

电能质量的基本概念及国家标准简介

现代社会中，电能是一种最为广泛使用的能源，其应用程度是一个国家发展水平的主要标志之一。随着科学技术和国民经济的发展，对电能的需求量日益增加，同时对电能质量的要求也越来越高。本节将对电能质量的概念及其国家标准内容作一概要介绍。

第一节电能质量及其指标

一个理想的电力系统应以恒定的频率(50Hz)和正弦的波形，按规定的电压水平对用户供电。在三相交流电力系统中，各相的电压和电流应处于幅值大小相等、相位互差 120° 的对称状态。由于系统各元件(发电机、变压器、线路等等)参数并不是理想线性或对称的，加之调控手段的不完善、负荷性质各异且其变化的随机性以及运行操作、各种故障等原因，这种理想状态在实际当中并不存在，因此就产生了电能质量(Power Quality)的概念。

电能质量可以定义为：导致用电设备故障或不能正常工作的电压、电流或频率偏差，其内容涉及频率偏差、电压偏差、电磁暂态、供电可靠性、波形失真、三相不平衡以及电压波动和闪变等。

人们对电能质量问题的重视并非近几年的事情，而是伴随电力系统发展的全过程，只不过早期包含的内容比较简单，主要局限在频率偏差和电压偏差两个方面。自从 80 年代以来，随着新型电力负荷的出现以及它们对电能质量不断增加的要求，电能质量问题才逐渐引起电力公司和电力用户的普遍重视，其主要原因有以下几个方面：

(1)为了提高劳动生产率和自动化水平，大量基于计算机系统的控制设备和电子装置投入使用，这些装置对电能质量非常敏感。一个计算中心失去电压 $2s$ 就可能破坏几十个小时的数据处理结果或者损失几十万美元的产值。当今自动化设备的连续精加工生产，不论是变速拖动还是机器人，工作母机还是自动化生产线，例如柔性制造系统(FMIS)或计算机综合制造系统(CIMS)，它们对配电系统中的干扰和异常非常敏感，甚至几分之一秒的不正常就可能在工厂内部造成混乱，这些用户对不合格电力的容许度严格到只有持续工频 $1 \sim 2$ 频率周期。

(2)现代电力系统中用电负荷结构发生了重大的变化，诸如半导体整流器、晶闸管调压及变频调整装置、炼钢电弧炉、电气化铁路和家用电器等负荷的迅速发展，由于其非线性、冲击性以及不平衡的用电特性，使电网的电压波形发生畸变，或引起电压波动和闪变以及三相不平衡，甚至引起系统频率波动等，这些对供电电能质量会造成严重的干扰或“污染”。

(3)电能作为商品，在电力市场运行机制下，不同的发电公司，包括独立电能生产者，在发电侧实行竞争，输配电系统(即电力公司)与发电分离，独立经营管理，为发电公司和用户提供转送电能服务，用户侧也可以作为独立实体参加价格控制。这样一个开放和鼓励竞争的运行环境，必然对电能质量提出越来越高的要求，并促使电能质量标准化的发展和不断完善。

电能质量与一般产品质量不同，有其如下特点：①不完全取决于电力生产企业，甚至有的质量指标(例如谐波、电压波动和闪变，三相电压不平衡度)往往是由用户干扰所造成的；②对于不同的供(或用)电点在不同的供(或用)电时刻，电能质量指标往往是不同的，也就是说，电能质量在空间上和时间上均处于动态变化之中。

