗煤量之差:

$$25383.0 - 25322.5 = 60.5(t)$$

是一致的。

由以上计算可以知道, 不考虑网损修正, 各发电厂按等耗煤微增率分配出力时, 系统平均煤耗率最低, 每 kWh 为 346.46g。这时网损比较高, 要多发电  $315.96 \times 10^3 \text{ kWh}$ 。考虑网损修正时, 压低某些网损微增率高的发电厂出力, 抬高了某些网损微增率低的发电厂的出力, 破坏了等耗煤微增率原则, 系统平均煤耗率上升到 347.16g/kWh, 全网多耗煤 48.47t。这时网损下降  $315.96 \times 10^3 \text{ kWh}$ , 折合 109.68t 煤, 抵消上升煤耗率的 48.47t 煤以外, 每天还可节约 60.5t 煤。由此推算全年可节约两万多吨煤, 折合 120 多万元, 显然网损修正具有重大经济效益。

从这个例子可以看出, 单独强调煤耗率指标或者单独强调网损率的指标都是片面的, 将这两种指标协调起来才能做到真正的经济负荷分配。(5-3)~(5-5)式的意义就在于协调各发电厂耗煤微增率与网损微增率的关系, 目的在于得到系统总耗煤量最低的有功功率分配。

本章叙述了调整有功功率时, 要考虑电厂耗煤(费用)特性与电网损失特性的协调, 一般来说单独强调降低网损是片面的。但若调整无功电源或变压器抽头改善电压质量和降低网损时, 一般不会引起煤耗明显上升, 因为有功和无功相互影响较小, 因此, 降低网损主要还应该调整无功功率。

## 第六章 机 组 经 济 组 合

在运行的机组之间应用等微增率原则可以做到负荷最优分配，但是针对某一负荷到底应该让哪些机组参加运行呢？这就是机组经济组合问题。另外，系统负荷在一天中是变化的，不能孤立按每时刻的负荷水平确定机组组合，应考虑到按时间次序机组组合的变化，也就是确定一天的开停机表。

机组经济组合是一个非常有趣的研究课题，因为它是每天编制调度计划首先要解决的问题，另外它的经济效益一般大于负荷分配的经济效益。机组经济组合问题从理论上说并不复杂，但实用上却碰到了计算量过大的困难。虽然对这一问题的研究已有50多年的历史，但至今解决得仍不十分理想。

在机组经济组合这一章，先概括介绍机组组合问题的内容，然后简单介绍两种实用算法，一种是优先次序法，一种是动态规划法。

### 第一节 电力系统运行中的机组经济组合问题

电力系统负荷在一天中变化范围很大时，仅改变机组出力不改变机组组合时，调节范围难以满足负荷变化的要求。有时即使勉强能满足负荷变化要求，但高峰负荷时机组出力过大，低谷负荷时机组出力过小，既不安全也不经济。在一般电力系统的正常运行中，一般需要随负荷的涨落而启停

机组。

电力系统运行中的机组经济组合计划也称为开停机计划。它要求在保证系统安全的条件下，在所研究的周期（日或周）内合理选择运行机组和安排其开停计划，使周期内系统消耗的燃料（费用）总量为最少。

影响机组开停的因素，一个是系统负荷变化，一个是发电出力变化，其原因可能是自然的，也可能是人为的。它们往往出现在：

- ①丰水期或枯水期的开始或结束；
- ②降雨使径流水电厂突然增加出力时；
- ③洪水时某些低水头水电厂出力降低时；
- ④联络线功率变化较大时；
- ⑤节假日前后负荷变化；
- ⑥每天负荷升降变化最快的时段和中午负荷短暂降低时；
- ⑦大型机组检修前后；
- ⑧系统事故前后。

由此可以看出机组组合变化，一种是周期性按计划进行的，一种是在运行条件突然变化时临时进行的。机组经济组合的研究周期随系统而不同，在纯火电系统中（或包含日调节水电厂和超过月调节能力的水电厂）可以取日为研究周期，如果有周调节水电厂时可以取周为研究周期。

在确定机组经济组合时，应考虑的因素很多，例如：

- ①针对负荷预测和来水预测不准的备用及事故备用；
- ②检查线路潮流过负荷和母线电压是否越限；
- ③不超过静态稳定极限，某些故障条件下动态稳定不破坏；

- ④系统解列时各地区功率尽可能平衡，缩小停电面积；
- ⑤满足调频的要求。

在编制机组经济组合计划时，要用到火电机组的下列数据：

- ①机组的燃料耗量特性曲线、耗量微增率特性曲线和单位耗量特性曲线；
- ②机组所处的状态：必开，可启停或必停；
- ③机组的最大和最小出力限制值；
- ④最短停机和最短开机时间技术限制；
- ⑤启动和停机损失。

机组的启动和停机损失指的是正常启动和停机过程中消耗的燃料量，机组越大损失越大。停机过程中消耗的燃料比启动过程中消耗的燃料少，一般合并到启动损失中计算，因为大多数停机后还要启动（在研究周期内或下一周期内）。启动耗量与机组停机时间长短有关，这是因为停机时间越长散热越多，再启动需燃料越多，呈指数曲线（图6.1）。

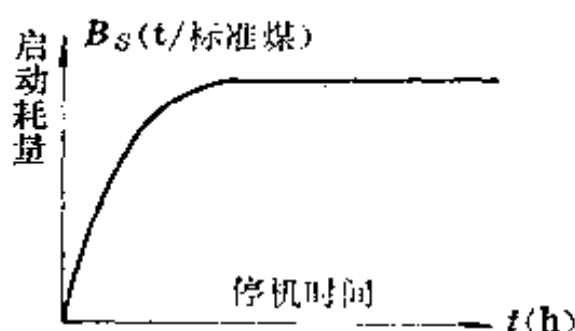


图 6.1 机组启动耗量与停机时间的关系

大型电力系统的机组经济组合问题的特点是：可能的组合状态过多，若考虑启动耗量随时间变化，问题更为复杂。因此，在实际计算中要加以简化，目前实用中主要采用两种

算法:

①优先次序法;

②动态规划法。

优先次序法一般不考虑机组的启动耗量, 计算量小, 适合于大小机组混合的电力系统(小机组启停耗量小, 可忽略)和采用微型计算机计算。动态规划法用于机组最优组合可以考虑机组启停耗量, 计算量大, 适合于需大机组启停的电力系统, 计算需用中小型计算机。目前实用情况来看, 大多数电力系统应用优先次序法进行机组经济组合计算, 少数电力系统应用动态规划法。在这两种算法中, 或者不考虑网损修正, 或者用常数网损微增率。

## 第二节 计算机组经济组合的优先次序法

机组的单位耗量特性是随机组出力变化的每度电消耗的煤量:

$$\mu = \frac{B}{P} \quad (6-1)$$

它等于耗量特性曲线上各点与坐标原点连线的斜率(见图6.2)。

机组的耗量微增率等于耗量特性曲线上各点切线的斜率:

$$b = \frac{dB}{dP} \quad (6-2)$$

机组的最小单位耗量点是过坐标原点向耗量特性曲线所做切线的切点, 显然在这一点上:

$$b = \mu_{\min} \quad (6-3)$$

一般来说它接近于机组额定出力点。

对于机组耗量特性曲线上各点计算单位耗量 $\mu$ 和微增率

$b$ ，可以画出机组的 $\mu-b$ 曲线。将全部可开停机组的 $\mu-b$ 曲线画在一张图上（图6.3）。我们知道火电机组之间应按等微增率原则分配负荷，对于同一个微增率 $b$ （见图6.3的虚线），让单位耗量 $\mu$ 值小的机组先并列是有利的。可以按最小单位耗量 $\mu_{\min}$ 排队来确定机组的并列次序，这就是机组的优先次序表。

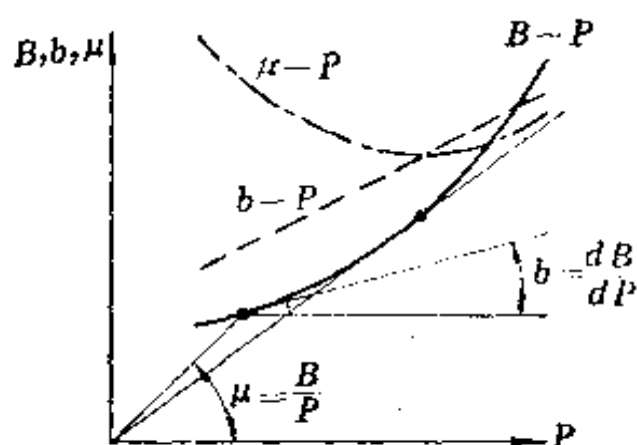


图 6.2 机组单位耗量和微增率的关系

（实线表示耗量曲线；虚线表示微增率曲线；点-划线表示单位耗量曲线）

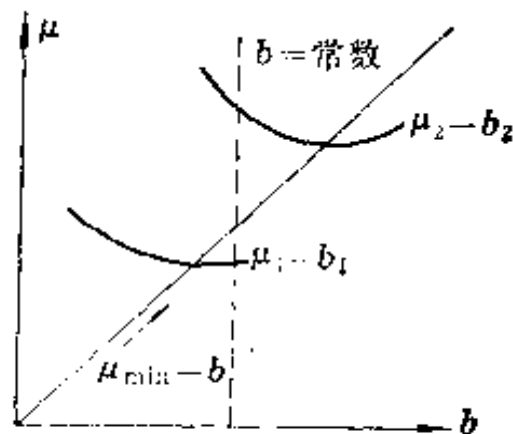


图 6.3 机组单位耗量 $\mu$ 与微增率 $b$ 关系曲线

机组优先次序表仅给出了机组并列次序，还不知道系统负荷变化到什么程度才应该并列。换句话说，针对一个具体负荷还不知道在优先次序表上开到哪一台机组。可以这样来试探：假设在优先次序表上前 $k$ 台机组可以满足某一系统负荷 $P_D$ ，按等微增率原则在 $k$ 台机组之间分配负荷，并计算出 $k$ 台机组总耗煤量 $B_k$ ，再在优先次序表上加开第 $k+1$ 台机组，按同样的方法计算出 $k+1$ 台机组总耗煤量 $B_{k+1}$ ；比较 $B_k$ 和 $B_{k+1}$ ，取小者为较优的组合。这样在优先次序表上



前后变化  $k$ ，便可以得到对  $P_D$  的最优组合。实际上，上述比较计算过程可以用以下简单原则来代替： $\mu_k < b_k$  时， $k$  号机组并列是有利的； $\mu_{k+1} > b_k$  时， $k+1$  号机组不并列是有利的。

用优先次序表计算机组经济组合的具体步骤可以归纳为：

①将系统机组按可用状态分类：必开机组排在最前；可开停机组接续按最小单位耗量  $\mu_{\min}$  由小到大排列；停用机组排到最后。由此得到优先次序表。

②在优先次序表上依次计算出前  $k$  台机组的最大出力之和及最小出力之和。

③在优先次序表上选择出能满足系统负荷（加备用）要求的最小机组号  $k$ ，按等微增率原则计算  $k$  台机组满足此负荷的微增率  $\lambda_k$ 。如果  $\lambda_k \leq \mu_k$ ， $k$  台机组最优；如  $\lambda_k > \mu_k$ ，则继续试探  $k+1$  台机组。

④重复（1）～（3）步骤，计算出一天各负荷对应的组合，检查最短停机时间，将小于最短停机时间的机组改为开机。

实践表明，因为系统留有一定量的备用，按负荷加备用在优先次序表上选出的最小机组数与经济组合基本一致，上面计算还可以简化。此外，根据我国具体情况，一般机组带的负荷较高，超过经济负荷点，因而利用更高负荷点（例如 95% 最大出力）的单位耗量排队更合理一些。

利用机组优先次序编制经济组合表的特点是需用计算内存少，计算速度快，而且在小机组启停的系统中其结果接近于最优组合。这一算法适用于微型计算机及在线确定机组开停。

### 第三节 计算机组经济组合的动态规划法

用优先次序法计算机组经济组合是按时段分别进行的，难以考虑机组的启动耗量。中、大型机组参与启停时，不但启动耗用燃料量大，而且使设备折旧和维修费用增高。因此，确定中、大型机组启停时，要求考虑启动耗量和更多的技术限制，需要做更精细的比较和计算，动态规划是解决这一复杂问题的合适方法。

动态规划在数学上属于多步决策过程，用来解决电力系统按时段顺序排列的机组最优组合问题在理论上不困难，但在技术上却遇到了一个非常棘手的问题，那就是状态量的数目过多（因而计算量过大）。

我们先用启动耗量为常数的两台机组和三个时段负荷的最简单例题（见图 6.4），说明动态规划解决机组最优组合的基本过程。

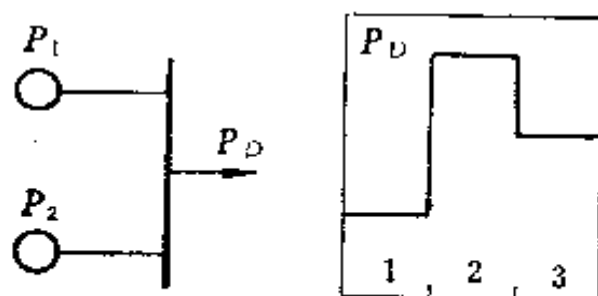


图 6.4 两台机组三个时段的例题

两台机组可能存在四种开停状态（用 1 表示开，用 0 表示停）：

- ① 两台全开 [1, 1]；
- ② 1 号机开，2 号机停 [1, 0]；

③ 1 号机停, 2 号机开 $[0, 1]$ ;

④ 两台全停 $[0, 0]$ 。

因为全停不能满足系统负荷要求, 故舍弃这种状态量, 下面仅研究前三种状态。

两个时段之间状态的联系称为转移, 其耗量如下:

① 状态不变, 即  $1 \rightarrow 1$ ,  $0 \rightarrow 0$ , 转移耗量为 0;

② 机组状态由开转为停, 即  $1 \rightarrow 0$ , 转移耗量为 0;

③ 机组状态由停转为开, 即  $0 \rightarrow 1$ , 转移耗量不为 0 (假设 1 号机启动耗量为 1.5, 2 号机为 1)。

动态规划的决策过程分为两大步: 一是正序造表, 二是逆序查表 (见图 6.5, 各圈中第一行数字表示本时段机组状态, 第二行数字表示本状态的运行耗量, 第三行数字表示耗量最低的转移路径——前一时段的状态, 而累计耗量记在圈外)。

这一问题的正序造表过程为:

(1) 列出各时段的三种组合状态, 按等微增率原则计算所有组合状态下的运行耗量, 记在对应的栏中。

(2) 确定各时间段间状态转移路径。例如时段 2 的状态 $[1, 0]^{(2)}$ ●可能由时段 1 的三种状态转移来, 但前时段累计耗量和启动耗量不同, 分别是:

$[1, 1]^{(1)}$ 来:  $7 + 0 = 7$ ;

$[1, 0]^{(1)}$ 来:  $5 + 0 = 5$ ;

$[0, 1]^{(1)}$ 来:  $6 + 1.5 = 7.5$ 。

取耗量最低的 $[1, 0]^{(1)}$ 为转移路径, 记在 $[1, 0]^{(2)}$ 的栏中。将 $[1, 0]^{(1)}$ 累计耗量 5 加上 $[1, 0]^{(1)}$ 到 $[1, 0]^{(2)}$ 的

---

● 角码代表时段的序号。

转移耗量 0，再加上 $[1, 0]^{(2)}$ 的运行耗量 11 做为 $[1, 0]^{(3)}$ 的累计耗量 16 记在 $[1, 0]^{(2)}$ 的栏中。按时序对所有状态计算出转移路径和累计耗量，并记在对应的栏中，即完成了正序造表过程。表中的内容为：状态、运行耗量、路径、转移耗量和累计耗量。

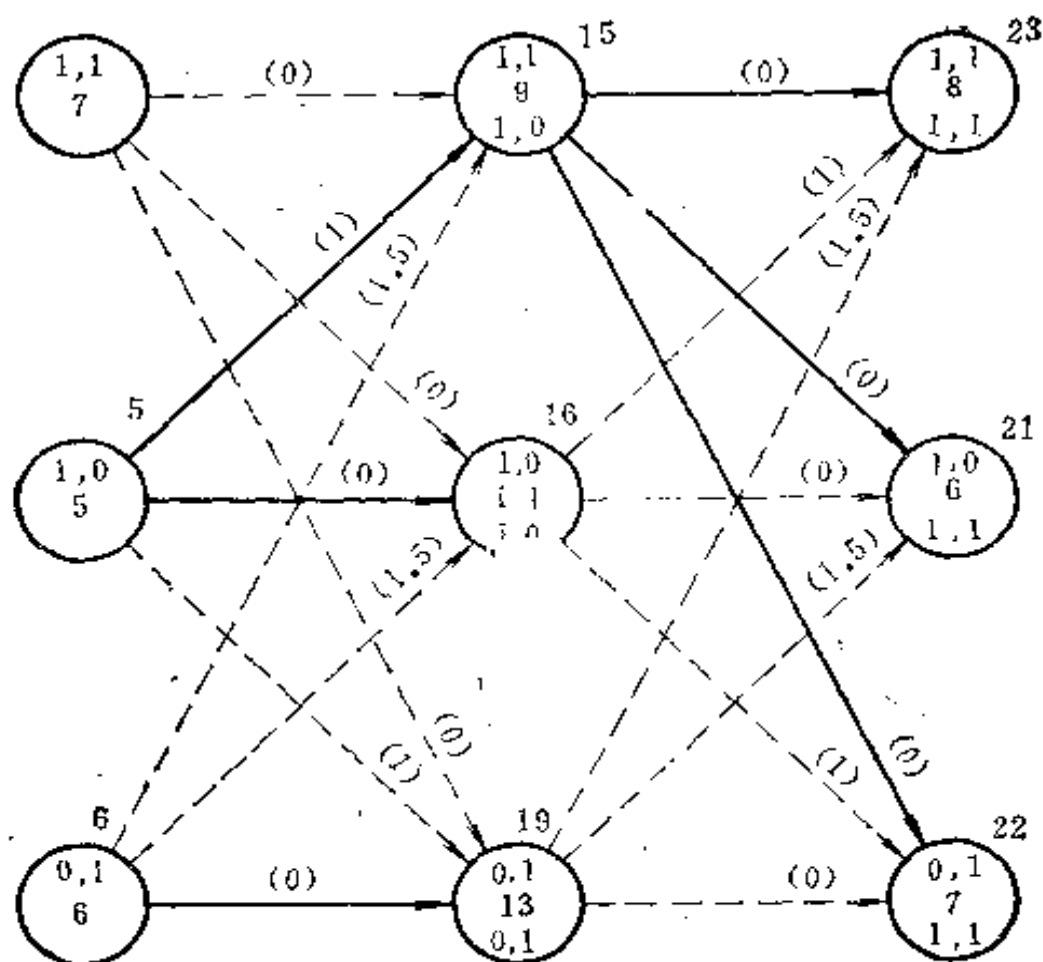


图 6.5 启动耗量为常数时机组经济组合的动态规划算法

以后进入逆序查表过程：

在最后一个时段 3 中寻找出全天耗量最低的状态 $[1, 0]^{(3)}$ ，根据它记录的路径找到前一时段 2 的状态 $[1, 1]^{(2)}$ ，继续查表可返回第一时段的状态 $[1, 0]^{(1)}$ 。这样可以得到

最优开停机计划： $[1, 0]^{(1)} \rightarrow [1, 1]^{(2)} \rightarrow [1, 0]^{(3)}$ 。

如果考虑机组启动耗量是停机时间的函数，问题就复杂化了。因为某一时段中相同的机组开停状态之中增加了不同停机时间的差别，这样就又构成了许多新的状态，如图 6.6 所示。图中每个圆是一种状态，中间数字表示机组停机时间。例如：0—表示停机时间长度为 0，即机组处在运行状态；-1—表示停机时间长度为 1；……。

