

[苏]M.A.别尔柯维奇 等 著

电力系统安全自动装置

姚家祎 王锦庆 译

DIANLI XITONG
ANQUAN
ZIDONG ZHUANGZHI

水利电力出版社

М.А.Беркович
А.Н.Комаров В.А.Семенов
ОСНОВЫ АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ
Энергоиздат 1981.

电力系统安全自动装置
[苏]М.А.别尔柯维奇 等著
姚家祯 王锦庆 译

水利电力出版社出版
(北京三里河路6号)

新华书店北京发行所发行·各地新华书店经售
水利电力出版社印刷厂印刷

787×1092毫米 32开本 6.75印张 148千字
1987年8月第一版 1987年8月北京第一次印刷
印数0001—6900册 定价1.30元
书号 15143·6407

内 容 提 要

本书是从[苏]M.A.别尔柯维奇等著《电力系统自动装置基础》第二版中摘译的，本书中的第一、二、三章分别为原文书中的第六、七、八章。主要内容是：频率和有功功率的自动调节；自动低频减载；反事故自动装置。书中附有大量计算公式，接线图和例题，可供读者参考。

本书由姚家祯(第一、二章)和王锦庆(第三章)翻译，全书承郑奎璋审校。

本书可供从事电力系统设计和生产运行的工程技术人员及大专院校有关专业的师生参考。

目 录

第一章 按频率和有功潮流自动调节电力系统的

运行状况 1

1.1 功率平衡、频率和功率潮流 1

1.2 电力系统的频率特性 9

1.3 频率和有功潮流的自动调节装置 (APЧМ) 23

1.4 频率和有功功率自动调节系统 61

第二章 自动低频减载 77

2.1 自动低频减载的基本工作原理及用途 77

2.2 频率继电器 85

2.3 电力系统频率暂时降低时防止用户被误切除的措施 92

2.4 自动低频减载动作后的自动重合闸 95

2.5 自动低频减载与减载后自动重合闸装置的接线图 95

2.6 电力系统频率降低时火电厂厂用电的解列 100

2.7 按其他因素实现的补充局部减载 102

2.8 电力系统频率降低时水轮发电机的自启动 103

第三章 反事故自动装置 106

3.1 反事故自动装置的意义 106

3.2 并列运行稳定性的概念 108

3.3 反事故自动装置的主要种类 114

3.4 反事故自动装置的基本动作原理 116

3.5 对反事故自动装置的基本技术要求 117

3.6 防止有功功率突增的输电线路自动减负荷装置 121

3.7 防止输电线路切除时稳定破坏的自动装置 138

3.8 高频远方跳闸装置 159

3.9 消除异步运行方式的自动装置	165
3.10 限制频率升高的自动装置	197
3.11 限制电压升高的自动装置	200
3.12 电力系统内小容量发电站的自动解列装置	204
参考文献	208

第一章 按频率和有功潮流自动 调节电力系统的运行状况

1.1 功率平衡、频率和功率潮流

电能生产与需求相适应关系的任何破坏，都会立即影响到电能质量。在额定频率下电力系统中的发电机与用户之间应保持功率平衡，这种相适应关系的准则是

$$\Sigma P_{\Gamma} - \Sigma P_{\Pi} = 0 \quad (1.1)$$

式中 ΣP_{Γ} ——额定频率时电站发电机的总功率（发电机总出力，电力的生产）；

ΣP_{Π} ——额定频率时电力用户的总功率，除用户本身的功率外，还包括电网损耗、电力系统厂用电消耗等（用户总负荷，电力的消耗）。

发电机总功率和用户总功率的平衡是电力系统处于稳定状态的必要条件。如果系统工作于任意频率，其中包括非额定的频率 f ，并且保持频率不变，则在该频率下系统实现平衡的条件是

$$\Sigma P_{\Gamma, f} - \Sigma P_{\Pi, f} = 0 \quad (1.2)$$

式中 $\Sigma P_{\Gamma, f}$ 和 $\Sigma P_{\Pi, f}$ ——等同于式（1.1）中的 ΣP_{Γ} 和 ΣP_{Π} ，但它们的值不同于额定频率时的值。