第二节改善电能质量的意义

改善电能质量对于电网的安全、经济运行,保障工业产品质量和科学实验的正常进行以及降低能耗等均有重要意义。电能质量直接关系到国民经济的总体效益。

良好的电能质量无疑对电气设备的运行是有利的,但恶劣的电能质量对电力系统运行的不利影响并没引起人们足够的重视。从危害程度来看,某些电能质量问题的危害是破坏性的。例如,雷电波冲击、电容器和电缆线路投切时因谐波谐振而引起的过电压往往造成电气设备的绝缘和机械损坏,从而影响电力系统的正常运行;继电保护装置因谐波和负序干扰引起误动造成电网大面积停电会造成巨大的经济损失;短时的供电中断(Outage)或电压跌落(dip or sag)可能导致生产混乱或工业冶炼产品的大量报废甚至危害人身安全。另一方面,某些电能质量问题主要影响电气设备的性能指标。例如,不正常的电压和频率偏差会引起异步电机负荷的转速和功率变化,导致传动机械的效率降低,使纺织、造纸等产品的质量受到影响;谐波电流在旋转电机、输电线路、变压器等输配电设备中流通,使这些设备因产生附加损耗而过热,从而降低了这些设备的寿命或容量。然而,并不能据此说明前一种电能质量问题就比后一种显得重要,实际情况是后一种电能质量问题由于涉及的电气设备很广泛,其产生的影响足可同前一种电能质量问题相提并论。

关于电能质量指标恶化对电气设备危害的研究已有大量的成果,然而由于电能质量的不同指标对不同设备均有不同的影响,特别是当电能质量有多个指标时,不同的组合对设备的影响是十分复杂的问题,目前尚无一个准确的定量计算公式,只有一些粗略的公式和结果可以供工程估计之用。

因此,从总体上使电能质量指标越接近额定值,同时保证连续、可靠供电就是电能高质量的标志。然而,电能从生产到消耗是一个整体,电力系统的发、供、用始终处于动态平衡之中,其中任何一个环节都会对电能质量产生影响。而电能指标的控制需要相当的投入(包括电网结构的改进,有功功率和无功功率的平衡,各种调频、调压、滤波和无功补偿装置的使用以及调度和运行技术管理等),而且各种指标的控制技术也在不断发展和完善之中。实际上,电能质量指标和额定值的偏差是不可避免的。电能质量标准的制定任务,就是从当前(或近期发展)的技术水平出发,确定适当的电能质量指标偏差的允许值。标准的合理与否的判断准则应是:①基本上能保证电力系统的安全、连续供电和经济运行;②总体上能保证用户电气设备的正常用电;③电力部门(包括干扰性用户)在当前技术水平基础上,作一定的努力后应能达标。

第三节电能质量国家标准简介

从80年代初开始,国家质量技术监督局(原国家标准局)将制定国家电能质量系列标准列为重点项目。至2000年底已颁布系列标准共有5个,即GB 12325—90《供电电压允许偏差》;GB 12326—2000《电压波动和闪变》;GB / T 14549—93《公用电网谐波》;GB / T 15543—1995《三相电压允许不平衡度》;GB / T 15544—1995《电力系统频率允许偏差》。