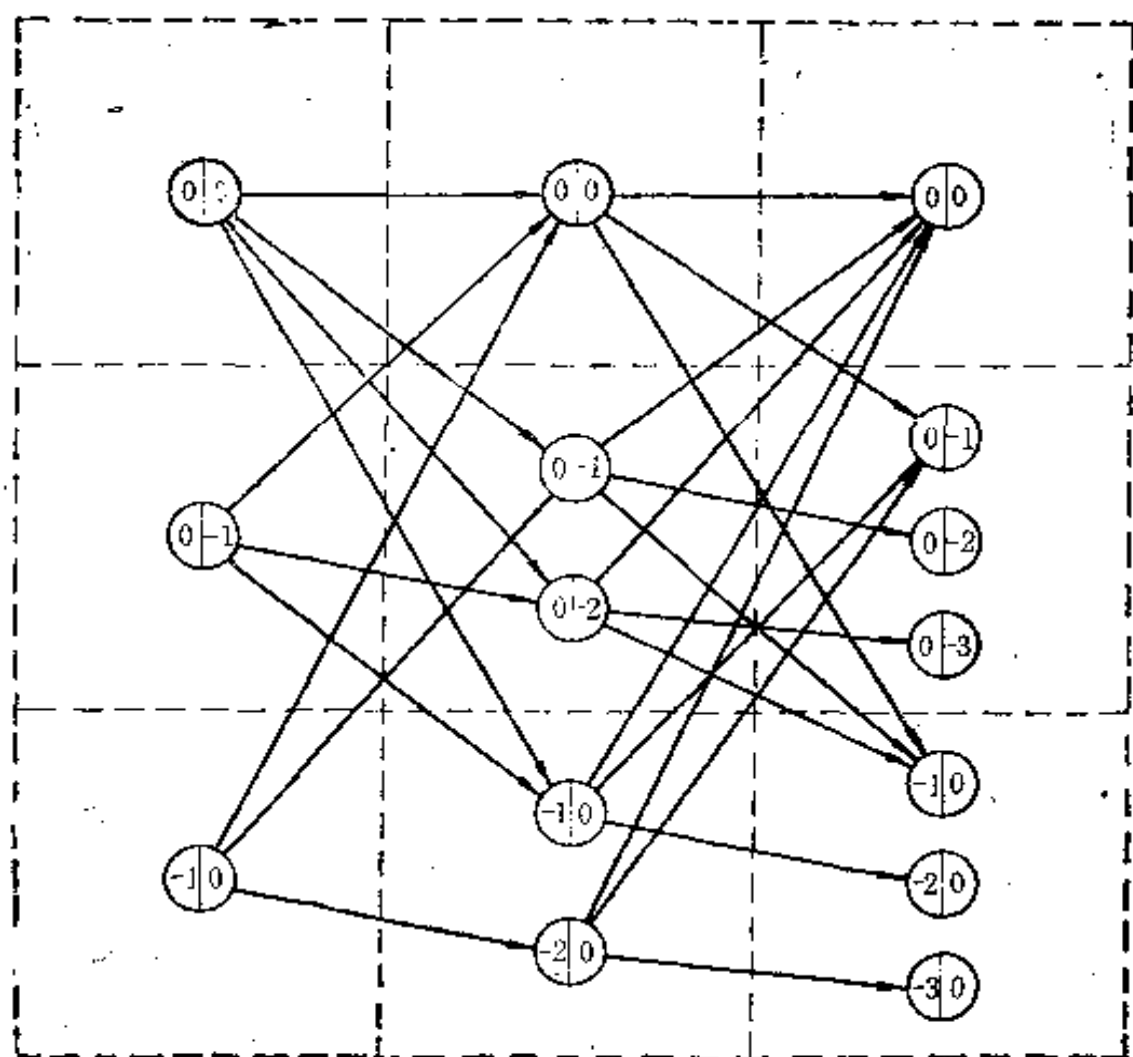


图 6.6 启动耗量为变数时状态数增加的情况（0 表示开机，负数表示停机时数）

由图6.6中看出，在图6.5中的一种状态 $[1, 0]^{(3)}$ ，现在变为三种状态： $[0, -1]^{(3)}$ ,  $[0, -2]^{(3)}$ ,  $[0, -3]^{(3)}$ 。随着时段数增加，这种不同停机时间构成的状态数急剧增多。

下面将前面介绍过的三种机组经济组合算法：优先次序法，常数启动耗量和变数启动耗量的动态规划法的状态数列成表6.1。

表 6.1 三种机组经济组合算法状态数的比较

机组经济组合算法	状态数公式	状态数比较	
		状态数	比 例
优 先 次 序 法	$l \cdot T$	$10 \times 24$	1
启动耗量为常数的动态规划法	$2^l \cdot T$	$2^{10} \times 24$	$10^3$
启动耗量为变数的动态规划法	$2^{l \cdot T}$	$2^{10 \times 24}$	$10^{7.1}$

注 1.  $l$ ——可启停机组数； $T$ ——研究周期时段数。

2. 进行比较时取： $l = 10$ ， $T = 24$ 。

表中举的是10台机组24个时段的机组经济组合的例题，实际电力系统的规模比它还大的多。由这里已经看出，考虑机组的全部组合状态和各时段之间全部转移是根本不现实的，其计算代价远远大于最优组合可能得到的经济收益。

应用动态规划进行机组经济组合的关键在于降低计算量，而且尽可能不丢失最优方案。降低计算量的途径有三种：

- ①限制各时段内的状态数；
- ②限制各时段间的转移路径数；
- ③采用简化的机组耗量特性。

限制各时段中状态数可以结合优先次序表进行。先在不考虑启动耗量的条件下用优先次序法确定一个静态的机组经济组合，再以此为中心按优先次序向上下扩大一定的范围（例如各 2 ~ 3 台机组），形成一个带状的组合状态选择区（见图 6.7），在此带状区内再应用动态规划算法确定机组最优组合是可以实现的。带宽可根据系统内机组启动耗量的大小来确定，启动耗量大者带宽应加大，以免漏掉最优组合。如果带宽过大，超过了计算能力，可以采用较窄带宽逐次迭代逼近最优解。

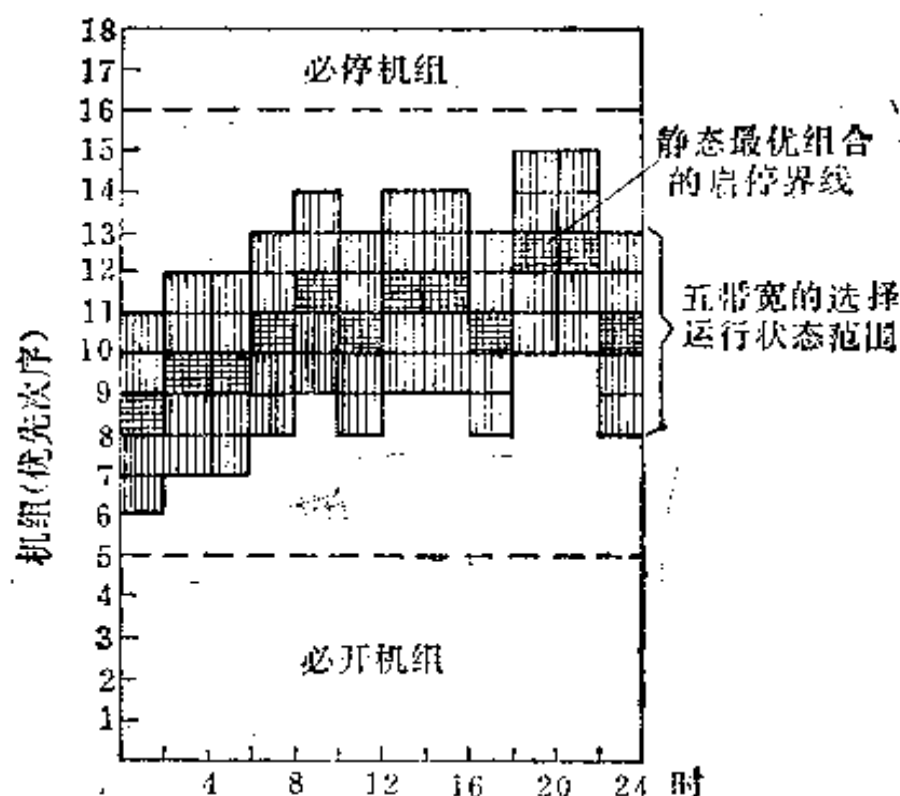


图 6.7 在优先次序确定的带状区内用动态规划法搜索最优组合

限制各时段间转移路径即是删除肯定不能成为最优的路径。例如删除累计费用高而且机组停机时间短的状态变量，

因为以后它的启动耗量增量较大而不可能处在最优路径上。又例如对停机时间相同的状态变量，只需保留累计费用最小的一种，仅把停机时间不同的状态变量保留到下一步。

能考虑启动费用的时变过程是动态规划法处理机组组合问题的优点，但由于状态数和路径数过多而无法严格实现。按照系统机组的情况和实现计算的能力，适当地限制状态数和路径数，<sup>3</sup>可以得到强有力的动态规划法机组经济组合实用程序。

电力系统机组经济组合有重大的经济效益和实用意义。我国目前大部分电网大、中、小机组并用，启停主要靠中、小型机组。由于机组容量相差比较大，单位耗量相差也就比较大，优先次序界限分明。中、小型机组启动耗量小，考虑之后对优先次序影响不大。因此我国大部分电力系统采用优先次序法可以得到接近于最优的开停机计划。在优先次序的基础上发展动态规划算法，可以考虑启动耗量的时变过程，能取得更优的开停机计划，计算代价也不十分大。



## 第七章 水火电联合经济调度

从二十年代就提出了水火电联合调度问题，这是一个经济效益显著而计算比较复杂的课题。水电厂运行中调度效益主要有两方面：一方面是调整峰荷，使火电厂运行平稳而降低耗煤量；一方面是尽量维持高水头运行，使水电厂在同样来水条件下能多发电。水火电联合经济调度就是协调这两方面的效益，使系统总耗煤量降到最低。

采用拉格朗日条件乘子解决水火电联合经济调度问题，计算几个不变水头水电厂时已相当耗费时间了，再考虑变水头和梯级水电厂群联系就更困难了。为了找到快速而准确解决这一问题的出路，近三十余年人们几乎试验过了所有的优化算法，例如：线性规划、非线性规划、动态规划、最大值原理和网络流法等。结果，线性规划计算精度较差，非线性规划收敛困难，动态规划比较实用。近来，网络流法在解决具有多而复杂约束条件的梯级调度方面取得了重要进展，使用微型计算机可以在几分钟之内编制出包含多梯级水电厂在内的水火电经济调度计划。

本章将从水电厂的经济特性讲起，然后按不变水头-变水头-梯级联系的次序说明拉格朗日乘子法处理水火电经济调度问题的基本概念，最后简单介绍动态规划法和网络流法的基本原理。

### 第一节 水电厂的经济特性

水火电厂联合调度的经济效益取决于以下四方面的

因素:

①防止弃水, 水电厂弃水相当于火电厂丢弃燃料, 应尽量防止;

②调峰效益, 水电厂承担系统负荷变化部分, 使火电厂担负平稳负荷, 减少火电机组启停损失, 提高火电机组发电效率;

③水头效益, 水电厂高水位运行, 利用自然来水多发电;

④效率效益, 在同一水位下, 水电机组的效率随出力而不同。

这四种因素中防止弃水的效益最大, 是调度计划中首先考虑的因素。后三个因素中, 一般情况下调峰效益较大, 水头效益次之, 效率效益又次之。单独强调火电厂的效益或单独强调水电厂的效益, 在经济上都不是最优状态, 只有适当协调水火电厂两方面的效益才能获得整个电力系统最大经济效益。

水电厂的水位( $H$ )-库容( $S$ )曲线(图7.1)是确定水电厂运行方式的最重要的特性。按照水库自然来水量和水库库容, 水电厂的调节能力可以分为:

①年(或季)调节水电厂: 根据预测的年来水情况和负

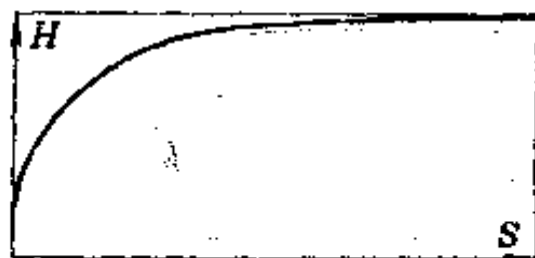


图 7.1 水电厂的水库水位( $H$ )-库容( $S$ )曲线

荷变化情况，考虑到一年中发电设备的检修需要，制订水库调度计划。这样的水电厂在短期（日）水火电调度计划中，按水库调度计划给出每天发电用水量，做为不变水头水电厂处理。在一般情况下，年调节水电厂在一年的大部分时间里处在调峰状态运行，只在丰水期为了不弃水而调整到带基荷运行状态（图7.2）。

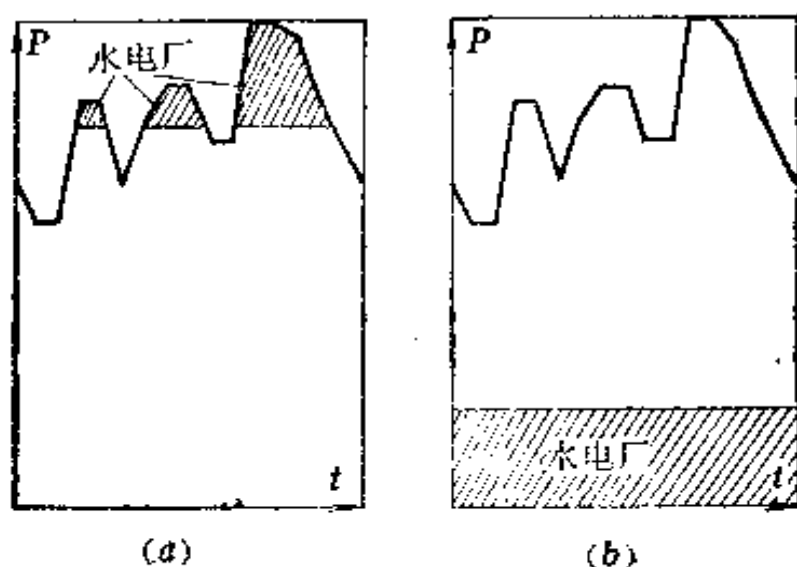


图 7.2 年调节水电厂的基本运行方式  
(a)调峰状态；(b)带基荷状态

②日（或周）调节水电厂：根据预测的日来水情况和日负荷变化情况，考虑水电厂水头变化，协调水火电厂经济效益，编制出电力系统最优调度计划。这种水电厂为防止弃水而限制了在系统中的调峰能力。每个日调节水电厂的调度计划实际上就是一个水库调度计划，计算复杂，运算量大。

③梯级水电厂：这是一组具有水力联系的水电厂，通常最上游水电厂调节能力强，在日调度中往往做为不变水头水电厂处理，而下游各级为变水头水电厂。既有水力联系，又是变水头的多级水电厂，在防止弃水、调峰效益、水头效益

和效率效益之间矛盾突出，协调计算十分困难。因此，梯级水电厂的调度计划往往与火电系统分开考虑，有的系统甚至对梯级水电厂单独设置调度中心。

④径流式水电厂：这种水电厂对天然来水没有调节能力，预测一天的来水，也就预测了一天的发电计划。这种水电厂运行原则是尽量少弃水，不考虑调峰、水头和效率方面的效益。

水电厂机组一般指包括引水管道，水轮机和发电机的总称。在水电厂内经济调度中主要应用的是机组耗水量特性 $Q-P$ 曲线及其微增特性 $q-P$ 曲线（见图7.3）。

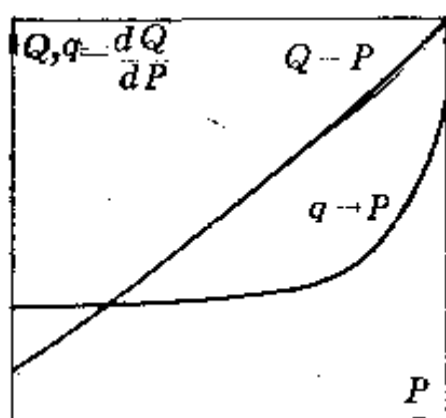


图 7.3 水电机组的耗水量 $Q-P$ 曲线及其微增率 $q-P$ 曲线（某一水头下）

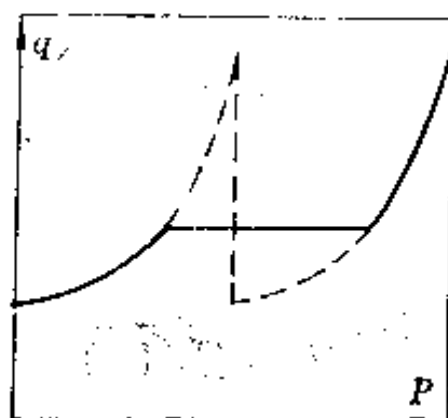


图 7.4 水电厂全厂耗水微增率曲线的水平线段

机组耗水量特性是在某一工作水头下机组发电用流量与其出力之间的关系曲线。机组耗水微增率特性的意义是在某一工作水头下，机组增加单位出力需增加的耗水量。

水电厂内经济调度比较简单，针对系统要求的某一出力按照耗水量特性确定机组组合，根据耗水微增特性分配各机组出力。

水电厂自动化水平比较高，机组的启动和经济分配出力均能自动操作，而且机组的启动耗量比较小。因此，在水火电联合经济调度中一般不用水电机组的经济特性，而采用水电厂全厂的经济特性。在多机组水电厂的耗水微增率曲线上一般存在水平线段（图7.4），这给按微增率进行水火电经济负荷分配计算带来了困难。

与火电厂特性另一点不同是水电厂特性曲线是按工作水头划分的，在不同的工作水头下耗水量及其微增特性不同，而且全厂允许的最大出力和最小出力也不相同（图7.5）。因此，在水火电联合经济调度中，必须针对不同的工作水头选择对应的曲线。

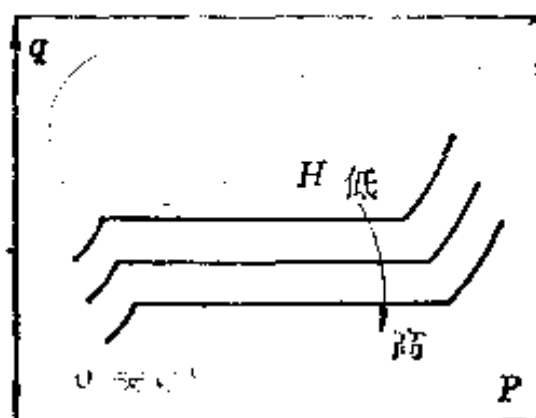


图 7.5 水电厂不同工作水头下的耗水微增特性

水电厂经济特性曲线通常以表格方式按工作水头存贮在计算机中，但在某些复杂计算中（例如变水头电厂和梯级水电厂群的调度）有时采用函数表达式，虽然这样会降低计算精度（特别是微增特性），但它能大大降低计算量和存贮量，使计算成为可能，并且抓住主要效益。

## 第二节 不变水头水电厂的水火电 经济负荷分配

不变水头水电厂的水火电经济负荷分配问题的已知条件是：电力系统日负荷曲线，火电机组组合计划和各水电厂的日发电用水量。它们分别来自日负荷预测，机组经济组合（有时需要与水火电经济负荷分配程序迭代）和水库长期调度计划程序。

不变水头水电厂的水火电经济负荷分配问题在数学上可以归结为，使系统中 $m$ 个火电厂 $T$ 个时段（全天）总的燃料消耗量为最小：

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^m B_{i,t}(P_{i,t}) \rightarrow \min \quad (7-1)$$

并满足各时段系统功率平衡条件：

$$\sum_{i=1}^m P_{i,t} + \sum_{j=1}^n P_{j,t} - P_{D,t} - P_{L,t} = 0 \quad (7-2)$$

$$(t=1, 2, \dots, T)$$

也满足各水电厂发电用水量条件：

$$\sum_{t=1}^T Q_{j,t}(P_{j,t}) - W_j = 0 \quad (7-3)$$

$$(j=1, 2, \dots, n)$$

式中  $i=1, 2, \dots, m$ ——火电厂序号，共有 $m$ 个火电厂；  
 $j=1, 2, \dots, n$ ——水电厂序号，共有 $n$ 个水电厂；  
 $t=1, 2, \dots, T$ ——时间段序号，共有 $T$ 个时段；

$P$ ——发电厂有功出力；

$P_D$ ——电力系统总有功负荷；

$P_L$ ——电力系统总有功网损；

$Q$ ——水电厂发电用水量；

$W$ ——水电厂规定的全天用水量(用流量总和表示)。

可以对(7-2)式引入各时段的功率平衡条件拉格朗日乘子 $\lambda_t (t=1, 2, \dots, T)$ 和对(7-3)式引入各水电厂的用水量平衡条件乘子 $\gamma_j (j=1, 2, \dots, n)$ , 将(7-1)式~(7-3)式化为下面无条件极值问题:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^m B_{i,t}(P_{i,t}) - \sum_{t=1}^T \lambda_t \left( \sum_{i=1}^m P_{i,t} + \sum_{j=1}^n P_{j,t} - P_D \right) - P_L + \sum_{j=1}^n \gamma_j \left[ \sum_{t=1}^T Q_{j,t}(P_{j,t}) - W_j \right] \rightarrow \min \quad (7-4)$$

(7-4)式取极小值的必要条件是对各变量 $P_{i,t}$ 、 $P_{j,t}$ 、 $\lambda_t$ 和 $\gamma_j$ 的导数为零, 由此得到水火电联合经济负荷分配的协调方程式:

$$\frac{dB_{i,t}}{dP_{i,t}} - \lambda_t \left( 1 - \frac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{i,t}} \right) = 0 \quad (7-5)$$

$$(i=1, 2, \dots, m; \quad t=1, 2, \dots, T)$$

$$\gamma_j \frac{dQ_{j,t}}{dP_{j,t}} - \lambda_t \left( 1 - \frac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{j,t}} \right) = 0 \quad (7-6)$$

$$(j=1, 2, \dots, n; \quad t=1, 2, \dots, T)$$

对 $\lambda_t$ 和 $\gamma_j$ 导数为零的条件仍然得到(7-2)和(7-3)式。

可以将(7-5)和(7-6)式归纳为等微增率的形式:

$$\frac{b_{i,t}}{1 - \frac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{i,t}}} = \frac{\gamma_j q_{j,t}}{1 - \frac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{j,t}}} = \lambda_t \quad (7-7)$$

$$(i=1, 2, \dots, m; \quad j=1, 2, \dots, n; \quad t=1, 2, \dots, T)$$

式中  $b_{i,t} = \frac{dB_{i,t}}{dP_{i,t}}$  ——火电厂  $i$  时段  $t$  的耗煤微增率,

$q_{j,t} = \frac{dQ_{j,t}}{dP_{j,t}}$ ——水电厂  $j$  时段  $t$  的耗水微增率;

$\frac{\partial P_{i,t}}{\partial P_{j,t}}$ ——发电厂  $i$  (或  $j$ ) 时段  $t$  的网损微增率;

$\lambda_t$ ——时段  $t$  的系统等值耗煤微增率, 它满足 (7-2) 式;