下面将说明频率变化时发电机出力和用户负荷的变化。这种关系的特点是，当因发电出力或用户负荷变化所引起的平衡关系式（1.1）受到轻微破坏时，电能生产和消耗之间

的相对平衡，能在新的频率下自动恢复。这种自调节特性保证了电力系统工作的稳定性。当平衡关系受到严重破坏时，可能破坏自调节，而导致电力系统进入事故状态。

电力系统的频率是功率平衡状况的标志，维持功率平衡问题可归结为维持额定频率问题[5]。

用户负荷并不是始终不变的，在图 1.1 中给出了电力系统典型的综合日负荷曲线（电力消耗图）。如图所见，在上午和晚上几小时内负荷有增加，而在夜间几小时内负荷最小。工作日的日负荷曲线图和休息日的不同，一年中的不同季节对它也有很大影响。甚至由于天气和其他因素的影响，在邻近的工作日内负荷也可能是不同的。

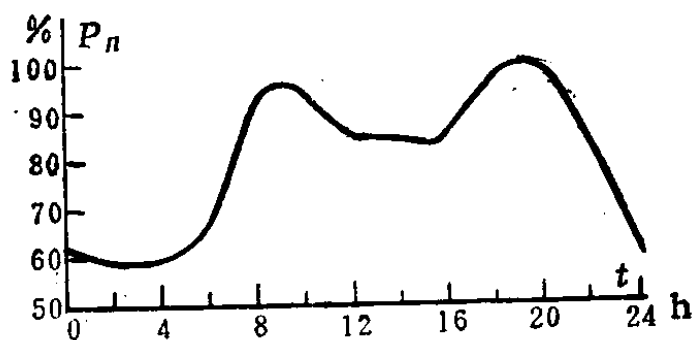


图 1.1 电力系统的典型日负荷曲线图（冬季）

总电力消耗曲线图在事先并不明确，它只能尽量准确地预测，实际的曲线图总是与预测的有些差别。搜集、综合统计资料，采用现代技术来获取、加工情报，能提高预测的准确性，并能从根本上降低误差。

按频率调节电力系统运行状况，可归结为用手动或自动方法（常常两者同时）经常地对电站发电机的出力进行调整，以维持功率平衡。这样可使频率在所有时间内始终接近于额定值。电能质量标准规定，电力系统的频率应维持在 $50 \pm 0.1\text{Hz}$ 的范围内。

按频率调节电力系统运行状况包括有计划的负荷调节和计划外的负荷调节。

电力系统有计划的负荷调节是用准确地实现所有各电站给定的日负荷曲线图的方法来保证的。在电力系统用户综合负荷预测曲线图的基础上制定各电站的发电曲线图，以便在一昼夜中的任何时间内都能保证平衡[式(1.1)]。在电力消耗的实际曲线图与预测曲线图相一致的情况下，准确地完成各电站的负荷曲线图，能保证电力系统经常维持平衡，并经常维持额定频率。

然而，实际上电力系统频率并不能保持恒定，其原因如下：

1. 电力用户实际负荷曲线图由于一系列原因总是在时间上和数量上与预测的曲线图多少有所不同。

2. 曲线图是按时间间隔的终点估计的，通常是一小时一次，而用户负荷是不断地变化的，因而在时间间隔内的一致是不可避免的。

3. 与给定曲线图相应的电站出力仅能在一定的范围内以规定的速度变化，这是现代电站生产特性所决定的。在电力消耗急剧变化的周期内（早晨和晚上的几小时），个别电站来不及以用户负荷变化的速度来改变本身发电机的出力，这是时间性破坏平衡的原因。