上列标准的摘要如表 1-3 所列。

表 1-3 电能质量国家标准摘要

标准编号	标准名称	允许限值	说明																								
GB 12325-90	供电电压 允许偏差	(1)35kV 及以上为正负偏差绝对值之和不超过 10%； (2)10kV 及以下三相供电为 $\pm 7\%$ ； (3)220V 单相供电为 $+7\%$ ， -10%	衡量点为供用电产权分界处或电能计量点																								
GB 2326-2000	电压波动 和闪变	电压变动 d 的限值和变动频率 $r(h^{-1})$ 有关：当 $r \leq 1000$ 时， 对于低压(LV)和中压(MV)， $d=1.25\% \sim 4\%$ ；对于高压 (HV)， $d = 1.0\% \sim 3\%$ ；对于随机不规则的变动， $d = 2\%$ (LV、MV)和 $d = 1.5\%$ (HV)，闪变限值如下表： <table border="1"> <thead> <tr> <th>系统电压等级</th><th>LV</th><th>MV</th><th>HV</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P_{st}</td><td>1.0</td><td>0.9(1.0)</td><td>0.8</td></tr> <tr> <td>P_{lt}</td><td>0.8</td><td>0.7(0.8)</td><td>0.6</td></tr> </tbody> </table> 注 1.括号中的值仅适用于所有用户为同电压级场合。 2. P_{st} 为短时间闪变； P_{lt} 为长时间闪变。	系统电压等级	LV	MV	HV	P_{st}	1.0	0.9(1.0)	0.8	P_{lt}	0.8	0.7(0.8)	0.6	此标准为 GB 12326—90 修订版 (1) 衡量点为电网公共连接点(PCC)； (2) P_{st} 每次测量周期 10min，取实测 95% 概率值； 几每次测量周期 2h，不得超标； (3) 规定限值分三级处理原则； (4) 提供预测计算方法，规定测量仪器并给出典型分析实例。												
系统电压等级	LV	MV	HV																								
P_{st}	1.0	0.9(1.0)	0.8																								
P_{lt}	0.8	0.7(0.8)	0.6																								
GB/T 14549-93	公用电 网谐波	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">各级电网谐波电压限值(%)</th></tr> <tr> <th>电压(kV)</th><th>THD</th><th>奇次</th><th>偶次</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.38</td><td>5</td><td>4.0</td><td>2.0</td></tr> <tr> <td>6、10</td><td>4</td><td>3.2</td><td>1.6</td></tr> <tr> <td>35、66</td><td>3</td><td>2.4</td><td>1.2</td></tr> <tr> <td>110</td><td>2</td><td>1.6</td><td>0.8</td></tr> </tbody> </table> 注 1. 220kV 电网参照 110kV 执行。 2.表中 THD 为总谐波畸变率。	各级电网谐波电压限值(%)				电压(kV)	THD	奇次	偶次	0.38	5	4.0	2.0	6、10	4	3.2	1.6	35、66	3	2.4	1.2	110	2	1.6	0.8	(1)衡量点为 PEC，取实测 95% 概率值； (2)对用户允许产生的谐波电流，提供计算方法； (3)对测量方法和测量仪器作出基本规定； (4)对同次谐波随机性合成提供算法
各级电网谐波电压限值(%)																											
电压(kV)	THD	奇次	偶次																								
0.38	5	4.0	2.0																								
6、10	4	3.2	1.6																								
35、66	3	2.4	1.2																								
110	2	1.6	0.8																								
GB/T 15543-1995	三相电压 允许不 平衡度	(1)正常允许 2%，短时不超过 4%； (2)每个用户一般不得超过 1.3%。	(1)各级电压要求一样； (2)衡量点为 PCC，取实测 95% 概率值或日累计超过不超过 72min，且每 30min 中超标不超过 5min； (3)对测量方法和测量仪器作出基本规定； (4)提供不平衡度算法。																								
GB/T 15945-1995	电力系统 频率允 许偏差	(1)正常允许 $\pm 0.2\text{Hz}$ ，根据系统容量可以放宽到 $\pm 0.5\text{Hz}$ ； (2)用户冲击引起的频率变动一般不得超过 $\pm 0.2\text{Hz}$	对测量仪器提出了基本要求																								

谐波基本概念简介

在电能质量多种指标中,受干扰性负荷影响,谐波是最为普遍的,这是因为非线性负荷在快速增长,电网的谐波水平在不断提高。由于谐波干扰导致电气设备异常和事故有逐年增加的趋势,因此公用电网谐波标准在控制谐波危害,保障电网和用户的安全、经济运行和正常生产上起重要作用。本节对谐波标准及其相关的问题,特别是谐波测量方面问题作较为全面的说明。

第一节基本概念和术语

一、基本概念

由于电网中接入非线性负荷,使得电压、电流的波形产生了畸变,其波形不再是正弦的。由电工理论可知,交流电路的理论和计算均以正弦波形为基础,当波形成为非正弦时,将会带来许多的麻烦和不便。

1.分析方法

法国数学家傅里叶于1822年提出假设:任何以周期 T 重复的函数,均可用一正弦基波及一系列的高次谐波分量之和表示,而这些高次谐波分量的频率都是基波频率的整数倍。根据傅立叶理论可以将畸变的波形分解成基波及一系列的谐波之和,这给理论分析和计算带来了极大的方便,同时也为实践上解决因非线性负荷引起的波形畸变,即为解决谐波问题提供了理论依据。对于一个周期为 $T_1(f_1=1/T_1)$ 的连续非正弦波形 $y(t)$,当满足狄里赫利条件(电力系统的许多波形均满足或近似满足该条件)时可以分解为傅里叶三角级数

$$y(t) = c_0 + \sum_{k=1}^{\infty} [c_k \sin(h\omega_1 t + \varphi_k)] \quad (2-1)$$

上式亦可写成

$$y(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{\infty} (a_k \cos h\omega_1 t + b_k \sin h\omega_1 t) \quad (2-2)$$