$\gamma_j$ ——水电厂  $j$  的水煤转换系数, 它满足 (7-3) 式。

水火电协调方程式 (7-7) 中, 若将水电厂的  $\gamma_j q_j$  看成  $b_j$ , 就可以把水电厂化为等值的火电厂。这时,

$$\gamma_j = \frac{b_j}{q_j} = \frac{dB_j/dP_j}{dQ_j/dP_j} \approx \frac{\Delta B_j}{\Delta Q_j} \quad (7-8)$$

由此可以看出, 水煤转换系数  $\gamma$  的物理含意是: 水电厂单位水量代替的煤量, 表示水的价值。  $\gamma$  值的大小决定于两个因素: 一个是水电厂的工作水头, 工作水头高, 单位水量发出的电能多, 代替的煤量多, 水的价值高,  $\gamma$  值变大; 另一个因素是规定的日用水量  $W$  的大小,  $W$  小时, 水电厂只能承担系统峰荷, 单位水量代替较多的煤, 水的价值高,  $\gamma$  值大。随着发电用水量  $W$  变大, 水电厂在系统中承担负荷的位置逐渐下移, 单位水量代替的煤量较少, 水的价值降低,  $\gamma$  值变小 (请看图 7.6)。

实际上, (7-3) 式也可以用来指定其它型式发电厂的燃料用量, 例如: 指定燃煤发电厂全天用煤量, 指定燃油发电厂全天耗油量, 或指定系统联络线一天的交换电量。这时, 协调方程 (7-7) 式中的  $\gamma$  虽然具有不同的物理单位, 但都具有燃料价值的意义。



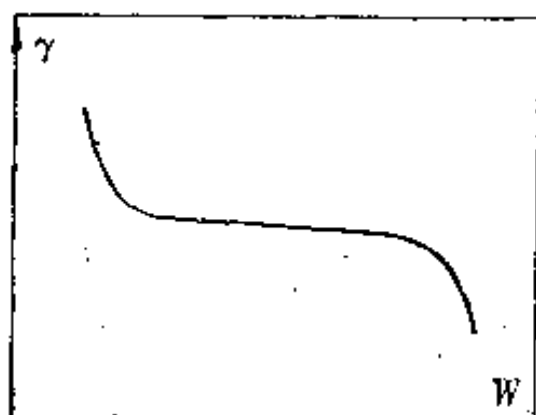


图 7.6 水煤转换系数  $\gamma$  与发电用水量  $W$  的关系

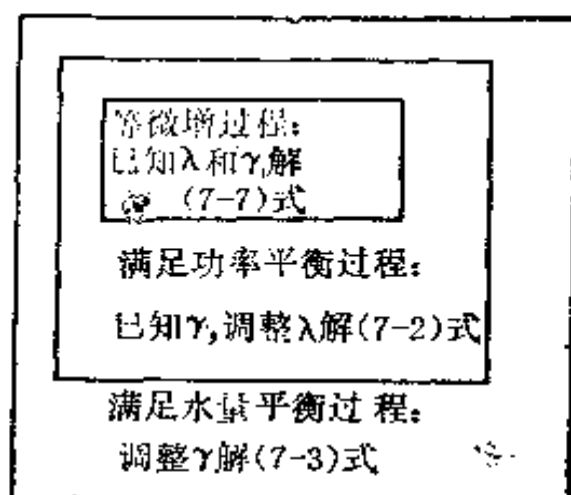


图 7.7 解水火电协调方程式的示意图

此外，在实用中  $\gamma$  往往做为一种“权”来使用，人工控制各发电厂在负荷经济分配中分配发电量的多少。例如在火电系统中，对每个电厂都乘以一个接近于 1 的  $\gamma$  系数， $\gamma$  大于 1 的发电厂将少分配负荷， $\gamma$  小于 1 的发电厂将多分配负荷。虽然这样破坏了等微增率准则，会引起总燃料消耗量的增加，却可以适应某些运行限制或燃料配置。在实际编制调度计划中，调度人员用  $\gamma$  增加某些发电厂的开机裕度，以保证某一地区的安全或提高该地区的电压水平；用  $\gamma$  调整发电厂出力，以消除某些线路过负荷；用  $\gamma$  调整某些发电厂燃料库存量，以避免发电厂因燃料运输不及时而停产；用  $\gamma$  压低燃油电厂的出力，以降低系统的燃油比重；……等等。 $\gamma$  是程序设计中提供给调度人员使用的权，使计算机能反映他们的意图，编制出实用的经济调度计划。

解水火电联合负荷经济分配协调方程式的过程示意于图 7.7。它分为三重迭代：

① P 迭代：在给定  $\lambda$  和  $\gamma$  的条件下，由 (7-7) 式解出

合乎等微增率原则的各水火电厂的功率 $P$ 。

②  $\lambda$  迭代：在给定 $\gamma$ 的条件下，迭代解出满足功率平衡条件（7-2）式的 $\lambda$ 。

③  $\gamma$  迭代：迭代解出满足水量平衡方程式（7-3）的 $\gamma$ 。

与解火电系统协调方程式相比，图7.7增加了一个外层 $\gamma$ 迭代，这是解非线性方程组的过程，采用牛顿法比较有效，但计算量增加很多。尤其在采用分段的电厂微增特性时，在具有水平段和垂直段的情况下，保证计算过程平稳收敛是一个非常困难的问题。

为了降低解水火电协调方程式的计算量，有人采用二次函数（甚至一次函数）表示发电厂耗量特性，忽略电网损失 $P_L$ ，或者将火电厂合并为一个等值火电厂（系统）等等，这样可以大大加快 $\gamma$ 的计算过程，但要损失计算精度而降低经济效益。

### 第三节 变水头水电厂的水火电 经济负荷分配

日调节水库的水位在一天中是变化的，库水位变化对水电厂经济调度产生两方面的影响：一是要尽可能防止弃水，二是争取高水头运行多发电。受水库调节能力的限制，变水头水电厂的调峰能力较弱。同样大小的库水位变化，引起低水头水电厂工作水头相对变化较大。而且低水头水电厂的工作水头不仅随上游水位变化，还与下游水位有关，而下游水位又与流量有关（图7.8）。考虑水库水位变化使经济调度的协调计算变得复杂，这相当于每天进行一次水库调度计算。

变水头水电厂经济调度的数学模型与前一节不变水头水

电厂相同，只需将(7-3)式全天水量平衡方程改为逐时段的水量平衡方程：

$$S_{j,t-1} - S_{j,t} + J_{j,t} - Q_{j,t} = 0 \quad (7-9)$$

$$(j=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, T)$$

式中  $S_{j,t}$ ——水库  $j$  时段  $t$  的存水量；  
 $J_{j,t}$ ——水库  $j$  时段  $t$  的天然来水量；  
 $Q_{j,t}$ ——水库  $j$  时段  $t$  的发电用水量。

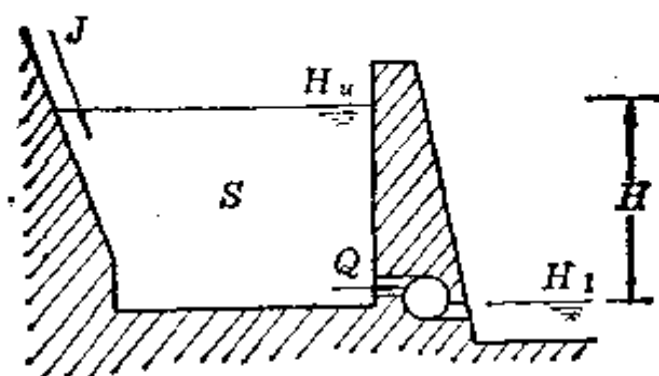


图 7.8 变水头水电厂

(7-9) 式的意义是明显的，它表示一个时段中水库进、出和蓄水的平衡关系。 $(S_{j,t-1} - S_{j,t})$  表示存水量的变化。 $S_{j,0}$  和  $S_{j,T}$  是已知的，通常它们是相等的。

如果对水量平衡方程(7-9)式引入拉格朗日乘子  $\gamma_{j,t}$ ，可以得到与不变水头(7-7)式相似的变水头水电厂的水火电经济负荷分配的协调方程式：

$$\frac{b_{i,t}}{1 - \frac{\partial P_{i,t}}{\partial P_{j,t}}} = \frac{\gamma_{j,t} \frac{\partial Q_{j,t}}{\partial P_{j,t}}}{1 - \frac{\partial P_{i,t}}{\partial P_{j,t}}} = \lambda_t \quad (7-10)$$

$$(i=1, 2, \dots, m; j=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, T)$$

变水头水电厂  $j$  时段  $t$  的出力  $P_{j,t}$  是水库存水量  $S_{j,t}$  (或工作水

头 $H_{f,t}$ )和发电流量 $Q_{f,t}$ 的函数。变水头水电厂的 $\gamma_{f,t}$ 在各时段也有所变化,其规律可描述为:

$$\gamma_{f,t} = \gamma_{f,0} e^{\int_0^t \frac{\partial Q}{\partial S} dt} \quad (7-11)$$

对于不变水头水电厂,发电流量 $Q$ 与水头 $H$ 无关, $\partial Q/\partial S$ 等于零,则:

$$\gamma_{f,t} = \gamma_{f,0} \quad (7-12)$$

这时(7-10)式也就化为(7-7)式了。

对于变水头水电厂,存水量 $S$ 增加,有效落差 $H$ 增加,发出同样出力的发电流量减少,所以 $\partial Q/\partial S$ 一般是负值。这

样 $\int_0^t \partial Q/\partial S dt$ 也应该是负值,并且随着时间的推移绝对值是

逐渐增大的。那么,(7-11)式表示的变水头水电厂的水煤转换系数 $\gamma_{f,t}$ 应该随时间的推移逐渐减小。

(7-11)式描述的变水头水电厂的 $\gamma$ 随时间变化的实质是提高水头效益。开始以较大的 $\gamma$ 运行,压低前期用水量,提高了水库的水位;后来以较小的 $\gamma$ 运行,增加后期用水量。这样变化的 $\gamma$ 比不变化的 $\gamma$ 能使水电厂在一天中保持较高的水位运行,可以充分利用一天中自然来水和水库的调节能力发出较多的电量。

显然,具有变水头水电厂的水火电联合经济负荷分配计算比不变水头水电厂的计算又复杂了一层,计算量大大增加。为了实用不得不进行简化,通常采用函数拟合出力 $P \sim$ 水位 $H$ (或存水量 $S$ ) $\sim$ 流量 $Q$ 的关系曲线和简化火电系统等方法。

变水头水电厂的约束条件非常多。例如:发电厂最大出

力和最小出力限制，水库最高水位和最低水位限制，下游航运和灌溉对水位或放流量的限制等等。由于不等式约束条件较多，直接求解协调方程式是很困难的，使用数学规划法比较有利。

#### 第四节 梯级水电厂的经济调度

如图7.9所示，一条河流上有几座水电厂，上游水电厂放水流到下游水库中，这种在水力上有串联关系的水电厂群称为梯级水电厂。梯级水电厂群的调度除了电力联系之外，又增加了水力联系，而且水流与电流不一样，在河道中流动需要一定的时间。梯级水电厂往往由一个调节能力强的水电厂下面串联几个调节能力弱的水电厂组成。

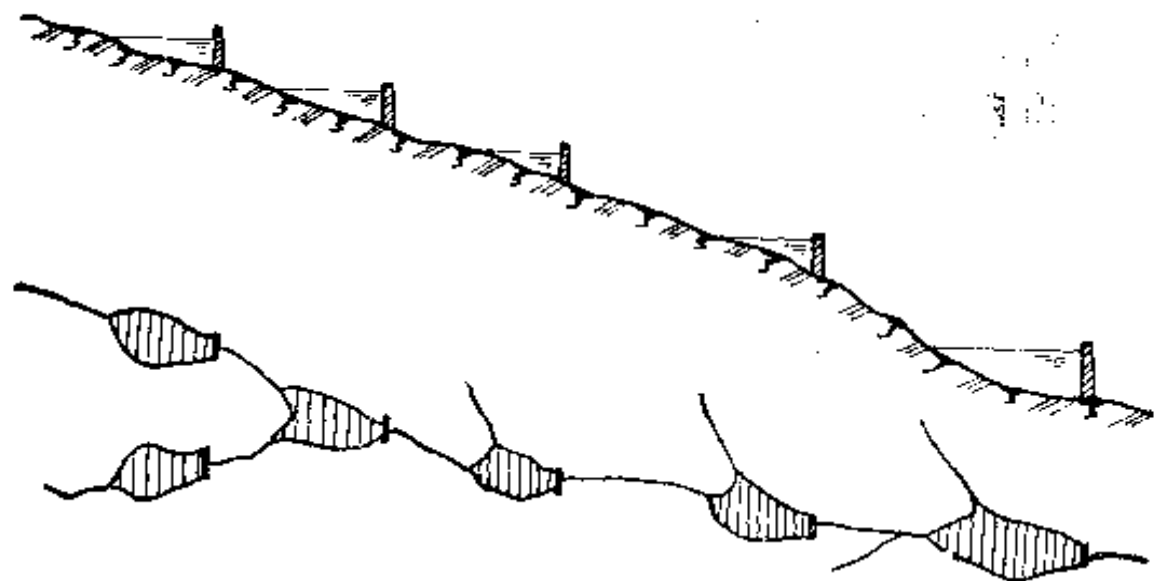


图 1.9 梯级水电厂

梯级水电厂的经济调度以前二节的不变水头水电厂和变水头水电厂的调度原理为基础，而在以下两方面加以延伸：

①要考虑各梯级水电厂之间的水力联系，即上游水电厂发电用水便是下游水库的来水，但要迟后一定的流达时间；

②由于下游水库调节能力弱，应该考虑弃水的可能性。考虑到这两点的各时段的水量平衡方程式变为：

$$\begin{aligned} S_{j,t-1} - S_{j,t} + J_{j,t} - Q_{j,t} + Q_{j-1,t-\tau} + Y_{j-1,t-\tau} - Y_{j,t} \\ = 0 \end{aligned} \quad (7-13)$$

$$(j=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, T)$$

式中  $Q_{j-1,t-\tau}$ ——上一级水电厂  $j-1$  在  $t-\tau$  时段发电用水，刚好成为本电厂  $j$  在时段  $t$  的来水，这里  $\tau$  表示水流由水电厂  $j-1$  到水电厂  $j$  所用的时间；

$Y_{j-1,t-\tau}$ ——上一级水电厂  $j-1$  在  $t-\tau$  时段的弃水量，刚好成为水电厂  $j$  在时段  $t$  的来水；

$Y_{j,t}$ ——本级水电厂  $j$  在时段  $t$  的弃水量。

考虑相邻两级水电厂之间的水力联系之后，协调方程式具有以下形式：

$$\frac{b_{i,t}}{1 - \frac{\partial P_{i,t}}{\partial P_{j,t}}} = \frac{(\gamma_{j,t} - \gamma_{j+1,t+\tau}) \frac{\partial Q_{j,t}}{\partial P_{j,t}}}{1 - \frac{\partial P_{j,t}}{\partial P_{j,t}}} = \lambda_t \quad (7-14)$$

$$(i=1, 2, \dots, m; j=1, 2, \dots, n; t=1, 2, \dots, T)$$

由 (7-14) 式和图 7.10 可以看出，上游水电厂  $j$  在时段  $t$  的发电用水  $Q_{j,t}$  不仅要考虑本电厂本时段的发电价值，还要考虑  $Q_{j,t}$  延迟  $\tau$  时段在下一级水电厂  $j+1$  的发电价值。

变水头的梯级水电厂的  $\gamma$  在一天中的变化，除了受到水头效益的影响之外，还受到下游水电厂发电效益的影响，所以不再是单调的了。此外，若考虑可能出现弃水的场合，反映提早用水发电的要求可能将  $\gamma$  降得非常低。

由于考虑了水力联系，包含梯级水电厂的水火电经济负荷分配比变水头水电厂的调度又复杂化了一步，直接解(7-14)这样的协调方程式几乎是不可能的。

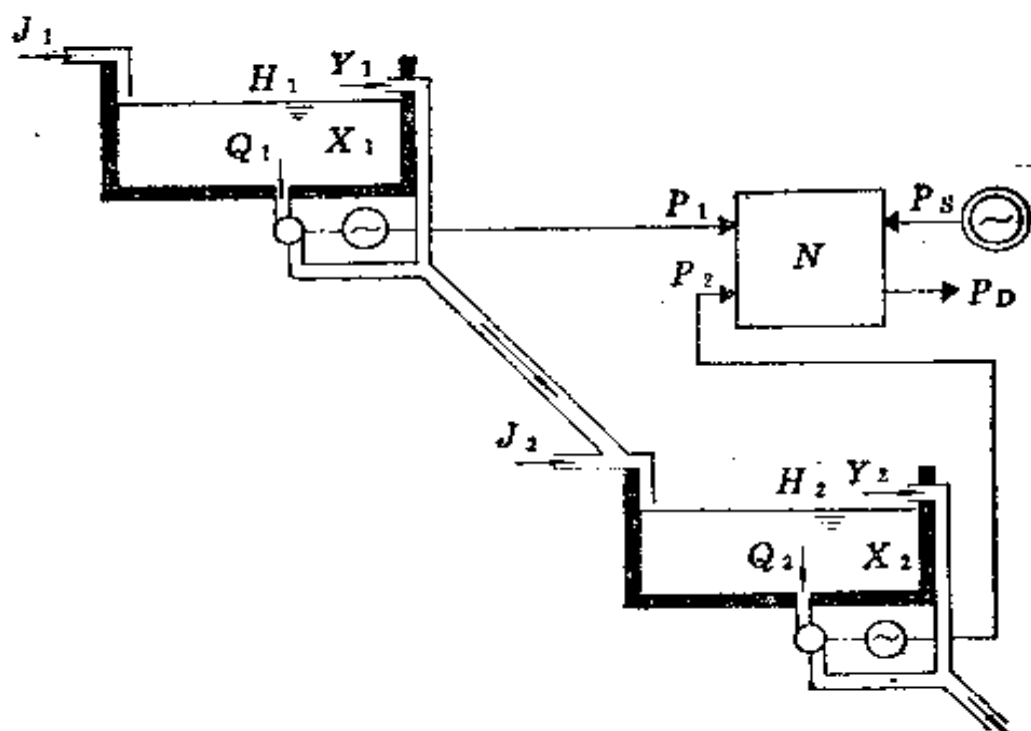


图 7.10 两级水电厂之间发电用水的联系

## 第五节 动态规划法

前两节概念性地介绍了变水头水电厂和梯级水电厂的经济调度问题，它们是求解具有多种约束条件的非线性联立方程组问题。由于多机组水电厂的耗水微增率不平滑和变水头水电厂及梯级水电厂约束条件增多，使协调方程式法解决多水电厂的水火电经济负荷分配计算困难。动态规划法是解决这一问题比较实用的算法。

现在用一个水电厂和一个火电厂的简单电力系统模型(图7.11)说明动态规划法进行水火电调度的基本过程。

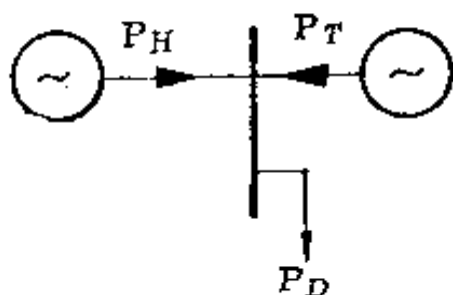


图 7.11 由一个水电厂 (H) 和一个火电厂 (T) 组成的简单系统

将水电厂各时段的存水量  $S$  做为状态量  $X$ 。

正序造表过程:

在水库容量限制的范围内 (即  $X_{\max}$  和  $X_{\min}$  之间) 按一定的步长逐时段划分状态 (如图 7.12 中每时段划分为四种状态), 初始时刻和终

了时刻的状态  $X_0$  和  $X_T$  是已知的。

根据水量平衡方程可以计算各时段中的发电用水量:

$$Q_t = X_t - X_{t-1} + J_t \quad (7-15)$$

由  $X_t$  和  $X_{t-1}$  通过水位 (H) ~ 库容 (S) 曲线 (图 7.1) 转化为平均水头  $H_t$ , 而由  $Q_t$  和  $H_t$  通过水电厂发电特性曲线, 可以转化为水电厂功率  $P_{H,t}$ :

$$P_{H,t} = F_H(X_t, X_{t-1}, Q_t) \quad (7-16)$$

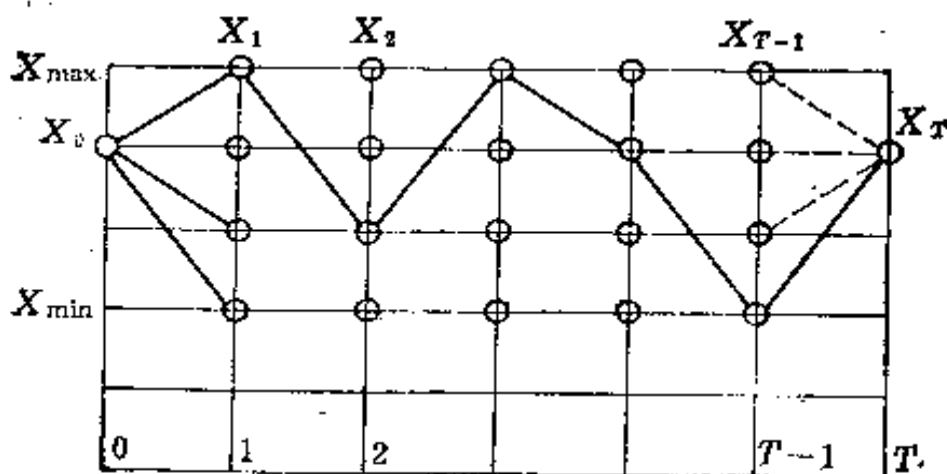


图 7.12 水电厂状态的划分

继而根据系统功率平衡可以计算出火电厂功率  $P_{T,t}$ :

$$P_{T,t} = P_{D,t} - P_{H,t} \quad (7-17)$$



通过火电厂耗煤特性曲线可以计算出对应的耗煤量 $B_t$ ;

$$B_t = F_T(P_{T,t}) \quad (7-18)$$

对于相邻两时段的状态 $X_t$ 和 $X_{t-1}$ , 可以用(7-15)~(7-18)式计算出对应的耗煤量 $B_t$ , 简单表示为:

$$B_t = F(X_t, X_{t-1}) \quad (7-19)$$

正序造表由 $X_0$ 出发。

$t=1$ 时段: 对应的状态有 $X_{1,1}$ 、 $X_{1,2}$ 、 $X_{1,3}$ 、 $X_{1,4}$ , 其路径只能由 $X_0$ 来。将其代入(7-19)式, 即可以得到耗煤量 $B_{1,1}$ 、 $B_{1,2}$ 、 $B_{1,3}$ 、 $B_{1,4}$ , 它们也是累计耗煤量 $F_{1,1}$ 、 $F_{1,2}$ 、 $F_{1,3}$ 、 $F_{1,4}$ 。记下状态、路径和累计耗煤量:  $(X_{1,1}, X_0, F_{1,1})$ ,  $(X_{1,2}, X_0, F_{1,2})$ ,  $(X_{1,3}, X_0, F_{1,3})$ ,  $(X_{1,4}, X_0, F_{1,4})$ 。