图1.2表明了1.2.3.项因素对电力用户实际曲线图的影响。

4. 无论是用户还是电站的发电机，其总功率在任何瞬间都可能由于输电线路、变压器、发电机等事故切除的意外情况而发生变化。

在现代条件下，制定电力消耗的预测曲线图具有较高的

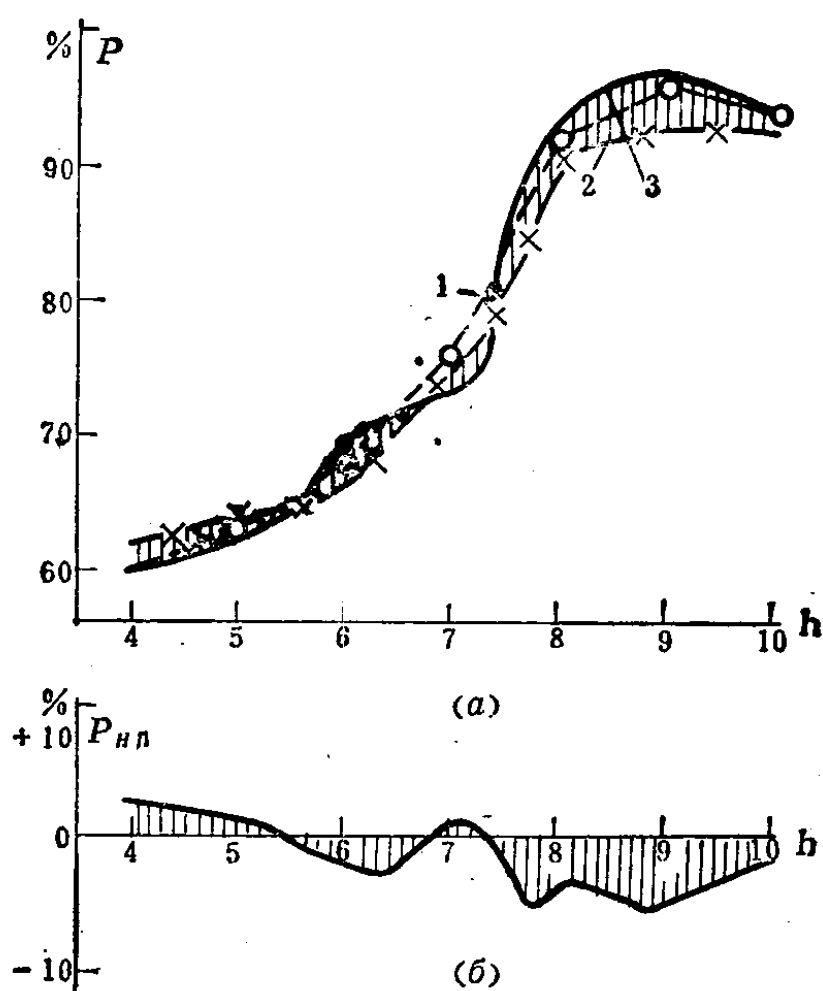


图 1.2 电力系统早晨的高峰负荷

(a)总功率曲线图, (1)给定的发电功率, (2)发电机实际功率 ΣP_r , 和(3)电力用户实际功率 ΣP_n ; (b)电力系统计划外功率 $P_{Hn} = \Sigma P_r - \Sigma P_n$

准确性, 它与电力消耗实际曲线图的误差通常不超过百分之几。电站也同样能十分准确地完成其给定的负荷曲线图。这样, 在正常情况下在每个瞬间电站实际功率与用户总功率之间的差值是相当小的, 因而基本上能保证维持频率接近于额定值。

但是, 在个别的周期内, 频率误差可能是严重的, 特别是在电力消耗曲线变化部分的时间内频率误差会增大。为了维持频率达到要求的准确度, 必须经常查明和消除发电机和

用户之间功率的差值，并保证经常准确地维持平衡。

电力系统计划外的负荷调节是，当发电机与用户实际功率之间出现差值时，用手动或自动的方法来改变一个或几个电站的出力以消除此差值。电力系统计划外负荷的大小和符号，即破坏平衡的程度和方向[式(1.1)]，在每个瞬间可以根据频率相对于额定频率的偏差的大小和符号来判断。计划外的负荷调节是对用抵偿计划负荷的方法来实现的频率调节的一种补充。

负荷调节的目的不限于维持电力系统的功率平衡。因为发电点和用电点不是按电力系统区域均衡分布的，各点（各地区电网）之间是由传输能力有限的输电线联系着的，因而产生了对传输能力受限制的联络线实现潮流调节的必要性。

图1.3表示由几个地区电网组成的电力系统图，地区电网之间用输电线路相联，以后我们称该输电线路为地区电网的外部联系。沿地区电网外部联系传输的功率，如其方向由该地区电网向电力系统输送，被认为正。在这种情况下，电力系统可看作为该地区电网的一个电力用户。表示外部联系传输功率的符号的下角号码采用输电线所联系的地区电网的号码。