式中 $\omega_1=2\pi f_1$, f_1 为工频频率; a_h 、 b_h 是傅里叶级数的余弦项和正弦项系数; c_h 为 h 次谐波幅值。比较式(2-1)、式(2-2)中第九次谐波项的系数可得

$$\begin{aligned} c_h \sin(h\omega_1 t + \varphi_h) &= c_h \sin \varphi_h \cos h\omega_1 t \cos \varphi_h \sin h\omega_1 t \\ &= a_h \cos h\omega_1 t + b_h \sin h\omega_1 t \\ a_h &= c_h \sin \varphi_h, \quad b_h = c_h \cos \varphi_h \end{aligned}$$

式中

由此可以得到 h 次谐波的幅值和相位角

$$\left. \begin{aligned} c_h &= \sqrt{a_h^2 + b_h^2} \\ \varphi_h &= \operatorname{tg}^{-1} \frac{a_h}{b_h}, (b_h > 0) \\ \varphi_h &= \operatorname{tg}^{-1} \frac{a_h}{b_h} + 180^\circ, (b_h < 0) \end{aligned} \right\} \quad (2-3)$$

h 次谐波的相位角以基波正向过零点为参考点。

利用三角函数的正交性,将式(2-2)两边分别乘以 $\cos(h\omega_1 t)$ 和 $\sin(h\omega_1 t)$,并对两边在一个周期 T_1 内取定积分可得到

$$\left. \begin{aligned} a_h &= \frac{2}{T_1} \int_0^{T_1} y(t) \cos(h\omega_1 t) dt \\ b_h &= \frac{2}{T_1} \int_0^{T_1} y(t) \sin(h\omega_1 t) dt \end{aligned} \right\} \quad (2-4)$$

式(2-4)即为余弦项和正弦项的计算公式。为了便于计算机处理,一般采用离散傅里叶变换(Discrete Fourier Transform, 简称为DFT)。数字谐波分析方法就是利用DFT求出余弦项和正弦项 a_h 、 b_h ,从而由式(2-4)得到 h 次谐波的幅值 c_h 以及相位角 φ_h 。

将式(2-2)写成复指数形式

$$y(t) = \sum_{h=-\infty}^{\infty} \bar{c}_h e^{jh\omega_1 t} \quad (2-5)$$

$\bar{c}_h$ 为复傅氏系数: $\bar{c}_h = \frac{1}{2}(a_h - jb_h)$, $h=0, \pm 1, \pm 2, \pm 3, \dots$, 即

$$\bar{c}_h = \frac{1}{T_1} \int_0^{T_1} y(t) e^{-jh\omega_1 t} dt \quad (2-6)$$

将式(2-5)离散化处理后,注意到 $\omega_1 = 2\pi/T_1 = 2\pi/N$

$$y(kt) \approx \sum_{h=0}^{N-1} \bar{c}_h e^{j2\pi hk/N} \quad (2-7)$$

式中, $t = kT_1/N$ 。

将 $\bar{c}_h$ 由离散傅里叶变换(DFT)的系数 c_h^* 来近似,用 τ 代替 T_1/N ,则

$$c_h^* \approx \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} y(k\tau) e^{-j2\pi hk/N} \quad (2-8)$$

式(2-4)中, a_h 、 b_h 用 a_h^* 、 b_h^* 近似,有

$$\left. \begin{aligned} a_h^* &= \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} y(k\tau) \cos\left(h \frac{2\pi k}{N}\right) \\ b_h^* &= \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} y(k\tau) \sin\left(h \frac{2\pi k}{N}\right) \end{aligned} \right\} \quad (h = 0, 1, 2, \dots, N-1) \quad (2-9)$$

为了实现数字谐波分析,必须从输入信号中得到离散的时间信号 $y(k\tau)$,为此可将连续信号 $y(t)$ 的一个周期 T_1 分成 N 个点,每隔 $\tau = T_1/N$ 的时间间隔进行一次采样就得到了离散时间信号,经过模数转换(A/D)便得到用有限字长表示的离散时间信号序列 $\left\{ y\left(k \frac{T_1}{N}\right) \right\}$ ($k=0, 1, 2, \dots, N-1$),代入式(2-9),由计算机进行处理,将输入信号中所含的各次谐波的幅值和相角计算出来。为了提高运算速度,一般采用快速傅立叶变换算法(Fast Fourier Transform, 即FFT)。