$t=2$ 时段: 对应的状态有 $X_{2,1}$ 、 $X_{2,2}$ 、 $X_{2,3}$ 、 $X_{2,4}$ , 这里出现了路径选择问题。路径的选择范围应限制在水电厂流量允许值之内, 即在 $X_t$ 和 $X_{t-1}$ 之间由(7-15)式计算出的流量 $Q_t$ 应在 $Q_{\max}$ 和 $Q_{\min}$ 之间。路径选择的 原则是到达某一状态的累计耗煤量最少:

$$P_{t,k} = \min_i [B_{t,i}^{(k)} + F_{t-1,i}] \quad (7-20)$$

例如到达状态 $X_{2,1}$ 的路径有 $X_{1,1} \rightarrow X_{2,1}$ ,  $X_{1,2} \rightarrow X_{2,1}$ ,  $X_{1,3} \rightarrow X_{2,1}$ ,  $X_{1,4} \rightarrow X_{2,1}$ ; 按(7-15)式可以计算出对应的流量 $Q_{2,1}^{(1)}$ 、 $Q_{2,1}^{(2)}$ 、 $Q_{2,1}^{(3)}$ 、 $Q_{2,1}^{(4)}$ ; 按(7-19)式计算出对应的耗煤量 $B_{2,1}^{(1)}$ 、 $B_{2,1}^{(2)}$ 、 $B_{2,1}^{(3)}$ 、 $B_{2,1}^{(4)}$ ; 在 $[B_{2,1}^{(1)} + F_{1,1}]$ 、 $[B_{2,1}^{(2)} + F_{1,2}]$ 、 $[B_{2,1}^{(3)} + F_{1,3}]$ 、 $[B_{2,1}^{(4)} + F_{1,4}]$ 中选择累计耗煤量最小者为 $X_{2,1}$ 的累计耗量 $F_{2,1}$ , 对应的路径 $X_{1,i}$ 为最优路径。

对 $t=2$ 中其它状态重复同样的运算, 可以造出表:  
 $(X_{2,1}, X_{1,1}, F_{2,1})$ ,  $(X_{2,2}, X_{1,1}, F_{2,2})$ ,  $(X_{2,3},$

$(X_{1;1}, F_{2;2}), (X_{2;2}, X_{1;1}, F_{2;2})$ .

对  $t=3, \dots, T-1$  重复  $t=2$  的操作, 至  $t=T$  只有一种状态  $(X_T, X_{T-1;1}, F_T)$ , 完成正序造表过程。

逆序查表过程:

在正序造出的状态、路径和累计耗量表, 按逆序依次找出最优路径  $X_T, X_{T-1;1}, \dots, X_{1;1}, X_0$ , 便是最优调度方案。

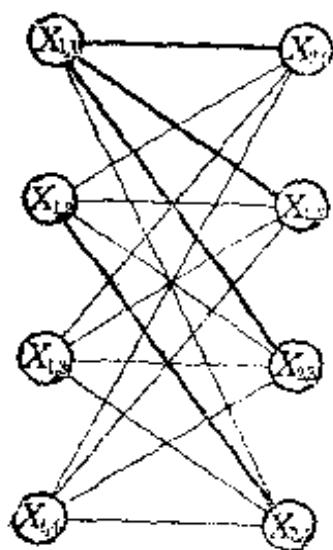


图 7.13 对某一状态的路径选择

由以上过程可以看出, 动态规划将总体最优化问题化为一个多步优化序列来处理, 为强调这种算法分步决策的特点才称为动态规划。从这里还可以看出, 动态规划的原理和程序都不复杂。但若增加水电厂数, 或增加时段数, 或缩小划分状态的步长, 均可能引起状态量和计算量的急剧增加, 很快就会达到无法实现的地步。

为了克服随水电厂数急剧增加计算量和存贮量的困难, 动态规划

算法有以下三种逐次逼近的形式:

(1) 变步长动态规划 先用较大步长划分状态, 用动态规划算出一个粗略的解; 在此解的某一范围内, 再以较小步长划分状态, 用动态规划算出较精确的解; 按这样的方式继续缩小步长, 一直达到足够精度的解。

(2) 微增动态规划 设定某一初始解, 在其邻近有限个状态量的某一带状区域内, 进行一步动态规划搜索; 再以新的解为中心, 继续在其邻近有限个状态量的带状区域内,

进行一步动态规划搜索；这样可以逐步达到最优解。

(3) 松弛动态规划 将多水电厂分开，在其它水电厂不变的情况下，用动态规划法优化一个水电厂的调度计划；然后将此水电厂固定，优化下一个水电厂的调度计划；这样按水电厂序号循环优化各水电厂的调度计划，直至达到最优解。

实用中针对问题的特点，可以选取其中一种方法，也可以选取几种方法，在合理的计算代价下获得最大的经济效益。

## 第六节 网络优化法

网络优化是八十年代才开始应用到水电厂群经济调度的新算法，也称为网流法。它在计算速度和适应水电系统复杂运行条件方面表现出了极为优越的性能。目前使用网络优化算法的程序能够用微型计算机编制多达11级的梯级水电厂的调度计划（例如在IBM PC/XT机上用7.5min）。在解决四川龙溪河梯级中第二级水库调节能力过小和华北永定河梯级第四级水库全天按恒定流量放水等较困难的约束条件方面远远优于其它算法。

下面我们以一火电厂、一水电厂和三个时段负荷的简单例题说明网络优化算法应用于经济调度的基本原理（图7.14）。假设水电厂的水头不变，可以建立其调度模型网络如图7.15。

图7.15的模型网络图是由结点和连接它们的带方向的弧构成的，结点是按时段划分的（多水电厂时还要区分不同的电厂），而S称为发点，R称为收点。

图7.15中的弧有两类，一类表示发电用水量 $Q_t$ ，一类表示水库存水量 $X_t$ ，它们分别称为发电弧和存水量弧。通过弧上的 $Q_t$ 和 $X_t$ 称为“流”，它们在网流动要付出“费用”。

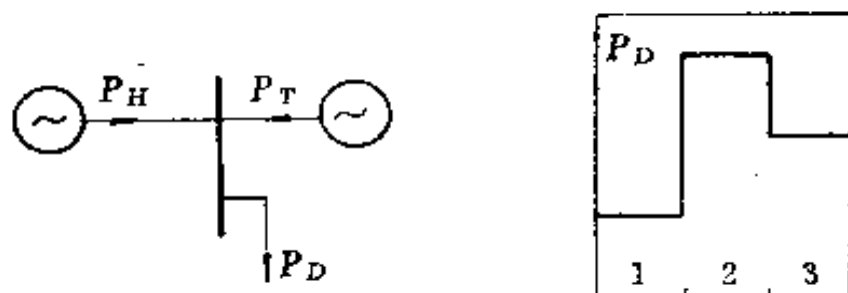


图 7.14 一火电厂一水电厂三时段负荷的简单例题

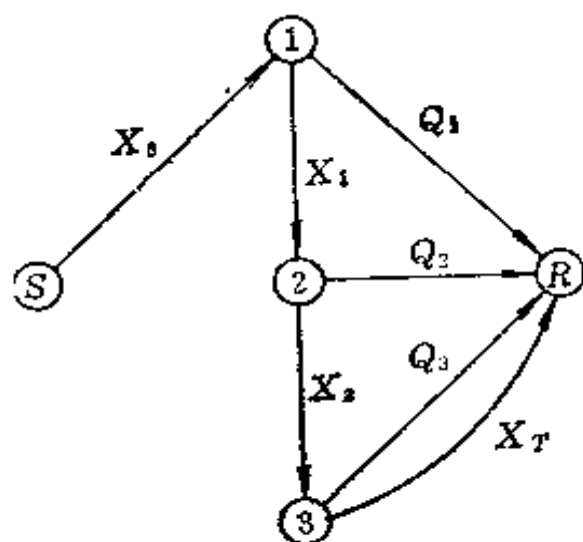


图 7.15 不变水头水电厂调度模型网络

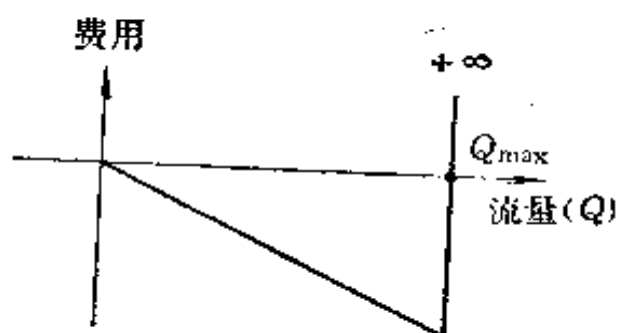


图 7.16 发电弧的费用曲线

规定发电弧的单位费用为：

$$V_{Q,t} = -C\lambda_t \quad (Q_t \leq Q_{\max}) \quad (7-21)$$

$$V_{Q,t} \rightarrow +\infty \quad (Q_t > Q_{\max}) \quad (7-22)$$

式中  $V_{Q,t}$ ——时段  $t$  的单位发电费用；

$C$ ——发电耗水率（为简单这里认为是常数）；

$\lambda_t$ ——时段  $t$  的火电厂耗煤（费用）微增率；

$Q_{\max}$ ——弧的容量，这里是水电厂最大发电流量。

（7-21）式中负号表示发水电使系统发电耗煤（费用）量下降；（7-22）式表示以增加费用的方式限制流  $Q_t$  不超过弧的容量  $Q_{\max}$ （见图7.16）。

规定存水量弧的单位费用为：

$$V_{x,t} = 0 \quad (t = 1, 2) \quad (7-23)$$

这里假设水电厂水头不变，所以存水量多少不影响发电费用。

$X_0$  和  $X_T$  是规定的水库存水量的初值和终值，称为指定流弧，其单位费用规定为：

$$V_{x,t} = 0 \quad (X_t = X_{t,0}; \quad t = 0, T) \quad (7-24)$$

$$V_{x,t} \rightarrow -\infty \quad (X_t < X_{t,0}; \quad t = 0, T) \quad (7-25)$$

$$V_{x,t} \rightarrow +\infty \quad (X_t > X_{t,0}; \quad t = 0, T) \quad (7-26)$$

（7-25）式表示，若  $X_t$  小于其指定值  $X_{t,0}$ ，为了降低发电费用应该增大  $X_t$ ；（7-26）式表示，若  $X_t$  大于其指定值  $X_{t,0}$ ，为了降低发电费用应该减小  $X_t$ 。

图7.15中各中间结点上流进和流出的流，满足基尔霍夫第一定律。例如：在结点2上， $X_1 = X_2 + Q_2$  是平衡的。在发点和收点上： $X_0 - X_T = Q_1 + Q_2 + Q_3$ ，这就是规定的水电厂全天用水量  $W$ ，与（7-3）式一致。

下面说明一下网流优化法的基本步骤。按上面方式规定了流通过弧的单位费用后，水电厂优化调度就等价于调整网上的流  $Q_1$ 、 $Q_2$ 、 $Q_3$ ，使它们通过网络时总费用最低。

我们可以将全天用水量  $W$  分为许多小部分  $\Delta Q$ ，将  $W$  的优化分配过程化为一系列  $\Delta Q$  的逐次优化分配过程。这样将总的非线性优化过程化为一系列线性优化过程。以下说明其

中的一步：

①将弧上的流乘以单位费用可以计算各弧上的费用，若将此费用视为弧长，就构成了由S点到R点的不同长度（费用）的道路网络；

②在网络上寻找由S点到R点的最短路径，不妨假设 $X_0$ 、 $X_1$ 、 $Q_2$ 是最短路径，也就是说沿这条路径增加流，系统发电费用下降最多；

③在保证各弧不超过容量限制的条件下，在最短路径上增加流 $\Delta Q$ （受限制时增至容量允许值为止）。

以上优化过程在网络理论中称为最小费用最大流问题，有成熟的快速而可靠的算法。

我们可以将 $\Delta Q$ 的优化分配过程想像为：调度人员刚编制完某一水火电经济调度计划，又得到通知增加发电用水量 $\Delta Q$ 。他可以比较现在各时段的 $\lambda_t$ ，把 $\Delta Q$ 分配给 $\lambda_t$ 最大的时段，这将使系统发电费用（耗煤）下降的最多。我们不难进一步想像：他可以用这种方式从头编制一个水火电经济调度计划，即每分配一次水量 $\Delta Q$ 后，重新计算 $\lambda_t$ ，再以此为依据分配下一次 $\Delta Q$ ，直至将 $W$ 分配完毕。

为了提高整个网络优化法计算水火电调度的速度，开始可以取较大的 $\Delta Q$ ，逐渐可以取较小的 $\Delta Q$ ，而且还可以取 $-\Delta Q$ 。负 $\Delta Q$ 的意义是在现有的水量分配状态下收回一部分水 $\Delta Q$ ，其原则是使总发电费用上升得最少。变步长的分水和收水过程，可以加快计算，提高优化精度。有效地利用初值，可以大大加快在线校正和逐日编制调度计划的过程。

有趣的是这一分水和收水过程可以直接用于抽水蓄能水电厂的优化调度，其过程是按 $\lambda_t$ 最大的原则分配水，按 $\lambda_t$ 最小的原则收回水。这一分一收的过程可以提高 $\Delta Q$ 的发电价

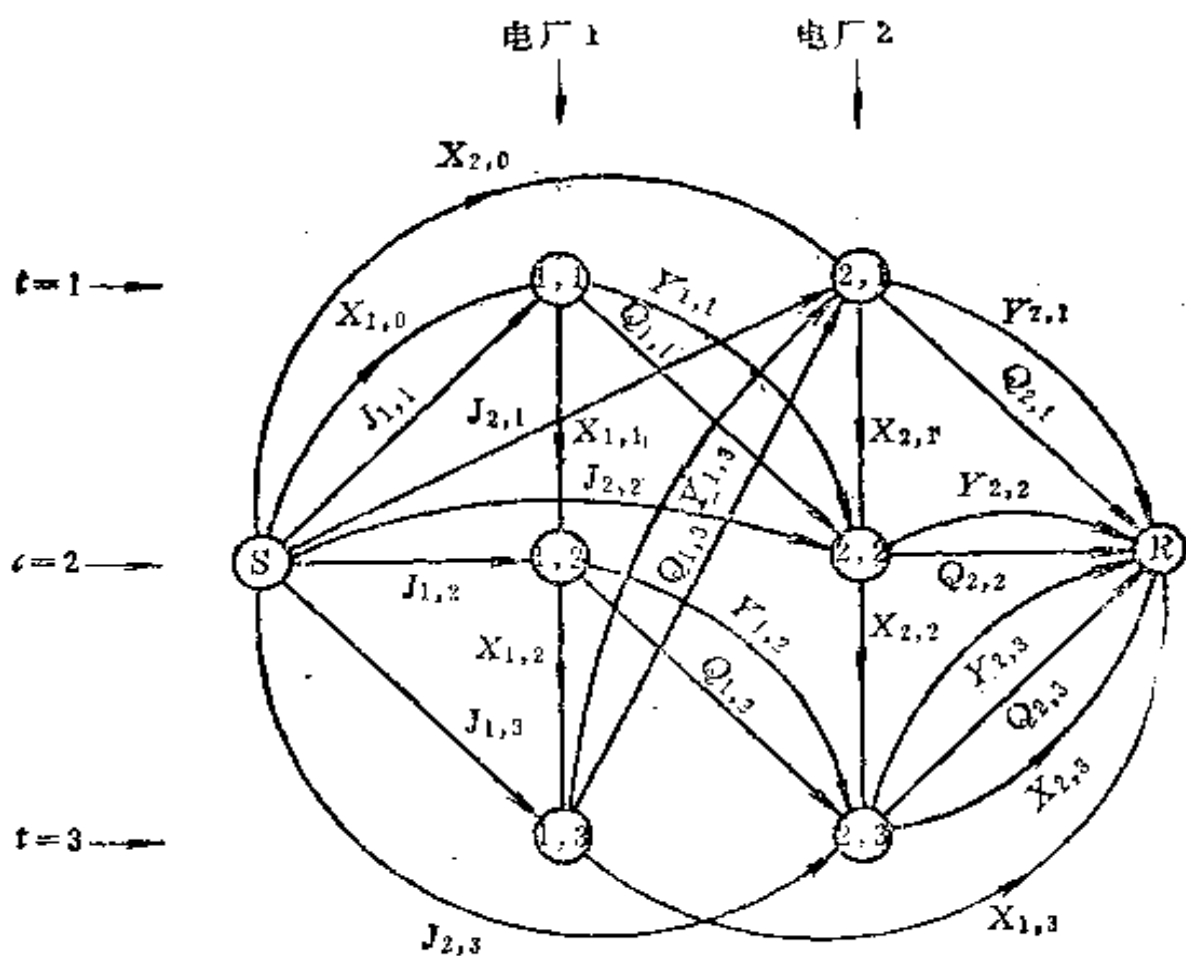


图 7.17 两水电厂三时段梯级调度网络

值，直到不能再提高时，就达到了最优分配计划。

用网络优化法解决水火电经济调度过程可以看成水火协调方程式的另一种解法。原来解协调方程式（本章第二节）的过程是先优化后处理约束；而网络优化法中通过网络的流先满足了约束条件，而后在这样的流中间取优者。这种不同使网络优化算法更适合解决具有复杂约束的梯级调度问题。根据梯级水电厂调度模型（本章第四节）可以很方便列出两个梯级水电厂三个时段的网络（图7.17）。图中  $J_{i,t}$  是水电厂  $i$  在  $t$  时段的自然来水，是指定流弧； $Y_{i,t}$  是水电厂

$i$  在时段  $t$  的弃水, 规定其费用在  $Y_{i,t} > 0$  时,  $V_{Y,t} \rightarrow +\infty$ ; 在存水量弧  $X_{i,t}$  上增加了库容  $X_{max,i}$  和  $X_{min,i}$  限制; 这里假设流达时间为 1 个时段。由图 7.17 中可以看出每个结点上进出的流都满足流量平衡方程 (7-13) 式, 例如在结点 (2,2) 上有:  $X_{2,1} - X_{2,2} + J_{2,2} - Q_{2,2} + Q_{1,1} - Y_{2,2} + Y_{1,1} = 0$ 。

在形成发电弧的单位费用 (7-21) 式中耗水率  $C$  不取常数, 使之随当时的存水量  $X_t$  (或化为水位  $H_t$ ) 和流量  $Q_t$  变化时, 就可以考虑发电的水头效益和效率效益, 当然要增加一些计算量。

本章介绍了水火电经济调度的基本概念和算法。

水电厂在电力系统经济调度中有四种效益应予以考虑: 少弃水、调峰、高水头和高效率。水电厂的运行约束, 对不变水头水电厂有流量限制和用水量限制; 对变水头水电厂增加了上、下游水位限制; 对梯级水电厂进一步增加水力联系的限制。水火电经济调度就是在满足众多约束条件下协调四种效益, 给系统带来最大经济利益。

水火电协调方程式是最早投入实用的经典算法, 但它对多水电厂、变水头水电厂和梯级水电厂的调度无能为力; 五十年代末期开始研究的动态规划算法在解决多水电厂和变水头水电厂的经济调度方面前进了一大步; 八十年代初期引入的网络优化算法在计算速度和适应复杂运行条件方面表现了极为优越的性能, 是比较理想的算法。



## 第八章 联合电力系统经济调度

近年来我国联合电力系统有了迅速发展，邻近的电力系统不断组成联合电力系统，而小的联合电力系统又有不断扩大成为超级联合电力系统的趋势。例如，近几年许多相邻的省电网已联合成大区电网，将来邻近的大区电网可能进一步联合成跨大区的国家级电网。

电力系统的联合给安全和经济运行带来了很大的利益。对每个区域电网来说，增加了电源，相互备用可以提高安全运行水平；在各区域电网之间充分利用动力资源，降低总备用量，提高单机容量等，可以降低投资和提高经济运行效益。

联合电力系统经济调度是一个比较复杂的问题，除了规模比单区域电力系统扩大之外，还与各区域联合调度管理方式有关。一种联合调度管理方式是把联合电力系统做为统一电力系统来调度，可以应用前面各章介绍的单区域电力系统的调度方法，联络线潮流和区域间交换功率均由统一调度来决定。这种调度方式应该能得到总体最大经济效益，但计算代价较高，区域间信息交换量较大。另外一种联合电力系统的经济调度方式是分区域计算，总体协调，也可以得到总体的最大经济效益。本章主要介绍后一种联合电力系统经济调度计算中的各种问题。