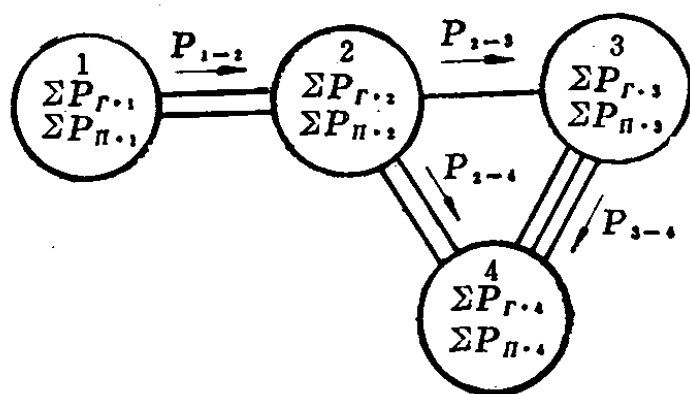


图 1.3 由四个地区电网组成的电力系统

因为功率由一个地区电网发出，被另一地区电网所接受，所以通过外部联系的功率潮流，若对于该地区来说是正的，那么对另一个地区来说则是负的。我们用功率符号中的第一个号码表示规定以输出功率为正的地区电网号。图 1.3 用箭头表示功率潮流沿外部联系的规定正方向，并标有相应的标号。显然，第 j 与第 i 两个区域之间的功率潮流可以用以下两种方法写出：

$$P_{i-j} = -P_{j-i} \quad (1.3)$$

当电力系统为额定频率时，第 i 个地区电网功率的平衡条件[式(1.1)]不同于电力系统总的平衡条件，前者称为局部平衡，可写为

$$(\Sigma P_r)_i - (\Sigma P_n)_i - \sum_j P_{i-j} = 0 \quad (1.4)$$

式中 $(\Sigma P_r)_i$ 和 $(\Sigma P_n)_i$ ——相应地为第 i 个地区电网的电站发电机总功率和用户总功率；

P_{i-j} ——由第 i 个地区电网到相邻的第 j 个地区电网的潮流（设潮流的正方向为由第 i 个地区电网外送）；

$\sum_j P_{i-j}$ ——该地区电网所有外部联系的总潮流，并称其为第 i 个地区电网的外部潮流差额（第 i 个地区电网的差额 $P_{c.d.i}$ ）：

$$P_{c.d.i} = \sum_j P_{i-j} \quad (1.5)$$

地区电网的差额可能是正值、负值或为零。根据以上所述，如果通过地区电网外部联系输出的功率超过其输入的功率，则为正差额。在这种情况下，该地区电网对电力系统中

的其他地区电网将作为一个等效电站发出功率。

根据式 (1.5), 第 i 个地区电网的局部平衡式 (1.4) 可写为

$$(\Sigma P_r)_i - (\Sigma P_n)_i - P_{c.d.i} = 0 \quad (1.6)$$

在任意频率 f 下, 同整个电力系统一样, 地区电网也要保持式 (1.2) 的条件, 但该式用于地区电网时, 尚应计及差额, 应写为

$$(\Sigma P_{r.f})_i - (\Sigma P_{n.f})_i - P_{c.d.f.i} = 0 \quad (1.7)$$

由上述推论同样可知, 电力系统总的平衡, 是由组成电力系统的所有地区电网的局部平衡相加而得。

如所周知, 频率偏离额定值的原因是由于电力系统功率总平衡式 (1.1) 遭到破坏, 这个破坏量被称为功率的一次不平衡 ΔP :

$$\Delta P = \Sigma P_r - \Sigma P_n \quad (1.8)$$

正常时 $\Delta P = 0$, 式 (1.8) 变回到式 (1.1)。当发电机功率过剩 ($\Sigma P_r > \Sigma P_n$) 时为正的不平衡, 而当发电机功率缺额 ($\Sigma P_r < \Sigma P_n$) 时为负的不平衡。