2. 特征谐波和非特征谐波

换流和变频装置等谐波源产生的谐波电流具有一定的特点,而且其谐波量一般是可以数学表达式来描述的,如对三相6脉动桥式整流装置,若供电系统的三相电压是平衡并对称的,各晶闸管的触发脉冲等间隔,则在其交流侧只产生5、7、11…等次电流谐波。若整流装置在每个工频周期内的触发脉冲个数为 p ,则整流装置只产生如下次数的谐波

$$h = k \times p \pm 1 (k=1, 2, 3, \dots) \quad (2-10)$$

谐波次数为 $k \times p \pm 1$ 的谐波称为特征谐波。一般整流装置产生的 h 次特征谐波电流含有率为

$$I_h/I_1 = 1/h \quad (2-11)$$

而基波电流与直流电流 I_d 的大小有关。

如果在一个工频周期内的触发脉冲个数越多,则特征谐波的次数越高,其谐波的幅值就越小。各种整流装置的特征谐波次数列于表2-1。

当整流装置的交流侧三相电压不对称或产生畸变时,整流装置将产生2、3次等特征谐波以外次数的谐波,将这类谐波称为非特征谐波。

第二节 国标限值制定原则及适用范围

一、谐波电压限值

公用电网谐波电压(相电压)限值见表 2-1。

表 2-1 公用电网谐波电压(相电压)限值

电网标称 电压(kV)	电压总谐波 畸变率(%)	各次谐波电压含有率(%)		电网标称 电压(kV)	电压总谐波 畸变率(%)	各次谐波电压含有率(%)	
		奇次	偶次			奇次	偶次
0.38	5.0	4.0	2.0	35	3.0	2.4	1.2
6	4.0	3.2	1.6	66			
10				110	2.0	1.6	0.8

二、谐波电流允许值

(1)公共连接点的全部用户向该点注入的谐波电流分量(方均根值)不应超过表 2-2 中规定的允许值。当公共连接点处的最小短路容量不同于基准短路容量时,表 2-2 中的谐波电流允许值的换算见式(2-13)。

表 2-2 注入公共连接点的谐波电流允许值

标准电压 (kV)	基准短路容量 (MVA)	谐波次数及谐波电流允许值(A)																							
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0.38	10	78	62	39	62	26	44	19	21	16	28	13	24	11	12	9.7	18	8.6	16	7.8	8.9	7.1	14	6.5	12
6	100	43	34	21	34	14	24	11	11	8.5	16	7.1	13	6.1	6.8	5.3	10	4.7	9.0	4.3	4.9	3.9	7.4	3.6	6.8
10	100	26	20	13	20	8.5	15	6.4	6.8	5.1	9.3	4.3	7.9	3.7	4.1	3.2	6.0	2.8	5.4	2.6	2.9	2.3	4.5	2.1	4.1
35	250	15	12	7.7	12	5.1	8.8	3.8	4.1	3.1	5.6	2.6	4.7	2.2	2.5	1.9	3.6	1.7	3.2	1.5	1.8	1.4	2.7	1.3	2.5
66	500	16	13	8.1	13	5.4	9.3	4.1	4.3	3.3	5.9	2.7	5.0	2.3	2.6	2.0	3.8	1.8	3.4	1.6	1.9	1.5	2.8	1.4	2.6
110	750	12	9.6	6.0	9.6	4.0	6.8	3.0	3.2	2.4	4.3	2.0	3.7	1.7	1.9	1.5	2.8	1.3	2.5	1.2	1.4	1.1	2.1	1.0	1.9

注: 220kV 基准短路容量取 2000MVA。

(2)公共连接点 PCC 处谐波电流的分配原则。同一公共连接点的每个用户向电网注入的谐波电流允许值按此用户在该点的协议容量与其公共连接点的供电设备容量之比进行分配。在公共连接点处第 i 个用户的第 h 次谐波电流允许值(I_{hi})按下式计算

$$I_{hi} = I_h (S_i / S_t)^{1/\alpha} \quad (2-12)$$

式中 I_h——按式(2-13)换算的第九次谐波电流允许值, A;