### 第一节 联合电力系统的网损计算

因为要分区进行经济调度计算，所以要求以区内电厂功

率和区间交换功率为自变量分区域或总体表示网损。

假设区域A和B之间有两条联络线，如图8.1所示。图中 $P_{1a}$ 表示联络线在结点1处流入区域A的功率， $P_{1b}$ 表示联络线在结点1处流入区域B的功率。同样， $P_{2a}$ 和 $P_{2b}$ 表示另一条联络线在结点2处流入区域A和区域B的功率。显然：

$$\begin{aligned} P_{1a} &= -P_{1b} \\ P_{2a} &= -P_{2b} \end{aligned} \quad (8-1)$$

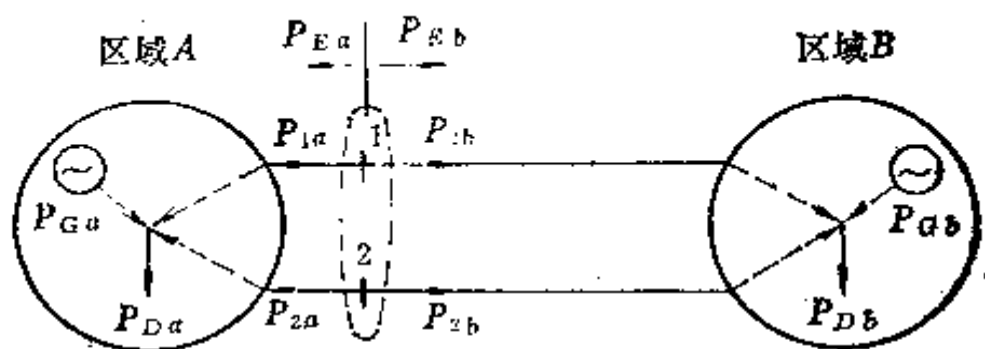


图 8.1 联合电力系统

流入区域A的交换功率是：

$$P_{Ta} = P_{1a} + P_{2a} \quad (8-2)$$

流入区域B的交换功率是：

$$P_{Tb} = P_{1b} + P_{2b} \quad (8-3)$$

显然：

$$P_{Ta} = -P_{Tb} \quad (8-4)$$

一般来说，已知交换功率还难以断定每一条联络线功率。如果定义两条联络线间循环功率 $P_{Ca}$ 等于联络线在结点1的功率：

$$P_{Ca} = P_{1a} \quad (8-5)$$

$$P_{Cb} = P_{1b} \quad (8-6)$$

则：

$$P_{Ca} = -P_{Cb} \quad (8-7)$$

这样就可以用交换功率和循环功率表示联络线功率(图8.2)。

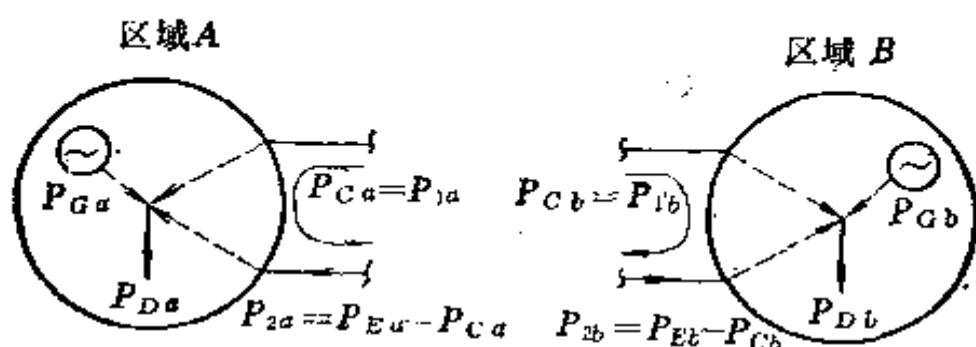


图 8.2 用交换功率和循环功率表示联络线功率

如果已知各联络线功率，把它们看成电源，可以用第三章介绍过的方法用各区域的B系数表示该区域的网损(图8.3)。区域s的网损公式为：

$$P_{L,s} = [P_{Gs} \quad P_1 \quad P_2] \begin{bmatrix} B_{G0} & B_{G1} & B_{G2} \\ B_{G1} & B_{11} & B_{12} \\ B_{G2} & B_{12} & B_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{Gs} \\ P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} \quad (s=1, 2) \quad (8-8)$$

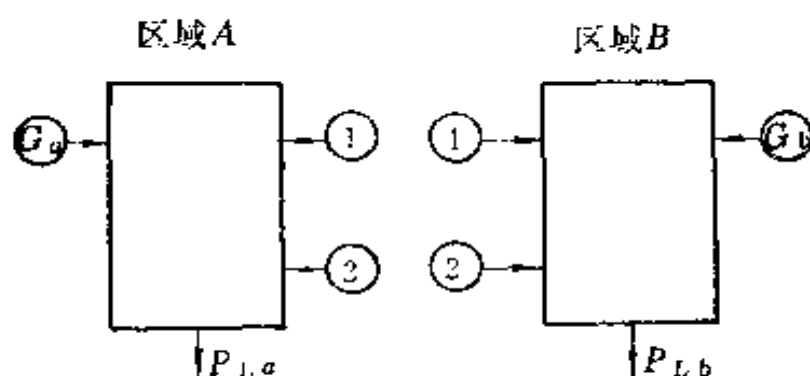


图 8.3 用联络线功率和区域内发电厂功率表示该区域网损

第一步用交换功率 $P_E$ 和循环功率 $P_C$ 代替联络线功率 $P_1$

和 $P_s$ 表示区域 $s$ 网损（图8.4），

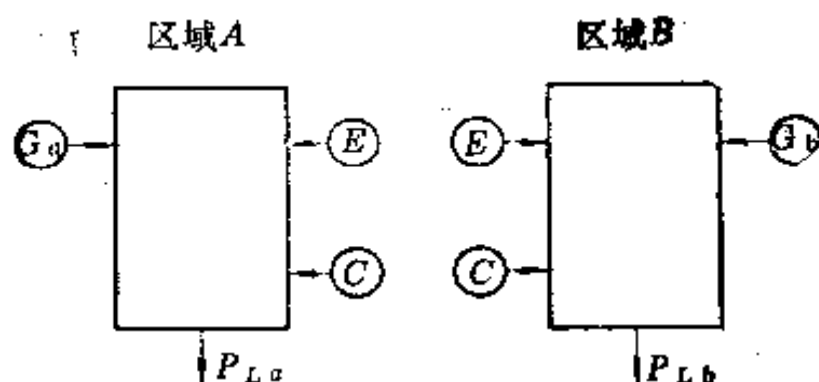


图 8.4 用交换功率和循环功率代替联络线功率表示区域网损

$$P_{Ls} = [P_{Ga} \quad P_B \quad P_C] \begin{bmatrix} B_{GG} & B_{GB} & B_{GC} \\ B_{GB} & B_{BB} & B_{BC} \\ B_{GC} & B_{BC} & B_{CC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{Ga} \\ P_B \\ P_C \end{bmatrix} \quad (s=1, 2) \quad (8-9)$$

第二步将区域联合，用各区域发电功率（ $P_{Ga}$ 和 $P_{Gb}$ ）、交换功率 $P_E$ 和循环功率 $P_C$ 表示总网损（见图8.5）。然后消去循环功率（图8.6），得到用发电功率和交换功率表示的联合电力系统的网损：

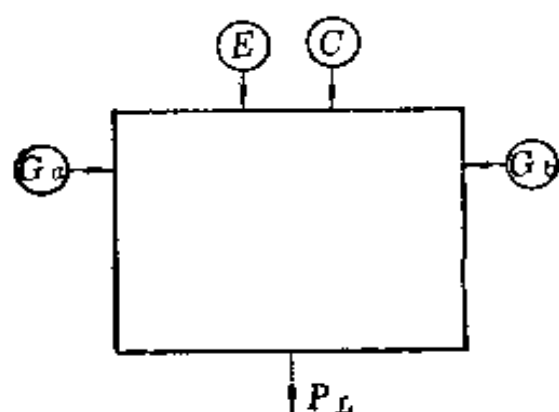


图 8.5 合并交换功率和循环功率表示联合电力系统网损

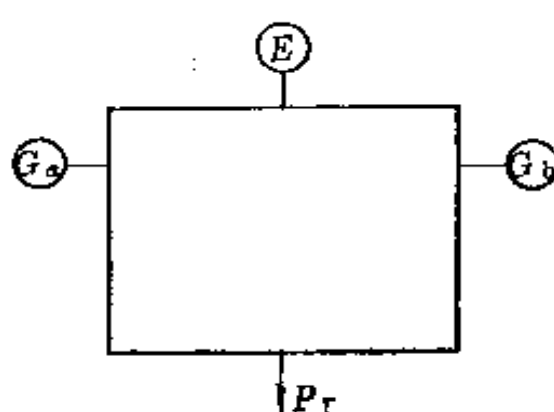


图 8.6 用发电厂功率和交换功率表示联合电力系统网损

$$P_L = [P_{Ga} \quad P_{Gb} \quad P_E] \begin{bmatrix} B_{aa} & B_{ab} & B_{aE} \\ B_{ab} & B_{bb} & B_{bE} \\ B_{aE} & B_{bE} & B_{EE} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{Ga} \\ P_{Gb} \\ P_E \end{bmatrix} \quad (8-10)$$

按照使网损最小的原则，可以确定循环功率[由(8-9)式]：

$$P_{Ga} = -\frac{1}{B_{aa}}(B_{aE}P_E + B_{aG}P_{Ga}) \quad (8-11)$$

这样，我们可以在下列情况下计算网损及其微增率：已知各电厂功率和交换功率用(8-10)式；已知各电厂功率、交换功率和循环功率[用(8-11)式计算]用(8-9)式；已知各电厂功率、各联络线功率用(8-8)式。

## 第二节 两区域间有一条联络线的协调方程式

假设区域A和B之间有一条联络线，如图8.7所示。

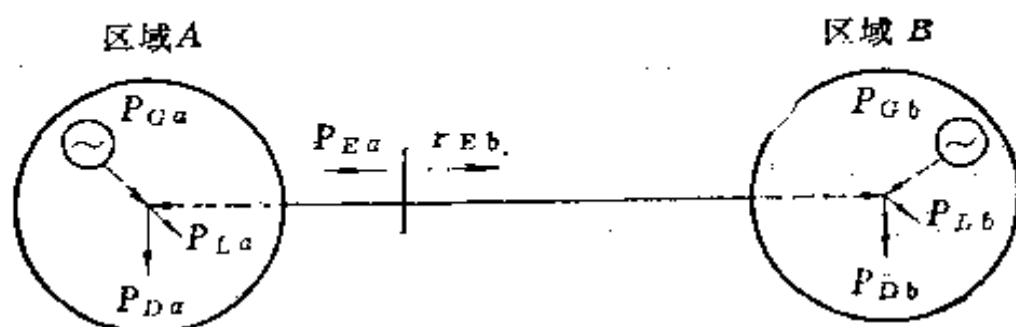


图 8.7 两区域间有一条联络线的联合电力系统

两区域内部功率平衡方程式为：

$$\varphi_a = P_{Ga} + P_{Ea} - P_{Da} - P_{La} = 0 \quad (8-12)$$

$$\varphi_b = P_{Gb} + P_{Eb} - P_{Db} - P_{Lb} = 0 \quad (8-13)$$

式中  $P_{Ga}$  和  $P_{Gb}$  ——分别表示区域 A 和 B 的有功发电功率;

$P_{Ea}$  和  $P_{Eb}$  ——分别表示流向区域 A 和 B 的联络线功率;

$P_{Da}$  和  $P_{Db}$  ——分别表示区域 A 和 B 的负荷;

$P_{La}$  和  $P_{Lb}$  ——分别表示区域 A 和 B 的网损。

在 (8-12) 式和 (8-13) 式的条件下, 求区域 A 和 B 组成的联合电力系统耗用的总燃料 (费用) 量为最小:

$$B = B_a + B_b \rightarrow \min \quad (8-14)$$

对 (8-12) 式引入拉格朗日乘子  $\lambda_a$ , 对 (8-13) 式引入拉格朗日乘子  $\lambda_b$ , 构造出辅助函数:

$$\Phi = B + \lambda_a \varphi_a + \lambda_b \varphi_b \quad (8-15)$$

将此式对  $P_{Ga}$ 、 $P_{Gb}$ 、 $P_{Ea}$ 、 $\lambda_a$  和  $\lambda_b$  分别求偏导数, 并令其为零, 便可以得到联合电力系统的协调方程式:

$$\frac{dB_a}{dP_{Ga}} + \lambda_a \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ga}} = \lambda_a \quad (8-16)$$

$$\frac{dB_b}{dP_{Gb}} + \lambda_b \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Gb}} = \lambda_b \quad (8-17)$$

$$\lambda_a \left( 1 - \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ea}} \right) = \lambda_b \left( 1 + \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Ea}} \right) \quad (8-18)$$

此外还有两个方程式与 (8-12) 和 (8-13) 式一致。(8-16) ~ (8-18) 式加上 (8-12) 和 (8-13) 式共五组方程, 可以解出五组未知数  $P_{Ga}$ 、 $P_{Gb}$ 、 $P_{Ea}$ 、 $\lambda_a$  和  $\lambda_b$ 。这里面 (8-16) 和 (8-17) 式分别是区域 A 和区域 B 内部的协调方程式。而 (8-18) 式中  $\partial P_{La} / \partial P_{Ea}$  和  $\partial P_{Lb} / \partial P_{Ea}$  可以看成是交换功率  $P_{Ea}$  在两区域中引起的损失微增率, 可以改写为:

$$\lambda_a \left( 1 - \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ea}} \right) = \lambda_b \left( 1 - \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Eb}} \right) \quad (8-19)$$

由此可以看出, (8-19)式体现了两区域间经济交换功率的条件是在两区域间的联结点上两个区域的等值耗煤(费用)微增率相等。

### 第三节 两区域间有两条联络线的协调方程式

在一条联络线时, 联络线功率就是交换功率, 两条联络线就不一样了。图8.8中交换功率是两条联络线功率之和:

$$\begin{aligned} P_{Ba} &= P_{1a} + P_{2a} \\ &= -P_{1b} - P_{2b} \end{aligned} \quad (8-20)$$

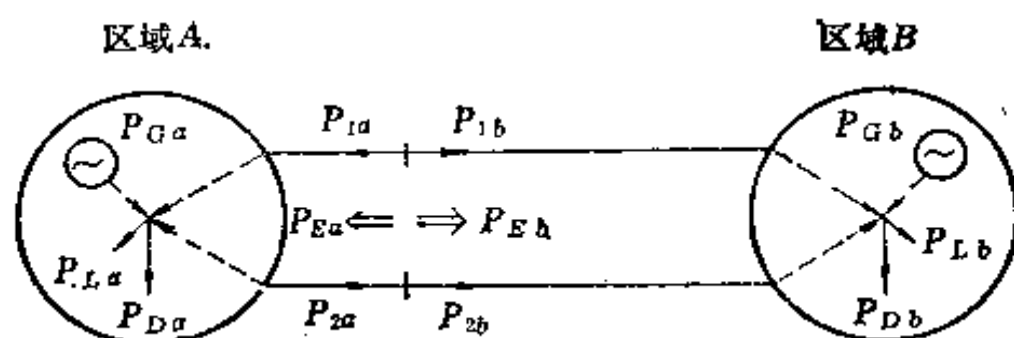


图 8.8 两区域间有两条联络线的联合电力系统

在第一节已经介绍过可以用(8-14)式由交换功率 $P_{Ba}$ 计算循环功率 $P_{Ca}$ , 从而可以计算出每条联络线的功率( $P_{1a}$ 和 $P_{2a}$ ), 这时(8-16)~(8-18)式变为:

$$\begin{aligned} \frac{dB_a}{dP_{Ca}} + \lambda_a \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ca}} + \lambda_a \beta_{aC} \left( \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{1a}} - \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{2a}} \right) \\ + \lambda_b \beta_{aC} \left( -\frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{1b}} + \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{2b}} \right) = \lambda_a \quad (8-21) \\ \frac{dB_b}{dP_{Cb}} + \lambda_b \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Cb}} + \lambda_b \beta_{bC} \left( -\frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{1b}} + \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{2b}} \right) \end{aligned}$$

$$+ \lambda_a \beta_{bo} \left( -\frac{\partial P_{La}}{\partial P_{1a}} - \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{2a}} \right) = \lambda_b \quad (8-22)$$

$$\lambda_a \left[ 1 - \beta_{Ea} \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{1a}} - (1 - \beta_{Ea}) \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{2a}} \right] \\ = \lambda_b \left[ 1 - \beta_{Eb} \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{1b}} - (1 - \beta_{Eb}) \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{2b}} \right] \quad (8-23)$$

式中:

$$\beta_{ao} = -\frac{\partial P_{1a}}{\partial P_{oa}} \quad (8-24)$$

$$\beta_{bo} = -\frac{\partial P_{1a}}{\partial P_{ob}} \quad (8-25)$$

$$\beta_{Ea} = \frac{\partial P_{1a}}{\partial P_{Ea}} \quad (8-26)$$

这样由(8-12)、(8-13)、(8-20)~(8-23)式共六组方程可以解出 $P_{oa}$ 、 $P_{ob}$ 、 $P_{1a}$ 、 $P_{2a}$ 、 $\lambda_a$ 和 $\lambda_b$ 六组未知量。

(8-21)和(8-22)式分别是区域A和B的内部协调方程式， $dB_a/dP_{oa}$ 表示区域A耗煤(费用)微增率， $\partial P_{La}/\partial P_{oa}$ 表示区域A内的网损微增率。

由(8-24)式 $\beta_{ao} = \partial P_{1a}/\partial P_{oa}$ 可知，它表示区域A单位发电功率变化引起联络线潮流的变化(图8.9)。因此，

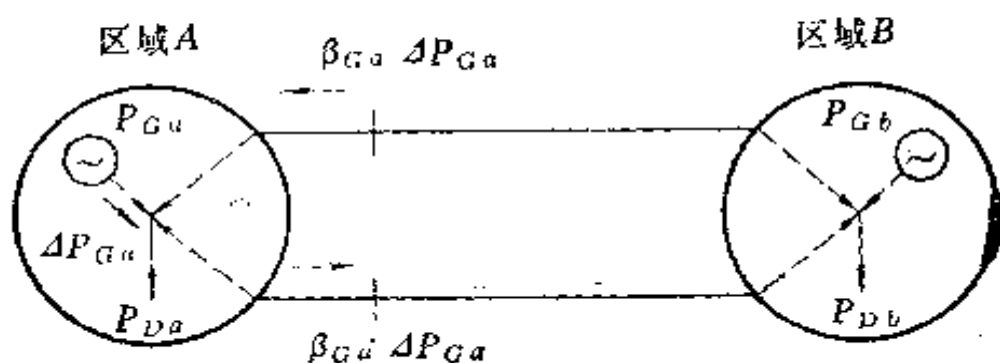


图 8.9 区域A增加发电功率 $\Delta P_{Ga}$ 时联络线环流的变化



(8-21) 式中左边第三项中  $(\partial P_{La}/\partial P_{1a} - \partial P_{La}/\partial P_{2a})$  表示此环流变化引起的区域A网损  $P_{La}$  的变化; 又  $P_{1a} = -P_{1b}$ ,  $P_{2a} = -P_{2b}$  (图8.8), 所以  $(-\partial P_{La}/\partial P_{1b} + \partial P_{La}/\partial P_{2b}) = (\partial P_{Lb}/\partial P_{1a} - \partial P_{Lb}/\partial P_{2a})$ , 表示联络线潮流变化引起区域B网损  $P_{Lb}$  的变化。(8-21) 和 (8-22) 式与单区域协调方程式一致, 只是增加了后面两项联络线的网损修正率。

(8-23) 式称为区域间协调方程式。由区域B向区域A增加交换功率  $\Delta P_{Ea}$  时, 引起联络线潮流变化  $\beta_{Ea} \cdot \Delta P_{Ea}$  (图8.10)。(8-23) 式中左边的[ ]表示区域A网损对联络线功率的微增率, 而右边的[ ]表示区域B网损对联络线功率的微增率。因此, (8-23) 式表示两区域间交换功率应使两区域间分界处的耗煤(费用)微增率(加网损修正后)相等。

在(8-21) 和 (8-22) 式中,  $(\partial P_{La}/\partial P_{1a} - \partial P_{La}/\partial P_{2a} - \partial P_{Lb}/\partial P_{1b} + \partial P_{Lb}/\partial P_{2b})$  微增网损沿环路闭合, 如果  $X/R$  一致的话, 此值为零。而且  $\beta_{Ca}$ 、 $\beta_{Cb}$  一般不大, 所以大多数情况下(8-21) 和 (8-22) 式中后两项可以忽略, 变成简单而明了的形式:

$$\frac{dB_a}{dP_{Ga}} + \lambda_a \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ga}} = \lambda_a \quad (8-21)'$$

$$\frac{dB_b}{dP_{Gb}} + \lambda_b \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Gb}} = \lambda_b \quad (8-22)'$$

#### 第四节 联合电力系统的经济调度

前面几节介绍了联合电力系统的网损计算、区域内部协调方程式、区域之间协调方程式和功率平衡方程式。根据调度管理方式或控制方式可以灵活应用这些公式进行联合电力

## 系统经济调度。

例如有几个省调度中心统一由一个大区（网）调度中心管理，网调应负责协调几个省调的运行计划。网调搜集的信息包括各省网的负荷和发电特性曲线（等值特性或大电厂特性）。网调制订的计划是：各省网的发电计划和省网之间的交换功率计划，目标是在满足各省功率平衡的条件下，使联合电力系统总耗煤（费用）量为最少。