当发生不平衡 ($\Delta P \neq 0$) 时, 频率的变化应使发电机和用户总负荷之间在新频率值下再度恢复平衡。发电机和用户的新功率值可用下式表示:

$$\Sigma P_{r.f} = \Sigma P_r + \Delta P_{r.f} \quad (1.9)$$

$$\Sigma P_{n.f} = \Sigma P_n + \Delta P_{n.f} \quad (1.10)$$

由式 (1.2) 和式 (1.8) ~ (1.10) 可得, 额定频率时的不平衡功率 ΔP 与由于不平衡而引起频率变化时的发电机功率变化 $\Delta P_{r.f}$ 和用户功率变化 $\Delta P_{n.f}$ 有如下的关系:

$$\Delta P = -(\Delta P_{r.f} - \Delta P_{n.f}) \quad (1.11)$$

电力系统中发电机和用户在频率变化时的反应称为电力

系统的二次不平衡 ΔP_f ，这种反应是随着一次不平衡 ΔP 的产生而表现出来的。

$$\Delta P_f = (\Delta P_{r,f} - \Delta P_{n,f}) \quad (1.12)$$

正如由式(1.11)和(1.12)得到的结论，电力系统的二次不平衡在数量上等于一次不平衡，而在符号上却与其相反；二次不平衡补偿了一次不平衡，并且在新频率下恢复被破坏的平衡。

$$\Delta P + \Delta P_f = 0 \quad (1.13)$$

全电力系统的二次不平衡由所有地区电网的二次不平衡总加而成：

$$\Delta P_f = \sum_{i=1}^n (\Delta P_f)_i \quad (1.14)$$

如果假设一次不平衡发生在第 j 个地区电网中，则在新频率下其余各地区电网的外部功率潮流差额可写为下式：

$$P_{c\partial f,i} = P_{c\partial i} + \Delta P_{c\partial f,i} \quad (1.15)$$

那么考虑了式(1.6)、(1.9)、(1.10)、(1.12)后，由式(1.7)得知：各地区电网的功率差额变化可由该地区电网的二次不平衡来确定：

$$\Delta P_{c\partial f,i} = (\Delta P_{r,f})_i - (\Delta P_{n,f})_i = \Delta P_{f,i} \quad (1.16)$$

设在第 j 个地区电网中，发生一次不平衡 ΔP_j ，局部平衡条件式(1.6)被破坏，则有

$$(\Sigma P_r)_j - (\Sigma P_n)_j - P_{c\partial j} = \Delta P_j \neq 0 \quad (1.17)$$

在新频率下，第 j 个地区电网也与其他区域一样，将出现二次不平衡 $\Delta P_{f,i}$ 。由式(1.7)和式(1.17)、(1.9)、(1.10)、(1.12)可以示出发生一次不平衡的第 j 个地区电网的差额变化，在新频率下为

$$\Delta P_{c\partial f,j} = \Delta P_j + \Delta P_{f,j} \quad (1.18)$$

根据式(1.13), 如果在整个电力系统范围内一次不平衡完全被二次不平衡所补偿, 则根据式(1.18), 在该地区电网范围内只能得到二次不平衡量的部分补偿。一次不平衡未被补偿的部分, 将通过地区电网差额的变化, 转到其余地区电网中去, 并由其余地区电网的二次不平衡总和来完全补偿。

图1.4举例说明了在第3号地区电网中由本身和其他地区电网的二次不平衡来补偿其一次不平衡, 并且标明由此所引起的地区电网间联络线的潮流变化。

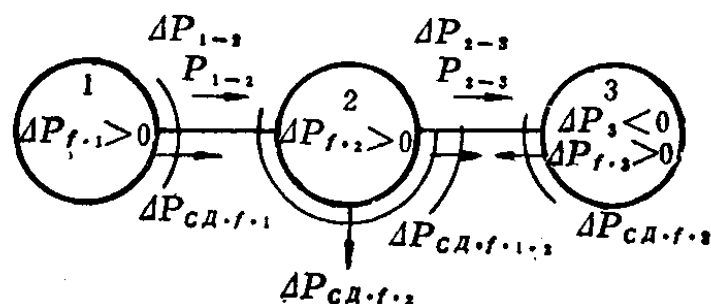


图 1.4 地区电网之一发生一次不平衡时, 各地区电网之间联络线上的潮流变化

$$\Delta P_{1-2} = \Delta P_{c.d.f.1} = \Delta P_{f,1}; \quad \Delta P_{2-3} = \Delta P_{c.d.f.1} + \Delta P_{c.d.f.2,3} = \Delta P_{f,1} + \Delta P_{f,2} = -\Delta P_{c.d.f.3}$$