在有 $z$ 个省网的情况下，应有 $z$ 组省内协调方程式， $z-1$ 个省间协调方程式和 $z$ 个功率平衡方程式：

$$\left. \begin{aligned} \frac{dB_a}{dP_{Ga}} + \lambda_a \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ga}} &= \lambda_a \\ \frac{dB_b}{dP_{Gb}} + \lambda_b \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Gb}} &= \lambda_b \\ \dots\dots\dots \\ \frac{dB_z}{dP_{Gz}} + \lambda_z \frac{\partial P_{Lz}}{\partial P_{Gz}} &= \lambda_z \end{aligned} \right\} \quad (8-27)$$

$$\left. \begin{aligned} \lambda_a + \lambda_a \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ea}} + \lambda_b \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Ea}} + \dots + \lambda_y \frac{\partial P_{Ly}}{\partial P_{Ea}} \\ &= \lambda_z - \lambda_z \frac{\partial P_{Lz}}{\partial P_{Ea}} \\ \lambda_b + \lambda_a \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Eb}} + \lambda_b \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Eb}} + \dots + \lambda_y \frac{\partial P_{Ly}}{\partial P_{Eb}} \\ &= \lambda_z - \lambda_z \frac{\partial P_{Lz}}{\partial P_{Eb}} \\ \dots\dots\dots \\ \lambda_y + \lambda_a \frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ey}} + \lambda_b \frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Ey}} + \dots + \lambda_y \frac{\partial P_{Ly}}{\partial P_{Ey}} \\ &= \lambda_z - \lambda_z \frac{\partial P_{Lz}}{\partial P_{Ey}} \end{aligned} \right\} \quad (8-28)$$



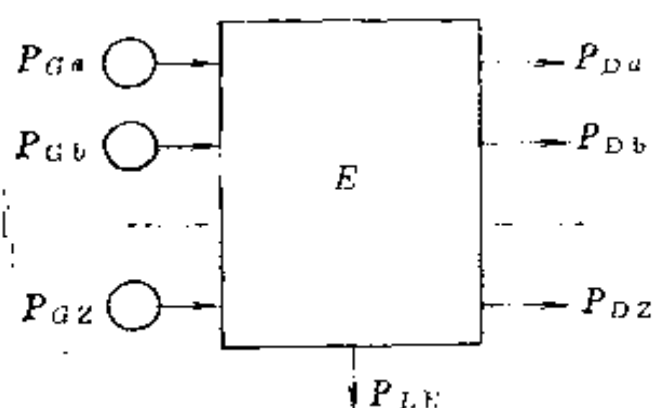


图 8.11 联合电力系统与孤立电力系统之间的关系

之间的一种协调关系，相当于考虑网损修正的发电厂间经济负荷分配（图8.11）。

可以将（8-28）式表示的各区域的微增率 $\lambda_i$ 化为一种相对的比例关系（以 $\lambda_z$ 为基准）：

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \vdots \\ \lambda_y \\ \lambda_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a \\ R_b \\ \vdots \\ R_y \\ 1 \end{bmatrix} \lambda_z \quad (8-31)$$

式中比例数 $R_i$ 相当于交换功率网损修正率，改变它可以改变各区域分配的发电量，即改变区域间的交换功率。（8-31）式是联合电力系统经济调度中比较常用的方式。

正如孤立系统经济调度是电厂内部经济调度的扩大一样，联合电力系统经济调度是孤立电力系统经济调度的扩大，从这一点来看联合电力系统经济调度是很容易理解的。孤立电力系统比电厂内部的负荷经济分配复杂，在于考虑电厂间的传输损失；联合电力系统比孤立电力系统的负荷经济

这相当于不考虑网损修正时，按等微增率原则分配各区域的发电，会使电力系统得到联合运行的效益。（8-28）式表示交换功率的网损修正，与（8-27）和（8-29）式一起构成了各区域发电经济特性与交换功率

分配复杂，在于考虑交换功率的传输损失，增加了联络线潮流计算。

联合电力系统经济调度效益决定于两方面的因素：一是各区域（或称子系统）发电的经济性不同，可以从邻近系统购进较便宜的电能（比自己生产价格便宜），或者以较高的价格向邻近系统卖出电能（价格比本系统高），甚至边买进边卖出，赚电能的区域差价；另一方面要考虑交换功率的网损修正，因为向外系统输电距离长，损失大，买卖电能中有一部分损失。正确了解各区域的发电和交换的辩证关系，协调总体和局部的效益才能真正取得联合电力系统经济调度的最大效益。

我们还可以讨论一下缺电和弱联络线对联合电力系统经济调度的影响。目前很多省的电能因为短缺而身价倍增，如果按正常电能的生产价格交换，各省都只肯买进而不肯售出，因为这时（尤其是年底）人们往往按电能生产其它产品的价值来衡量电能的价值，这很不利于联网经济调度。再有，刚开始联网时联络线较弱，交换功率较小，联合调度效益有限，而联网却给管理和控制带来许多复杂问题，这更增加了联网经济调度的困难。但我们确信，随着联络线的不断加强，联合电力系统经济效益越来越大，但这些效益需要我们不断提高技术水平才能取得。

## 第九章 考虑安全约束的经济调度

电力系统调度首先应满足安全运行的要求，这是因为一次大面积停电事故造成的经济损失，可能超过几年（甚至几十年）经济调度的收益。在实际编制电力系统经济调度计划时，谁都无法回避考虑安全因素。

在前面各章介绍的经济负荷分配中，着重解决了等式约束问题，例如引入 $\lambda$ -乘子满足系统功率平衡条件，引入 $\gamma$ -乘子满足水电厂用水量平衡条件。实际运行中还存在许多不等式约束问题，它们可以分为两类：一类是对自变量的约束条件，例如发电厂有功功率上、下限，水电厂流量上、下限和水库水位上、下限等，它们容易处理；另一类是以函数形式出现的不等式约束条件，例如线路潮流限制和母线电压上、下限等，它们很难处理。

本章着重讨论在编制经济调度计划时如何解决线路潮流过负荷问题，将介绍两类方法：一类是在协调方程式的基础上附加消除线路过负荷措施的方法，另一类是能统一处理优化和函数约束条件的最优潮流法。

### 第一节 解协调方程式时人工处理

#### 线路过负荷

早期的协调方程式法负荷经济分配程序不能考虑线路约束条件，其计算结果若出现线路过负荷时，只好由人工凭经验来处理。人工处理线路过负荷问题可以循两种路径：一种

是给发电厂加上权重系数；一种是限制发电厂最大出力或最小出力。

为了便于说明起见，假设不考虑线损修正。这样用等微增率公式：

$$b_1 = b_2 = \dots = b_m = \lambda \quad (9-1)$$

进行负荷经济分配时，某一线路潮流可能出现过负荷。可以在等微增率的负荷经济分配公式(9-1)中的各发电厂的微增率上加上不同的权重 $\alpha_i$ ：

$$\alpha_1 b_1 = \alpha_2 b_2 = \dots = \alpha_m b_m = \lambda \quad (9-2)$$

增加某些发电厂的出力，降低另一些发电厂的出力，使该线路的潮流降到允许值之内。例如在图9.1中，令 $\alpha_1 > 1$ ，发电厂1分配的出力将减少；令 $\alpha_2 < 1$ ，发电厂2分配的出力将增加。显然，这时已破坏了等微增率条件，也就是说它将带来经济效益的下降。因此，我们希望选择权重系数时，尽量使其分配结果刚好能解除过负荷为止。这一部分经济损失是为保证电力系统安全运行而必须付出的代价。

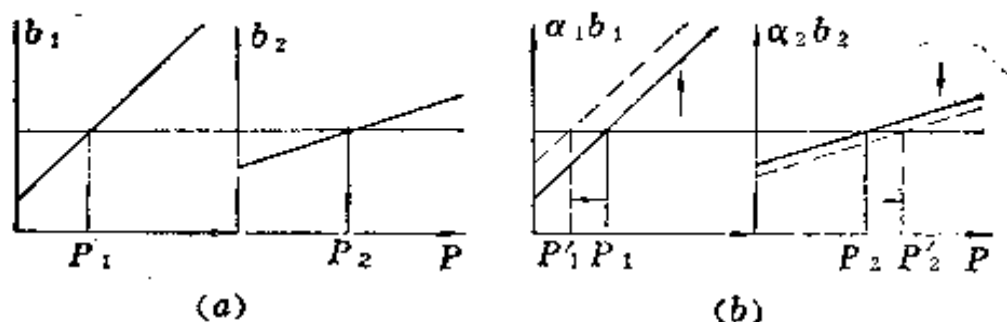


图 9.1 用权重系数改变等微增率中发电厂分配的功率

实用中改变发电厂出力限制值也可以解除线路潮流过负荷，即：使某些发电厂出力不超过某一值，另一些发电厂不低于某一值时，可以使有关线路潮流下降至允许值(图9.2)。

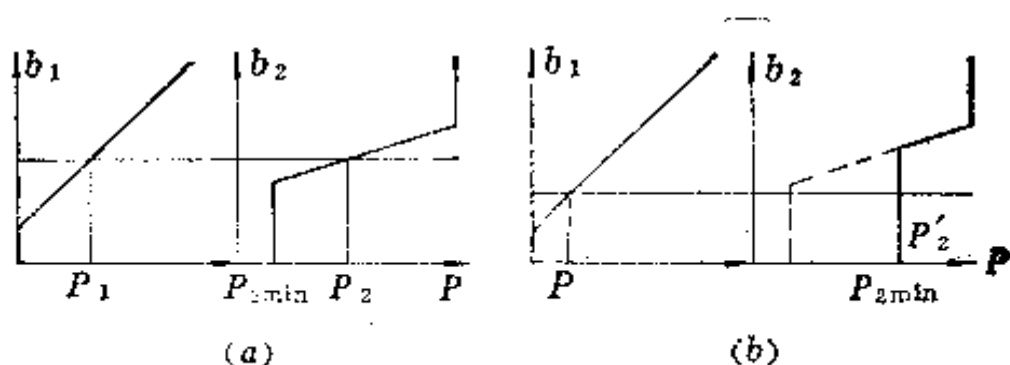


图 9.2 用出力限制改变发电厂间的功率分配

人工解除线路过负荷简单而快速，但要依靠调度人员的经验，而且只是在网络结构比较简单时才有效。因此，多年来人们一直在研究自动解除线路潮流过负荷的各种算法。

## 第二节 将线路潮流限制化为 发电厂功率限制

首先将线路功率化为结点功率，进而将结点功率分解为发电功率和负荷功率，最后仅用结点发电功率表示线路功率。将线路的功率限制化为发电厂功率限制，即将函数约束化为状态量约束，这在解协调方程式时是很容易处理的。下面以简单的直流潮流原理介绍上述转化过程。

线路潮流的不等式约束是：

$$\mathbf{P}_{Bmin} \leq \mathbf{P}_B \leq \mathbf{P}_{Bmax} \quad (9-3)$$

式中  $\mathbf{P}_B$ ——线路潮流（ $L$ 阶向量）；

$\mathbf{P}_{Bmin}$ ——线路潮流下限（ $L$ 阶向量）；

$\mathbf{P}_{Bmax}$ ——线路潮流上限（ $L$ 阶向量）；

$L$ ——支路数。

一般线路潮流上限和下限绝对值相等而符号相反；



$$\mathbf{P}_{B\max} = -\mathbf{P}_{B\min} \quad (9-4)$$

可以通过以下几步将支路功率化为结点发电功率。

①用线路两端电压相角差 $\theta_B$ 表示线路有功潮流 $\mathbf{P}_B$

$$\mathbf{P}_B = \mathbf{B}_{BB} \theta_B \quad (9-5)$$

式中  $\mathbf{B}_{BB}$ ——线路电纳 ( $L$  阶对角线矩阵);

$\theta_B$ ——线路两端电压相角差 ( $L$  阶向量)。

②用结点电压相角 $\theta_N$ 表示线路两端电压相角 $\theta_B$ :

$$\theta_B = \mathbf{A}_{BN} \theta_N \quad (9-6)$$

式中  $\theta_N$ ——结点电压相角 ( $N-1$  阶向量);

$\mathbf{A}_{BN}$ ——支路-结点关联矩阵 [ $L \times (N-1)$  阶]。

③用结点净注入功率 $\mathbf{P}_N$ 表示结点电压相角 $\theta_N$ :

$$\theta_N = \mathbf{B}_{NN}^{-1} \mathbf{P}_N \quad (9-7)$$

式中  $\mathbf{B}_{NN}$ ——结点电纳矩阵 [ $(N-1) \times (N-1)$  阶];

$\mathbf{P}_N$ ——结点净注入功率 ( $N-1$  阶向量)。

④用结点发电功率 $\mathbf{P}_G$ 和负荷功率 $\mathbf{P}_D$ 表示结点净注入功率 $\mathbf{P}_N$ :

$$\mathbf{P}_N = \mathbf{P}_G + \mathbf{P}_D \quad (9-8)$$

式中  $\mathbf{P}_G$ ——结点发电功率 ( $N-1$  阶向量);

$\mathbf{P}_D$ ——结点负荷功率 ( $N-1$  阶向量)。

由此可以得到:

$$\mathbf{P}_B = \mathbf{S}_{BG} \mathbf{P}_G + \mathbf{R}_B \quad (9-9)$$

式中  $\mathbf{S}_{BG}$ ——发电功率 $\mathbf{P}_G$ -线路功率 $\mathbf{P}_B$ 的转换矩阵 [ $L \times (N-1)$  阶];

$\mathbf{R}_B$ ——常数项 ( $L$  阶向量)。

通过以上变换,并借助于等微增率准则可以将线路功率 $\mathbf{P}_B$ 约束化为发电厂功率约束,这样就可以在负荷经济分配中通过改变发电厂出力限制的方法防止线路潮流过负荷。

### 第三节 在协调方程式中加入 线路过负荷修正

考虑线路潮流过负荷修正的等微增率公式的形式是:

$$b_i + \Delta b_i = \lambda \quad (9-10)$$

$$(i = 1, 2, \dots, m)$$

式中  $\Delta b_i$ ——为解除线路过负荷对发电厂  $i$  的微增率的修正值。

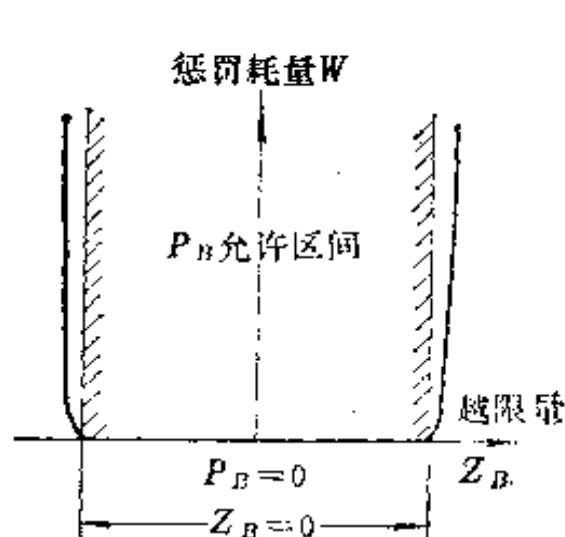


图 9.3 潮流惩罚耗量与  
越限量的关系

$$\Delta b_i = \sum \alpha_B \cdot \frac{\partial |P_B|}{\partial P_{Gi}} \quad (9-11)$$

式中  $\sum$ ——表示对各线路求和;

$\alpha_B$ ——拉格朗日乘子, 调整它使线路过负荷量降到零, 它相当于线路潮流越限量  $Z_B$  对其惩罚耗量 (折合为燃料耗量)  $W_B$  的灵敏度 (见图 9.3)。

解除线路过负荷的微增率修正值:

$$\Delta b_i = (\text{过负荷量对其惩罚耗量的灵敏度})$$

$$\times (i \text{ 号发电厂出力对过负荷线路潮流的灵敏度})$$

$$= i \text{ 号发电厂对线路过负荷惩罚耗量的灵敏度}$$

$\Delta b_i$  可以称为相对惩罚耗量 (费用) 微增率, 这时 (9-10) 式的意义是出现线路潮流过负荷时, 各发电厂包括惩罚耗量

微增率相等才是经济负荷分配条件。

在正常情况下，按照耗量微增率相等的原则分配各电厂出力是最经济的。而出现线路过负荷的情况下，必须忍受一些损失，为解除过负荷而修正各电厂的耗量微增率  $\Delta b_i$ ，然后按修正的燃料耗量微增率相等的原则来分配各电厂的出力（图9.4中抬高了电厂1的曲线，减少了电厂1的出力；降低了电厂2的曲线，增加了电厂2的出力）。

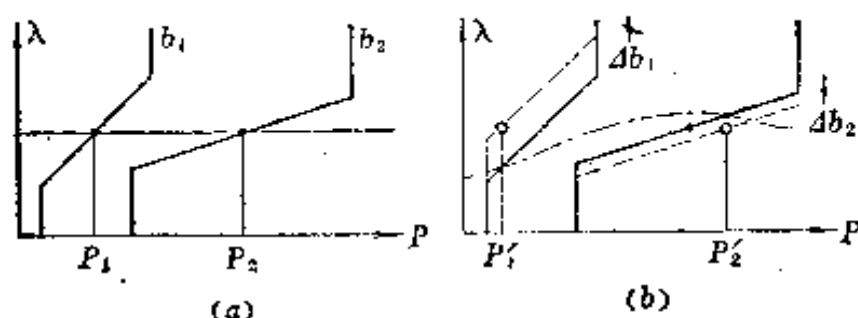


图 9.4 修正电厂微增率解除线路过负荷  
(a)修正前；(b)修正后

在(9-9)式中已经看到，发电厂出力对线路潮流的灵敏度是：

$$\frac{\partial P_B}{\partial P_G} = S_{BG} \quad (9-12)$$

在已知网络结线、参数和运行条件的情况下， $S_{BG}$ 是容易计算的。

(9-10)~(9-12)式的物理意义是：协调解除过负荷的调整量( $\alpha_B$ )、发电厂的远近( $\partial P_B/\partial P_G$ )及发电厂的经济特性( $b_i$ )，使解除线路过负荷的经济损失为最小。

#### 第四节 最优潮流算法

以上两节介绍的是在协调方程式的基础上考虑线路潮流

过负荷约束问题，它以发电厂有功功率为自变量，以协调方程式为核心，增加电网潮流计算以检查和消除线路潮流过负荷。它是在原有协调方程式程序之外套上一个解除线路过负荷的迭代程序而构成的，这在实用上是一个自然的发展过程。

六十年代初期开始研究的最优潮流是解决电力系统安全和经济调度问题的另一种途径。它一般以电网上各结点的电压为自变量，以潮流方程（即结点功率平衡方程）为核心，增加不等式约束考虑运行的安全性，增加发电厂耗量特性考虑运行的经济性，在解法上以非线性规划为主要算法。

协调方程式法难以处理线路过负荷和结点电压越限问题，而最优潮流算法却容易解决这一类函数约束问题，并且能够处理不同目标函数（例如无功功率经济分配）的优化问题。最优潮流完美地统一了电力系统在安全和经济两方面的要求，目标是很有吸引力的，二十多年来它一直是学者们有兴趣的研究课题。研究方向主要集中在如何降低计算量，以期早日实用化。

最优潮流问题可以表达为：使目标函数

$$F(x) \quad (9-13)$$

最小化，并满足等式约束条件

$$g(x) = 0 \quad (9-14)$$

和不等式约束条件

$$h(x) \leq 0 \quad (9-15)$$

(9-13)~(9-15)式中的 $x$ 为自变量，一般选用潮流计算用的状态量——结点电压。如果 $F(x)$ 选择为发电厂有功功率 $P_G$ 的函数，需要将其化为结点电压表达式，即 $P_G(x)$ 。

(9-13)式的目标函数 $F(x)$ 随使用目的而不同。例如，

在有功-无功功率联合优化和单独有功功率优化中通常采用全系统燃料耗量（或费用）最小为目标函数；在单独无功功率优化中采用网损最小为目标函数；此外，最小环境污染费用、最少切除负荷和最大交换功率等均可以做为目标函数。

（9-14）式的等式约束，一般是结点功率平衡方程：

$$P_{Gi} - P_{Di} - P_i(x) = 0 \quad (9-16)$$

$$(i = 1, 2, \dots, N)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_i(x) = 0 \quad (9-17)$$

$$(i = 1, 2, \dots, N)$$

或者用它们的求和式——系统功率平衡方程：

$$\sum_{i=1}^m P_{Gi}(x) - P_D - P_L(x) = 0 \quad (9-18)$$

$$\sum_{i=1}^m Q_{Gi}(x) - Q_D - Q_L(x) = 0 \quad (9-19)$$

上述四式中  $P_G$ 、 $Q_G$ ——发电厂有功出力、无功出力；  
 $P_D$ 、 $Q_D$ ——有功负荷、无功负荷；  
 $P$ 、 $Q$ ——结点净注入有功功率、无功功率（计算值）；  
 $P_L$ 、 $Q_L$ ——有功网损、无功网损；  
 $i$ ——结点或发电厂序号；  
 $N$ ——结点数；  
 $m$ ——发电厂数。

（9-15）式的不等式约束一般为发电厂有功功率和无功功率上下限、结点电压幅值上下限和线路潮流限制等。

（9-13）～（9-15）式是一个完整的电力系统安全与经济模型，可以描述不同的问题。例如：

①用（9-14）式等式约束可以构成常规潮流模型；

②用(9-14)式等式约束和(9-15)式不等式约束可以构成约束潮流模型(考虑发电厂出力限制、结点电压限制和线路潮流限制的潮流算法);

③用(9-13)式目标函数和(9-14)式等式约束可以构成经典经济调度模型;

④用(9-13)~(9-15)式构成最优潮流模型。

因为(9-13)~(9-15)式是状态变量 $\mathbf{x}$ 的非线性函数,是典型的有约束条件的非线性规划问题。最简单的做法是对等式约束(9-14)式和不等式约束(9-15)式引入罚因子,构成无约束增广目标函数:

$$C(\mathbf{x}) = F(\mathbf{x}) + \mathbf{r}^T \mathbf{g}^2(\mathbf{x}) + \mathbf{s}^T \mathbf{h}^2(\mathbf{x}) \quad (9-20)$$

式中 $\mathbf{r}$ 和 $\mathbf{s}$ 是罚因子向量,每个等式约束 $g_i(\mathbf{x})$ 对应一个 $r_i$ ,每个不等式约束 $h_i(\mathbf{x})$ 对应一个 $s_i$ ,它们在计算中随等式 $g_i(\mathbf{x})$ 的不平衡量和不等式 $h_i(\mathbf{x})$ 的越限量而变化,而约束条件被满足时它们降为零,不再起作用。

对(9-20)式的无约束非线性目标函数优化问题,早期使用过弗莱彻-鲍威尔(Fletcher-Powell)解法,其主要步骤为:

①给状态量以初值 $\mathbf{x}_0$ ,在此点计算 $C(\mathbf{x})$ 的梯度向量:

$$\nabla C(\mathbf{x}_0) = \frac{\partial C(\mathbf{x}_0)}{\partial \mathbf{x}_0} \quad (9-21)$$

并将 $\mathbf{G}_0$ 置为单位矩阵。

②计算最优化方向:

$$\mathbf{p}_j = -\mathbf{G}_j \nabla C(\mathbf{x}_j) \quad (9-22)$$

③从 $\mathbf{x}_j$ 出发,沿 $\mathbf{p}_j$ 方向前进,寻找 $C(\mathbf{x})$ 的最小值,即:

$$C(\mathbf{x} + \alpha_j \mathbf{p}_j) = \min_{\alpha} C(\mathbf{x}_j + \alpha \mathbf{p}_j) \quad (9-23)$$

进行一步修正:

$$\mathbf{x}_{j+1} = \mathbf{x}_j + \alpha_j \mathbf{p}_j = \mathbf{x}_j + \Delta \mathbf{x}_j \quad (9-24)$$

④计算新的梯度 $\nabla C(\mathbf{x}_{j+1})$ 和矩阵 $\mathbf{G}_{j+1}$ :

$$\mathbf{G}_{j+1} = \mathbf{G}_j + \mathbf{A}_j + \mathbf{B}_j \quad (9-25)$$

式中:

$$\mathbf{A}_j = -\frac{\Delta \mathbf{x}_j \Delta \mathbf{x}_j^T}{\Delta \mathbf{x}_j^T \Delta \mathbf{C}_j}$$

$$\mathbf{B}_j = -\frac{(\mathbf{G}_j \Delta \mathbf{C}_j)(\Delta \mathbf{C}_j^T \mathbf{G}_j)}{\Delta \mathbf{C}_j^T \mathbf{G}_j \Delta \mathbf{C}_j}$$

而:  $\Delta \mathbf{C}_j = \nabla C(\mathbf{x}_{j+1}) - \nabla C(\mathbf{x}_j)$

返回第(2)步进行迭代,直到 $\Delta \mathbf{x}$ 足够小为止。

上述弗莱彻-鲍威尔方法简单,但收敛性不好,其性能决定于 $\mathbf{G}$ 是否能趋近于海森(Hessian)矩阵的逆矩阵,即在最优点有:

$$\mathbf{G} = \mathbf{H}^{-1} \quad (9-26)$$

而:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \nabla^2 C(\mathbf{x}) = \left[ -\frac{\partial^2 C(\mathbf{x})}{\partial x_k \partial x_l} \right]$$

$$(k, l = 1, 2, \dots, N) \quad (9-27)$$

这样就引出了具有较好收敛特性的海森矩阵法最优潮流算法,其计算步骤为:

- ①给状态量以初值 $\mathbf{x}_0$ ;
- ②计算 $C(\mathbf{x}_j)$ 的梯度 $\nabla C(\mathbf{x}_j)$ 和海森矩阵 $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ ;
- ③解修正量 $\Delta \mathbf{x}_j$ ;

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}_j) \Delta \mathbf{x}_j = -\nabla C(\mathbf{x}_j) \quad (9-28)$$

修正状态量:

$$\mathbf{x}_{j+1} = \mathbf{x}_j + \Delta \mathbf{x}_j \quad (9-29)$$

返回第②步迭代，直到 $\Delta x$ 足够小为止。

海森矩阵算法收敛性比较好，但计算量非常大，难以用于大型电力系统。

为了解决最优潮流的收敛性和快速性问题，二十多年来各国学者从数学上和物理上做了大量的研究工作。从数学上提出的算法有：广义简化梯度法，变尺度法，乘子罚函数法，线性规划法，二次规划法和牛顿法等。从物理上提出的模型有：划分控制变量和状态变量，有功与无功分解，利用直角坐标系高阶导数为零的性质和简化发电厂经济特性等。

尽管很多卓越的研究人员在最优潮流方面取得了许多令人鼓舞的成果，但我们不得不遗憾地承认，目前还没有一种算法在实用上是理想的，经典的协调方程式算法仍然占据着统治地位。

在经济负荷分配中考虑线路潮流过负荷约束条件到目前为止是一个尚未满意解决的困难课题，比较实用的是在经典的协调方程式的基础上配合解除线路过负荷灵敏度矩阵的方法。最优潮流是全面解决安全和经济问题的理想方法，虽然目前计算速度还未达到实用要求，但它代表了技术进步的方向，是非常有兴趣的研究课题。



## 第十章 电力系统离线经济 调度的实现

近代电子计算机的迅速发展，为实现电力系统经济调度提供了极为有利的机会，特别微型计算机的普及提供了可靠而方便的计算工具，解决了这个长期困扰我们的问题，可以说目前我们任何电力系统都具备实现经济调度的条件。

本章着重介绍实现电力系统经济调度离线计算的几个主要问题，先说明需准备哪些数据，后介绍怎样配置程序，举出一个目前应用情况较好的微型计算机经济调度程序系统，展望近期将要开发的小型计算机（VAX11/730~780）的高级经济调度程序系统。

### 第一节 数 据 准 备

电力系统经济调度需要准备的数据，包括火电厂、水电厂和系统三个方面。

#### 1. 火电厂的资料

火电厂经济调度用的资料包括机组类型，出力上、下限，耗煤量曲线，耗煤微增率曲线，锅炉与汽轮发电机组的对应关系，厂用电量，机组的启动耗煤曲线和最短允许开停机时间等。

对单元式机组应以机组为单位提供经济特性曲线；对于母管制锅炉分场，应提供锅炉、汽轮发电机组及其组合的经济特性曲线；供热机组应提供各种供热方式下的机组经济特

性曲线。

对于大型电力系统应按机组的各种可能的组合提供全厂或分站的经济特性曲线，而在较小的电力系统中可以以机组为单位提供经济特性曲线。

对于单元式机组和母管制机组由效率曲线编制经济调度所需的各种经济特性曲线可以用计算机进行，而热电厂编制经济特性曲线的情况比较复杂，目前还没有通用性的程序可以直接应用。

火电厂的经济特性曲线不是编制一次就可以长期使用下去的，它们随着循环水温变化、煤的品种变化和設備检修情况而变化，应随时订正所用的曲线。如果能实时测量机组特性并编制其微增率曲线的话，经济调度工作水平将有重大提高。

## 2. 水电厂资料

水电厂经济调度用的资料包括：机组类型，各种工作水头的机组效率曲线，耗水量曲线，耗水微增率曲线，出力上、下限，引水损失及厂用电等。水库特性主要是水位-库容曲线，梯级水电厂应包括水力联接关系和流达时间，此外还有特殊的上、下游水位或流量限制等。

## 3. 电力系统资料

经济调度中用到的电力系统资料包括：

- ①各发电机组的可用状态：如可以启停的机组，必开机组，正检修的机组和出力受限制的机组等；
- ②近期系统负荷和备用要求（或预测负荷）；
- ③各发电厂近期的煤价或发电成本；
- ④近期典型潮流方式（或提供网损修正B系数或各电厂的网损修正率）；
- ⑤径流式水电厂和日调节水电厂的来水资料（或预测

来水)；

⑥年调节水库的调度计划（或规定日发电用水量或给出水煤转换系数 $\gamma$ ）；

⑦自备发电厂发电计划和联络线交换功率计划；

⑧火电厂燃料、水电厂水力和电网线路方面的特殊限制条件。

发电厂经济特性，特别是火电厂的微增率曲线是开展电力系统经济调度工作的最基础的资料，但编制这些资料涉及的面很广，很难完成。

东北电网和京津唐电网六十年代第一次全面测试和编制各发电厂经济特性曲线时，举办过热力试验和编制曲线的训练班，派专门试验和研究小组（包括中心调度所、中心试验所、技术改进局和电管局的有关技术与管理人员）逐个电厂指导试验和搜集资料，花了一年多的时间才初步完成了开展全网经济调度的基础资料工作。以后还不断进行资料的补充和修改工作，但直到现在调度中心所使用的电厂微增率曲线还很难跟上实际运行条件和设备状况的变化。

有组织地测试和编制发电厂经济特性曲线工作，为各电厂编制了厂内经济调度方案并培训了人员，促进了厂内经济调度的制度化，这是实现全网经济调度的基础，也是我国开展经济调度工作最艰苦的一步，目前还没有办法绕过它，只有靠高水平的管理和组织才能加速它，而且需要日积月累地继续工作下去才能取得实效。

## 第二节 对经济调度程序的实用要求

计算机能完成调度人员过去无法完成的计算量，所以它

是开展电力系统经济调度的有力工具。但经济调度计算每天都要进行，必须按时提出次日的调度计划，而且经济调度的效果难以直接测量，因此对经济调度程序有比较高的要求。

### 1. 计算的可靠性

电力系统的运行条件每天都有所变化，为了及时得到计算结果，对实用程序的第一个要求就是可靠。尤其是水火电联合经济负荷分配和最优潮流的计算，应在各种运行条件下均能收敛。实用的程序应该是经受过长期考验的程序。

### 2. 计算结果的准确性

在水火电联合经济负荷分配、机组经济组合、联合系统经济调度和处理安全约束等问题中，对发电厂经济特性和网损微增率均采用了假设和简化，由此带来了经济效益的损失，应该通过模拟试验确定这些损失，用以权衡各种算法的利弊或采取补救措施。

例如：可以采用多段二次函数表示电厂耗量曲线，也可以采用单段二次函数表示电厂耗量曲线，甚至还可以采用一次函数表示电厂耗量曲线。在计算时间准许的条件下应尽量采用精确的特性，在确定了水煤转换系数 $\gamma$ 之后的水火电经济负荷分配中应采用多段二次函数的电厂耗量特性，在确定水火电经济配合（尤其是变水头和梯级水电厂时）和机组经济组合中可以采用单段二次函数的耗量特性，而在考虑解除线路过负荷的计算中甚至采用线性函数的耗量特性。简化特性曲线是为了降低计算量，解决主要矛盾；但随之而来的精度下降，应该不使主要矛盾变形过大。

又例如，可以采用多种网损修正方式于各种经济调度计算中，即使采用 $B$ 系数还有几种不同的算法，它们对系统负荷和无功电源的变化的适应性不同。针对具体系统情况加以

比较才能选择出合适的算法，否则一个不准确的程序，在长期使用中会带来很大的经济损失。

为了保证程序的准确性，应该另外设计模拟试验程序系统，只有经过严格测试的程序才能投入实用。

### 3. 计算的方便性

经济调度程序目前由安排日调度计划的运行方式人员使用，进一步可能由调度员根据系统运行情况的变化而随时使用，偶而还会出现替班编调度计划的需要。因此，经济调度程序应该是配套的，并且是易学易用的。

经济调度用的数据量比较大，每天修改量并不大，应该以数据文件或数据库的方式长期保存。每天检查、修改和保存数据应该在显示器上以会话方式进行，保持直观性可避免差错，为使用者提供更大的方便性。

除以上三点之外，经济调度程序不仅用来做计划，而且用来做实际运行方式的经济分析。这就要求程序可以用实际运行数据进行经济分析，对比经济效益，指出调整方向。

## 第三节 微型计算机电力系统 经济调度程序实例

因为微型计算机具有可靠、方便和价格便宜的特点，目前我国各电力系统用它实现经济调度计算是非常合适的。可以做到早实用早收益。

下面介绍京津唐电力系统调度中心在1982年正式投入使用的微型计算机经济调度程序系统。这一套程序包括十组程序：

### 1. 修改发电厂微增特性曲线程序

功能：修改、检查和保存系统中全部发电厂各种组合的耗煤微增率曲线。以多段折线表示耗煤微增率曲线，按积分形式计算耗煤量。数据文件（或称特性曲线库）包括近期可能用到的全部机组组合的耗煤微增率曲线，出现新的组合或得到新的资料，可以通过此程序进行增加、修改或删除。

## 2. 日负荷预测程序

功能：根据近期负荷资料用最小二乘法预测次日负荷曲线。

输入数据：数据文件中保存近 7 天实际负荷数据，每天更新一次。

输出数据：次日 24h 的负荷曲线。

## 3. 修改电网运行条件程序

功能：检查、修改和保存电网运行条件数据，它们包括：次日负荷曲线、自备电厂发电计划或联络线交换功率计划（或水电厂发电计划）、各发电厂允许最大出力、最小出力、网损修正率和发电权重。

## 4. 机组经济组合程序

功能：按优先次序法安排机组经济组合。

输入数据：次日负荷曲线、各电厂可用组合表和对应的经济特性曲线。

输出数据：次日各电厂机组组合表。

## 5. 经济负荷分配程序

功能：按协调方程式法分配各火电厂或给定水煤转换系数  $\gamma$  的水电厂的出力计划。

输入数据：发电厂微增率曲线、电网运行条件和机组组合。

输出数据：次日各电厂逐小时发电计划和系统等值耗煤

微增率。

#### 6. 输出制表程序

将次日经济调度计划打印成表格，经负责人检查批准后送入调度室执行。

#### 7. 潮流计算程序

功能：计算电网潮流，供校核线路潮流过负荷、结点电压和计算网损修正 $B$ 系数用。

输入数据：由基本潮流方式库中取出一个接近于研究题目的潮流数据，修改后做为计算潮流方式的数据。

输出数据：可以用文件保存本潮流方式数据或输出潮流计算结果。

#### 8. 计算网损修正 $B$ 系数程序

功能：按直流法计算一个潮流方式的 $B$ 系数和网损修正率。

输入数据：一个方式的潮流结果。

输出数据：一个方式下的网损修正 $B$ 系数和网损修正率。

#### 9. 编制火电厂组合微增率曲线程序

功能：由单机组微增特性曲线合成为组合微增特性曲线，是程序1的准备程序。

#### 10. 水火电配合程序

功能：用网络优化原理编制梯级水电厂、独立水电厂和蓄能水电厂次日发电计划。

输入数据：电网运行条件、系统等值耗煤微增率、水电厂发电用水量和水电系统参数。

输出数据：次日各水电厂的发电计划。

以上十组程序中，前六组是1982年投入实用的，后三组

是1984年投入实用的，最后一组是1985年投入实用的。

微型计算机电力系统经济调度程序系统组成示于图10.1中。这一套微型计算机包括64KB内存的主机、两台8in(英寸)软盘驱动器、一台12in(英寸)黑白显示器和一台130行可输出汉字的针式打字机。

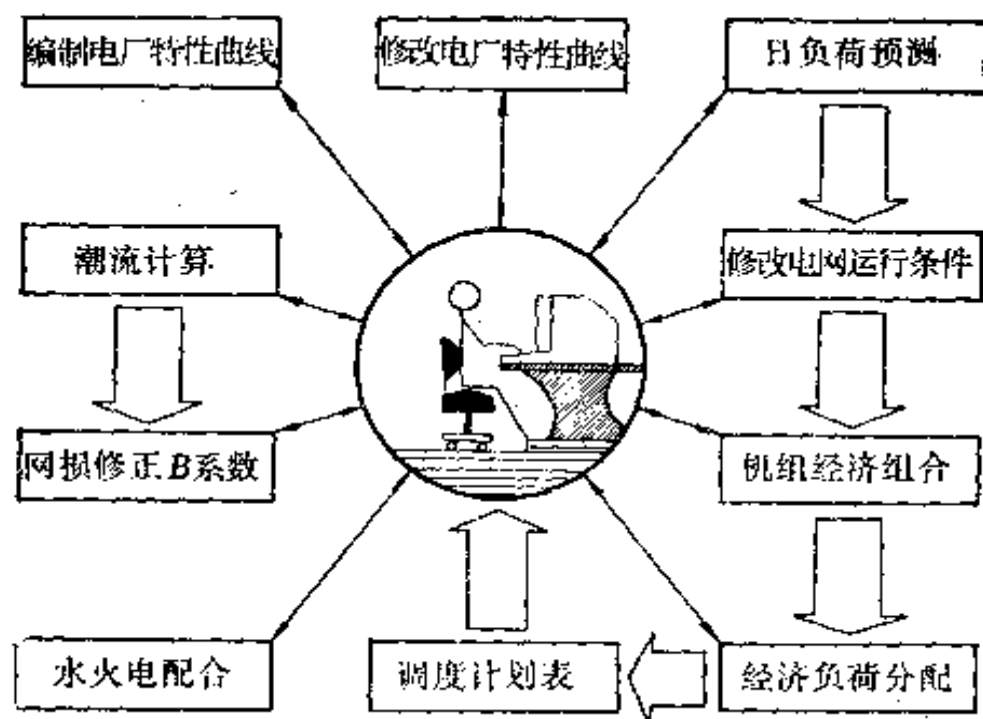


图 10.1 微型计算机电力系统经济调度程序系统组成

微型计算机经济调度程序的使用过程也示意于图10.1中，正常编制日计划的步骤是：

- ①预测次日负荷；
- ②修改电网运行条件；
- ③计算次日机组经济组合；
- ④计算次日经济负荷分配计划；
- ⑤输出次日调度计划表。

如果调整水电计划，④应改为水电配合程序（它包含程序5和10之间的迭代）。



按照当天的需要, 还可能:

- ① 编制发电厂组合微增率曲线;
- ② 修改发电厂组合微增率曲线;
- ③ 计算新潮流方式;
- ④ 计算网损  $B$  系数和网损微增率。

这一套微型计算机经济调度程序投入使用后, 立即结束了人工编制日计划的历史, 并很快被移植到不同型号的微型计算机上, 用到了其它电力系统。实用表明, 在 64KB 内存的微型计算机上 16 个发电厂 24 个时段的经济负荷分配计算不到 3 min, 58 个发电厂不超过 15 min; 4 个水电厂梯级调度计算不到 3 min; 120 结点潮流计算不到 2 min, 200 结点潮流计算用 20~30 min (无硬盘)。

#### 第四节 中小型计算机上的经济调度 程序设计

利用中小型计算机内存大和计算速度快的特点, 可以开发更高级的经济调度程序系统。它可以包括以下各方面程序:

##### 1. 各种算法和各种周期的负荷预测

最好做到各结点的负荷预测 (以备最优潮流使用)。

##### 2. 机组最优组合

- ① 优先次序法 (不考虑机组启停损失);
- ② 动态规划法 (考虑机组启停损失)。

##### 3. 常规潮流计算

- ① 快速分解法;
- ② 最优乘子牛顿法;

③约束潮流。

#### 4.网损修正计算

①直流法 $B$ 系数;

②最小二乘法 $B$ 系数;

③雅可比矩阵求网损微增率。

#### 5.水火电经济调度

①协调方程式法(不变水头水电厂);

②动态规划法(不变水头或变水头水电厂);

③网络优化法(变水头、梯级或蓄能水电厂)。

#### 6.联合电力系统经济调度

①计算联合电力系统网损 $B$ 系数;

②联合电力系统经济调度。

#### 7.带安全约束的经济负荷分配

协调方程式配合解除线路潮流过负荷。

#### 8.最优潮流(解决线路潮流约束和无功功率最优分配)

①牛顿法;

②广义简化梯度法;

③线性规划法;

④二次规划法。

以上只是开列了一个“清单”，实际它是一个程序试验系统，可以针对具体电力系统通过模拟试验，选取其中的一部分装配为实用系统。另外它还是一个发展系统，可进一步开发长期的检修计划和水库调度计划。

本章介绍了电力系统经济调度离线计算需要的数据和程序，举出了一个实用的微型计算机经济调度程序系统和进一步研究和开发的中小型计算机的经济调度程序内容。在目前

情况下，我们特别强调推广微型计算机进行经济调度计算，它可靠、方便而又便宜。微型计算机用做经济调度可以早实用早受益，而且为安全分析和培训人员创造了方便条件。以许多电力系统已配置的IBM-PC/XT（最好装上8087数值处理器）为例，计算几十个发电厂的经济负荷分配仅需5~10 min，计算11个水电厂梯级调度不超过10 min，计算700个结点的潮流不超过2 min，这对于我们现有电力系统来说已足够用了，其价格不超过5万元，只相当于一个系统数周~数月的经济调度效益。

## 第十一章 电力系统经济调度自动化

本章讲解在电力系统调度自动化中，经济调度的地位。首先介绍近代电力系统调度中心控制用计算机的应用程序系统，说明了各部分的功能。其次介绍自动发电控制的基本内容和作用原理。最后介绍电力系统经济调度的在线实现问题。