当确定潮流变化时, 首先按式(1.16)和(1.18)确定每个地区电网的差额变化, 而后再确定联络线的潮流变化。由图上可看出, 第3号地区电网的二次不平衡与外部潮流变化总和按式(1.13)和(1.14)补偿了一次不平衡。

1.2 电力系统的频率特性

正如前面已经指出的, 电力系统在平衡不断破坏情况下的稳定运行, 是由其自调节性能来保证的。自调节性能是电力用户的自然调节和电站透平机组按预定特性自动调节的结果。这里仅讨论电力系统的稳态(静态)。暂态过程在[7]

中详细讨论。

负荷静态频率特性 表示在影响功率的其他因素（电压等）不变的条件下电力系统负荷总功率 ΣP_H 与频率 f 变化的关系。

大电力系统的负荷可以人为地分为几种类型，每类负荷对频率变化的反应大致相同。最典型的负荷种类列于[6]中。

在一般情况下，电力系统负荷的静态频率特性可用下式表示：

$$\begin{aligned} \Sigma P_{H,f} = & \Sigma P_{H,0} + \Sigma P_{H,1} \left(\frac{f}{f_{HOM}} \right) + \Sigma P_{H,2} \left(\frac{f}{f_{HOM}} \right)^2 \\ & + \Sigma P_{H,3} \left(\frac{f}{f_{HOM}} \right)^3 + \Sigma P_{H,4} \left(\frac{f}{f_{HOM}} \right)^4 \quad (1.19) \end{aligned}$$

式中用来相加的每一项为各类负荷的总功率。

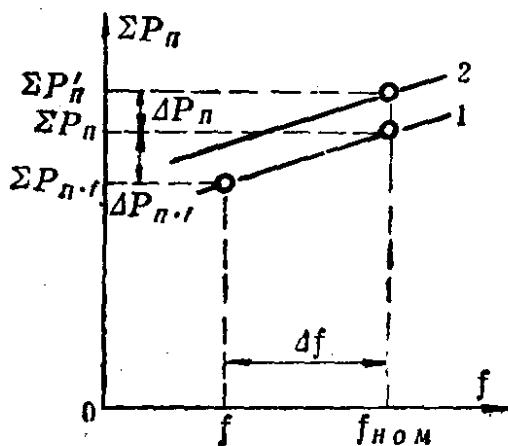


图 1.5 静态频率特性
电力系统负荷的总特性(1)以及当接上附加负荷时其特性的变化(2)

式(1.19)表明，负荷静态频率特性是非线性的，然而在狭窄的频率变化范围内(45~50Hz)，这个非线性是比较小的，并且根据文献[6]，在近似计算时可以不予考虑。

图 1.5 用直线表示电力系统负荷静态频率特性。正如图上所见，随着电力系统频率的降低负荷

的功率也降低，此现象反而能在式(1.1)的平衡破坏后，在新频率下促进建立式(1.2)的平衡。这种现象称为负荷调节效应，其值可用负荷调节效应系数来评价：

$$K_H = \frac{\Delta P_{\Pi!f}}{\Sigma P_{\Pi}} \cdot \frac{f_{HOM}}{\Delta f} \quad (1.20)$$

式中 $\Delta f = f - f_{HOM}$ —— 频率偏差, Hz。

负荷调节效应系数是正值, 表示当频率升高 (或降低) 1% (即 0.5Hz) 时, 系统用户总功率增加 (或降低) 的百分数。如前所述, 通常准许频率变化范围为 45~50Hz。 K_H 可认为是恒定的, 其值与系统用户的结构有关, 即与各种具有不同频率特性的负荷类型所占的百分比有关, 并且因电力系统的不同而异, 根据实验资料平均 $K_H = 1 \sim 3$ [7]。

频率变化为 1Hz 时的负荷功率变化量称为负荷静态频率特性的斜率 σ_{Π} , MW/Hz。这个量与负荷调节效应系数有关:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{\Delta P_{\Pi!f}}{\Delta f} = \frac{\Sigma P_{\Pi} K_H}{f_{HOM}} \quad (1.21)$$