### 第一节 电网调度自动化系统

电网调度自动化已经历了几十年的发展过程，可以粗略分为三个阶段：早期以模拟机为主，主要实现自动发电控制和经济调度；而后逐步过渡到以数字计算机为主，完善了数据搜集系统，增强了调度人员对电网运行的监视能力；近几年则以发展高级应用程序为主，正在逐步解决电力系统安全控制问题。

在电网调度自动化的发展过程中，经济调度自动化的水平也在不断提高。下面以国外某电力公司调度中心的程序设计的总体构成来说明经济调度程序的组成及与其它应用程序的关系。该调度中心控制用程序可划分为五个部分（图11.1）：

（1）数据供给子系统 这是一个离线运行的子系统，通过它人工送入、核对和修改大量数据，供全部应用程序使用。

（2）实时调度和控制子系统 它包括数据搜集

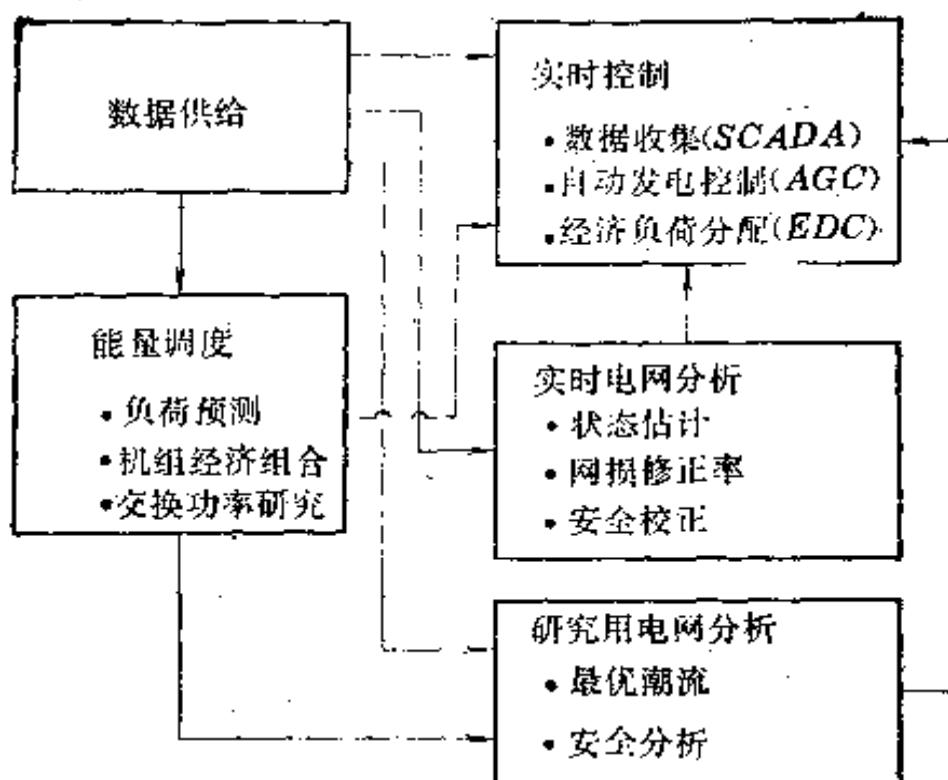


图 11.1 某调度中心应用程序的组成

( SCADA )、自动发电控制 ( AGC ) 和实时经济负荷分配 ( EDC ) 等程序<sup>①</sup>。

( 3 ) 能量调度计划子系统 它包括负荷预测、机组经济组合 ( 开停机计划 ) 和联合电力系统交换功率计划等程序。

( 4 ) 实时电网分析子系统 它包括状态估计、网损修正系数 ( 或网损修正 B 系数 ) 和安全校正等程序。

( 5 ) 电网研究分析子系统 它包括最优潮流和安全分析等程序。

由日负荷预测程序可得到周期性变化的日负荷曲线，日

① SCADA = Supervisory Control and Data Acquisition,  
AGC = Automatic Generation Control,  
EDC = Economic load Dispatching Control.

经济调度（包括机组经济组合、联络线交换功率计划和水火电负荷经济分配等）制定出随日负荷变化的发电计划。但日负荷预测是比较粗糙的，仅取每小时的平均负荷，而且预测值也不准确，实际运行经常会出现偏离计划的情况。实时经济调度程序可以随时按系统负荷情况变化重新进行经济分配（图11.2）。

此外，电力系统负荷还有一种随时出现的短周期的波动，如果不及时调整发电功率和联络线功率，就会引起系统频率的变化。对于负荷变化周期在 $10\sim 20\text{s}$ 之内的幅度不太大的波动，发电机组的调速器一般不动作。这种小的波动被负荷特性和机组惯性吸收掉了；对于 $1\text{min}$ 以内的稍大的负荷变动，由调速器按其特性分配给各机组，一般汽轮发电机组调速器动作比水轮发电机组快； $10\text{min}$ 以内的较大的负荷变化，由自动发电控制（AGC）调整；而 $10\text{min}$ 以上再大的负荷变化，则由实时经济负荷分配（EDC）程序来调整；

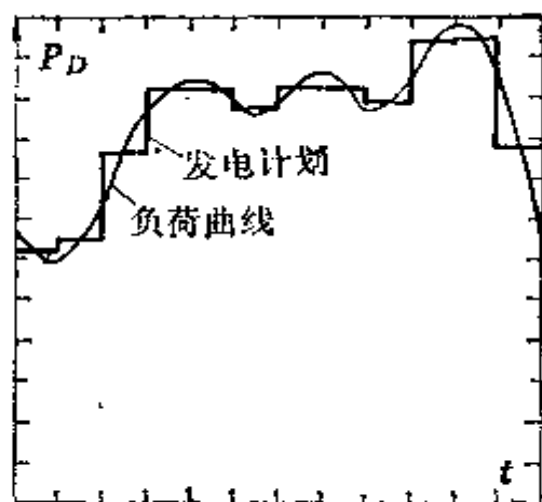


图 11.2 电力系统日负荷曲线与发电计划

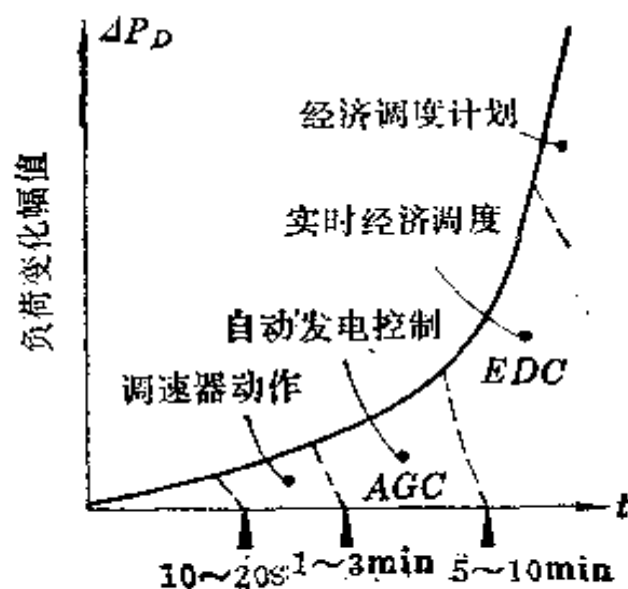


图 11.3 针对不同周期负荷变化的控制功能划分

再长周期的负荷变化，属于经济调度计划程序应担负的任务（图11.3）。应该说明的是以上这样明确划分负荷变化周期是为了说明起见，实际上界限的划分往往不这样清楚。

下面两节将简单介绍自动发电控制（AGC）和实时经济负荷分配（EDC）。

## 第二节 自动发电控制（AGC）

电力系统调整有功功率的目的有两个：一是维持系统频率为额定值，其偏差不得大于 $0.05\sim 0.2$ 周波，一般称为调频；二是保持系统发电的经济性，即将较大负荷的涨落按经济原则分配给各机组，一般称为经济调度或调功。

我国大多数电力系统的调频和经济调度工作尚未实现自动化，六十年代几个大的电力系统成功地进行过自动调频工作，但后来由于电源不足和自动化工作跟不上电网的发展，曾长期陷于停滞状态。近些年，由于计算机的配置和自动化水平的提高，系统间联络线的出现和注意电网运行的经济性，调频和经济调度自动化工作又提到日程上来了。

发电机组出力调整是通过调速器进行的，调速器一般是有差调节，其特性如图11.4所示。由图上可以看出，当频率由 $f_1$ 下降到 $f_2$ 时，调速器自动调节发电机功率由 $P_G^{(1)}$ 增加到 $P_G^{(2)}$ ，

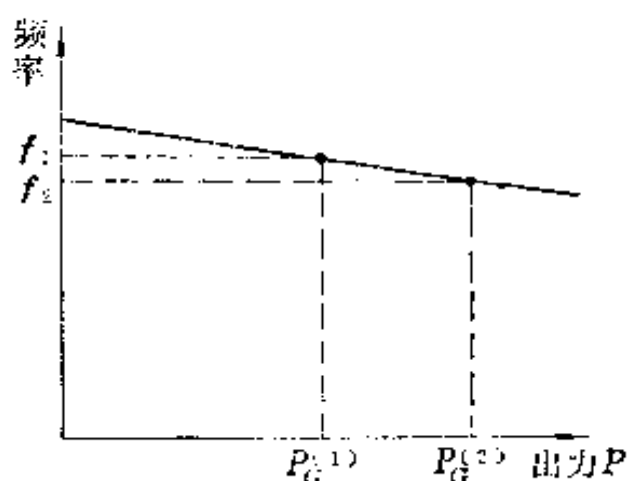


图 11.4 发电机组调速器的有差调节特性





是靠调速器自身的作用，称为一次调节；而由 $P_G^{(1)}$ 到 $P_G^{(2)}$ 是外界施加的控制，称为二次调节。二次调节由人工控制的称为手动调频，而由装置（包括程序）实现自动控制的称为自动发电控制（AGC）。

自动发电控制的英文缩写是AGC，目前它是按照系统频率和（或）交换功率的偏差实时调整发电机组功率的自动控制系统的总称，其目的是保持规定的系统频率和（或）维持系统间的交换功率在事先确定的范围内。自动

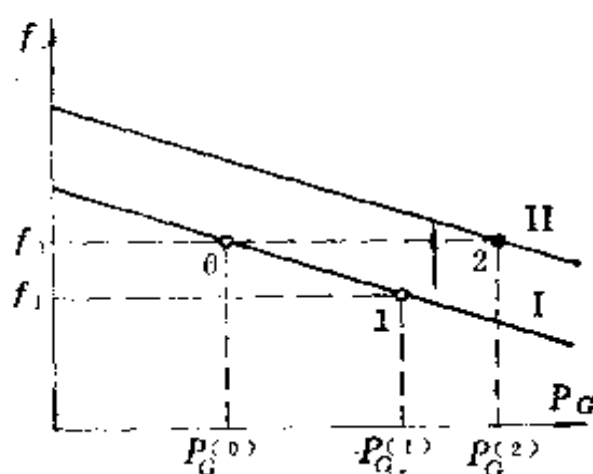


图 11.5 调整调速器的工作点  
恢复频率值

发电控制还有其它名称，例如负荷频率控制（LFC）和自动频率控制（AFC）。为了强调联络线控制方式还有联络线偏差控制（TBC），用来维持交换功率为计划值<sup>①</sup>。还有人主张将实时经济调度控制（EDC）的功能也包含到自动发电控制（AGC）中。

用图11.6说明联合电力系统中自动发电控制（AGC）的目标。联合电力系统中按净交换功率围起来的子系统（如子系统A）称为一个控制区，在每个控制区中装设自动发电控制（AGC）。例如控制区A中的自动发电控制（AGC）

① LFC = Load Frequency Control,  
AFC = Automatic Frequency Control,  
TBC = Tie-line Bias Control.

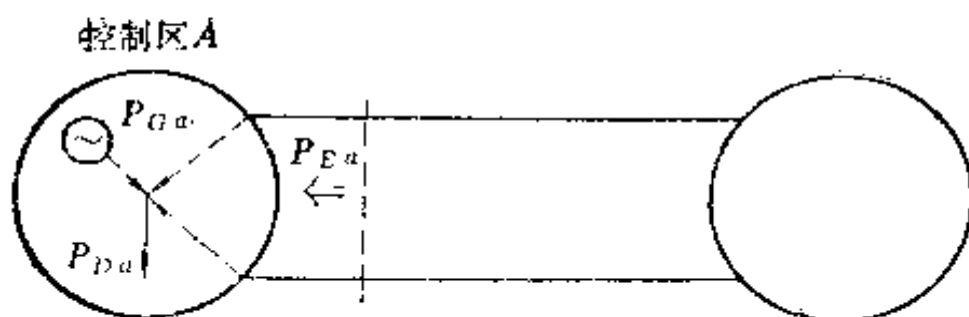


图 11.6 联合电力系统的AGC

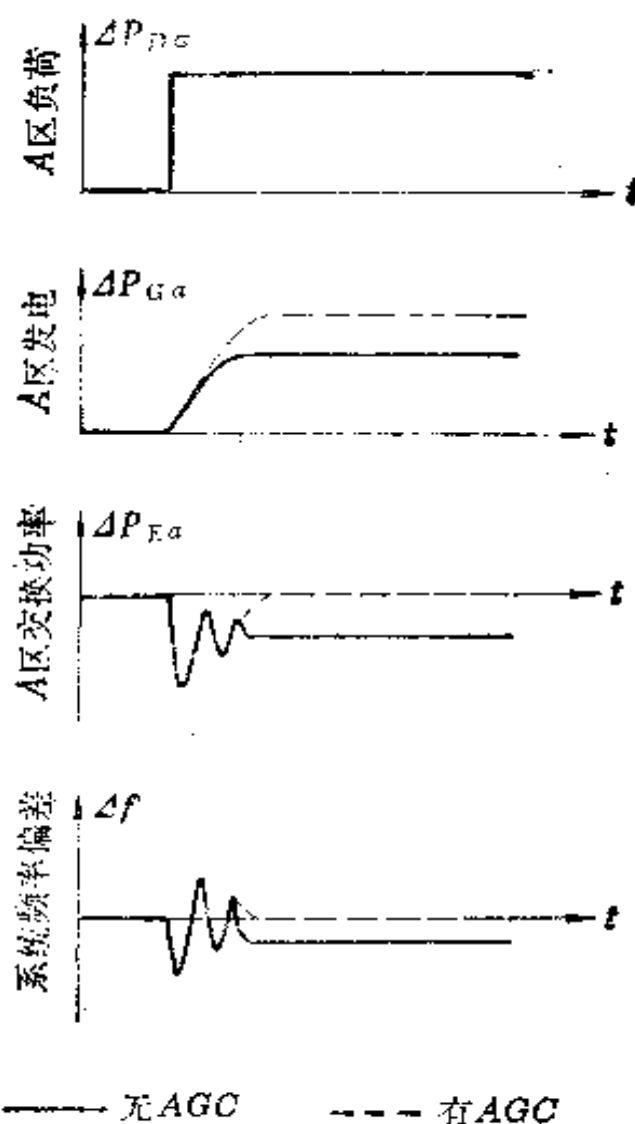


图 11.7 控制区A中负荷变化引起内部发电和交换功率的变化

的目标是控制区内发电厂的出力 $P_{Ga}$ ，保持频率为规定值，并维持与相邻系统的净交换功率 $P_{Ea}$ 为协议规定的值。

如图11.7表示的，区域A中有一个负荷增量 $\Delta P_{Da}$ ，它将引起A区发电功率变化 $\Delta P_{Ga}$ 和系统频率变化 $\Delta f$ 。若没有自动发电控制（AGC），频率变化 $\Delta f$ 将引起整个联合电力系统全部发电厂出力的变化，也就是说这一负荷增量一部分由本区发电厂承担（ $\Delta P_{Ga}$ ），一部分由联络线承担（ $\Delta P_{Ea}$ ），这一过程在图中用实线表示。在区域A中设置自动发电控制（AGC）时，它不但将频率偏差 $\Delta f$ 调整至零，而且将联络线偏差 $\Delta P_{Ea}$ 调整至零。这样一来，本控制区的负荷变化仅由本区发电厂来承担。

自动发电控制（AGC）系统设计主要考虑的是迅速而平稳地将频率偏差和联络线功率偏差调整至零，一般不考虑经济负荷分配。

### 第三节 在线经济调度（EDC）

系统较长时间在自动发电控制（AGC）之下，会偏离经济运行状态，并使调频机组偏离最大调整范围。需要按一定的周期（例如5~10min）或偏离程度启动实时经济调度程序（EDC）重新分配机组负荷，以维持系统运行的经济性，并恢复调频机组的调节范围。如果偏离原来经济调度计划较远，还进一步要调整机组组合、联络线功率及水电计划。如果在线检查出线路潮流过负荷，应进行校正控制。如果通过安全分析检查出潜在不安全因素，应进行预防性校正。

下面分别说明经济调度程序及它与安全分析、负荷预测和机组经济组合等程序之间的关系。

经济调度 (EDC) 程序需要考虑下列因素: 机组经济特性、燃料种类和价格、网损和负荷。实时经济负荷分配算法一般采用经典的协调方程式 (5-5):

$$\frac{b_1}{1-\sigma_1} = \frac{b_2}{1-\sigma_2} = \dots = \frac{b_m}{1-\sigma_m} = \lambda$$

为此需要下列数据。

固定数据:

- 机组耗煤微增率;
- 机组燃料类型和价格;
- 机组自身出力限制;
- 网损修正用的  $B$  系数。

实时遥测数据:

- 机组状态;
- 机组出力;
- 规定的机组出力限制;
- 网损修正率。

运行人员提供的数据:

- 机组的经济限制;
- 机组的调节方式。

这里经济限制是针对处在自动发电控制 (AGC) 状态下的机组调节范围而设置的。机组调节方式有以下四种:

- ① EDC 加 AGC;
- ② EDC 无 AGC;
- ③ 指定工作点加 AGC;
- ④ 指定工作点无 AGC。

指定工作点是由调度人员规定的, EDC 为参加经济调度, AGC 为参加自动发电控制。

一般协调方程式不考虑线路潮流过负荷约束，状态估计程序可以及时检测出线路潮流过负荷，启动安全校正程序调整本区域发电厂出力或调整联络线交换功率，消除线路潮流过负荷。这一再分配方案可以由调度人员确认后执行，也可以自动执行。如果经济调度程序考虑了线路潮流限制，那么执行每次经济调度后就不会出现线路潮流过负荷问题了。

每隔一定周期，安全分析程序检查系统是否存在潜在的线路过负荷因素。存在潜在不安全因素的运行状态称为处在正常运行的不安全状态。这时调度员可以从容采取校正措施躲过潜在危险，或者做好应急的精神准备。

电力系统负荷预测有次日或下一周的逐小时的负荷预测，也有数分或数十分钟的负荷预测。它们的主要用途是为调度员提供运行参考，也是经济负荷分配和机组经济组合程序的输入数据。提高负荷预测的精度，尤其是在峰荷附近的精度，就可以保留较少的备用，或者晚开机早停机，这可以带来很大的经济效益。

实时经济调度中应用的网损修正 $B$ 系数，可以事先按各种典型潮流方式准备数套，随着系统负荷升降采用最接近的一套；也可以随系统负荷变化，特别是网络结线变化时重新计算 $B$ 系数；在有状态估计的系统中，可实时计算网损微增率。

当计划与实际情况偏差很大时，机组启停计划、水火电协调计划和联络线交换功率计划均需要调整。

电网调度自动化是我国电力工业落后的环节之一，最近以四大区电网为中心准备进口一些有关的设备和技术，许多省网也为此做着技术准备。为此，我们应该提前做好离线经济调度工作，并为在线经济调度做好准备。

## 参 考 文 献

1. 《Economic Loading of Steam Power Plants and Electric Systems》, M.J. Steinberg, T. H. Smith, John Wiley and Sons, Inc. New York 1943

2. 《并列运行的发电厂间最经济的负荷分配》[苏联] B.M. 葛伦施切因著 林启华译 电力工业出版社 1956

《Найвыгоднейшее Распределение Нагрузок Между Параллельно Работающими Электростанциями》, B.M. Горнштейн, Тосэнергоиздат 1949

3. 《水电站在电力系统中的最优运行方式》[苏联] B.M. 葛伦施切因著 武淇 徐贯午 李朝安等译 中国工业出版社 1965

《Найвыгоднейшее Режимы Работы Гидростанций В Энергетических Системах》, B.M. Горнштейн, Тосэнергоиздат 1959

4. 《动力系统的经济运行》[美国] L.K. 柯尔奇迈尔 著 刘觉 金振东译 中国工业出版社 1966

《Economic Operation of Power Systems》, L. K. Kirchmayer, John Wiley and Sons, Inc. New York 1958

5. 《Economic Control of Interconnected Systems》, L. K. Kirchmayer, John Wiley and Sons, Inc., New York, 1959

6. 《动力系统最佳运行及其控制》 鲍城志著 科学出版社 1965

7. 《电力系统经济运行》 李朝安著 新疆人民出版社 1985

8. “京津唐电网经济调度程序设计” 于尔铿 洪柏川 《电力系统自动化》 (南京) 1983年3期

9. “利用微型计算机编制京津唐电力系统的日经济调度计划”

于尔铿 吴永新 《电力技术》 (北京) 1983年7期

10. “用动态规划法 进行 电力系统 机组 组合最 优化” 白晓民  
于尔铿 《电机工程学报》 (北京) 1984年1期

11. “电力系统网损及其微增率各种算法的试验比较” 于尔铿  
赵国虹 王世纛 相年德 《电机工程学报》 1985年3期