当频率变化时负荷功率的增加可写为

$$\Delta P_{\Pi!f} = \sigma_{\Pi} \Delta f \quad (1.22)$$

正如调节效应系数一样, 负荷静态频率特性的斜率是正值, 并且在 45~50Hz 频率变化范围内可当作恒定值。

在频率变化以后, 负荷功率可用下式表示:

$$\Sigma P_{\Pi!f} = \Sigma P_{\Pi} + \sigma \Delta f \quad (1.23)$$

当接通或断开某些负荷时, 频率特性随这些负荷功率值的大小沿纵轴上下移动。如果该负荷的功率值与总的负荷功率相比不大, 此时特性斜率变化可以忽略, 并且认为特性作平行移动。图 1.5 表示当接通功率为 ΔP_{Π} 的附加负荷时特性 1 的移动情况。新的特性 2 表示新负荷功率与频率的关系:

$$\Sigma P_{\Pi} = \Sigma P_{\Pi} + \Delta P_{\Pi}$$

电力系统发电部分的静态频率特性 不论火电厂或水电

站，当蒸汽（水）的参数不变，并且频率偏差不大时（小于 $\pm 10\%$ ），载能体持续地进入涡轮机，电站涡轮机组实际上具有不变的功率[6]。如果电力系统中涡轮机组在这样的情况下工作，则电力系统的频率特性将完全由负荷特性确定。然而实际并非如此。不论水电站或火电厂（甚至核电站）所有涡轮机组都装备有涡轮机组转子旋转频率自动调节器（APC）*。

关于水电站和火电厂所采用的不同的调速系统，在文献[1, 4]中已有详细论述，在这里不予讨论。下面仅讨论示于图1.6的调速器的一般功能图。

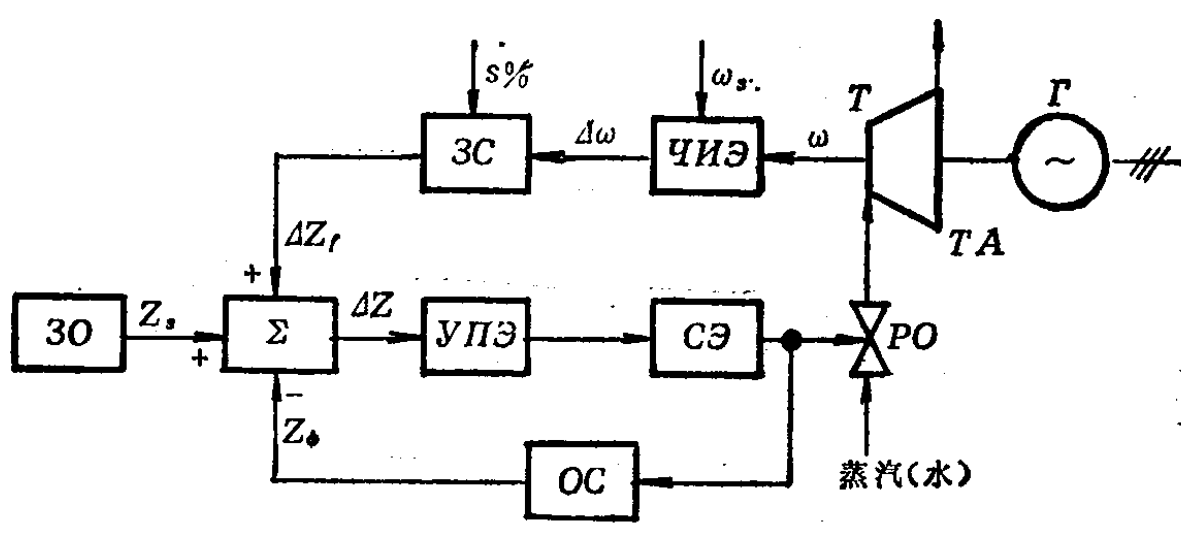


图 1.6 涡轮机组调速器的功能图

涡轮机组TA的转矩由经过涡轮机T的载能体（蒸汽、水）消耗量确定，同样地与调节机构PO（汽轮机组的调节阀，水轮机组的导水设备）的位置有关，与它的实际开度 Z_ϕ 有关。当涡轮机转矩与发电机电功率相适应时，机组的旋转角频率 ω 不变，而当这种相应关系破坏时，则 ω 发生变化，直至这种关系重新恢复为止。PO位置（实际开度）的变

* 以下简称调速器。——译者