S_i——第 i 个用户的用电协议容量, MVA;

S_t——公共连接点的供电设备容量, MVA;

α——相位迭加系数, 按表 2-3 取值。

表 2-3 相位迭加系数

h	3	5	7	11	13	91 > 131 偶次
α	1.1	1.2	1.4	1.8	1.9	2

(3)谐波电流允许值的换算。当电网公共连接点在正常运行方式下的最小短路容量不同于表2-3基准短路容量时，按下式修正表2-3中的谐波电流允许值

$$I_h = \frac{S_{k1}}{S_{k2}} I_{hp} \quad (2-13)$$

式中 S_{k1} ——公共连接点的最小短路容量，MVA；

S_{k2} ——基准短路容量，MVA；

I_{hp} ——表 1-17 中的第九次谐波电流允许值，A；

I_h ——短路容量为 S_{k1} 时的第九次谐波电流允许值。

三、基本计算式

(1)第 h 次谐波电压含有率 $HRU_h(\%)$ 与第 h 次谐波电流分量 I_h 的关系

$$HRU_h = \frac{\sqrt{3} Z_h I_h}{10 U_N} \quad (2-14)$$

工程上近似按式(2-15)或式(2-16)计算，即

$$HRU_h = \frac{\sqrt{3} U_N h I_h}{10 \cdot S_k} \quad (2-15)$$

$$I_h = \frac{10 S_k \cdot HRU_h}{\sqrt{3} U_N h} \quad (2-16)$$

式中 U_N ——电网的标称电压，kV；

S_k ——公共连接点的三相短路容量，MVA；

I_h ——第 h 次谐波电流，A；

Z_h ——系统的第 h 次谐波阻抗， Ω 。

应注意，第 h 次谐波电压含有率 HRU_h 为

$$HRU_h = \frac{U_h}{U_1} \times 100\% \quad (2-17)$$

$$U_h = I_h Z_h \approx I_h h Z_k \quad (2-18)$$

而公共连接点的三相短路容量为

$$S_k = \frac{U_N^2}{Z_k} \quad (2-19)$$

上两式中 Z_k 为公共连接点处的短路阻抗。

(2)两个谐波源的同次谐波电流在一条线路的同一相上迭加。

当相位角已知时

$$I_h = \sqrt{I_{h1}^2 + I_{h2}^2 + 2 I_{h1} I_{h2} \cos \theta_h} \quad (2-20)$$

式中 I_{h1} ——谐波源 1 的第 h 次谐波电流；

I_{h2} ——谐波源 2 的第 h 次谐波电流；

θ_h ——谐波源 1 和 2 的第 h 次谐波电流之间的相位角。

当相位角未知时

$$I_h = \sqrt{I_{h1}^2 + I_{h2}^2 + K_h I_{h1} I_{h2}} \quad (2-21)$$

式中 K_h 系数按表 2-4 选取。

表 2-4 K_h 值

h	3	5	7	11	13	91 > 131 偶次
K_h	1.62	1.28	0.72	0.18	0.08	0

两个以上同次谐波电流迭加时，首先将两个谐波电流迭加，然后再与第三个谐波电流相迭加，以此类推。两个及以上谐波源在同一节点同一相上引起的同次谐波电压迭加的计算式与式(2-20)或式(2-21)类同。

国际大电网会议 36-05 工作组在提交的研究报告中提出的几个谐波源谐波电流的合成计算式为

$$I_h = \sqrt[h]{I_{h1}^h + I_{h2}^h + I_{h3}^h + \dots}$$

式中 I_h —— h 次谐波电流的合成谐波电流；

I_{h1} 、 I_{h2} 、 I_{h3} ——分别为第 1、2、3、…个谐波电流源送到同一支路的第 h 次谐波电流；

α 是与谐波次数有关的常数，见表 2-5。

表 2-5 α 与谐波次数的关系(IEC)

h	3, 5, 7	11, 13	> 13
α	1	1.4	2

对于两个谐波源，式(2-22)为

$$I_h = (I_{h1}^h + I_{h2}^h)^{1/\alpha}$$

现将式(2-21)与式(2-23)作一比较，以观察 k_h 与 α 的关系

$$(I_{h1}^h + I_{h2}^h + k_h I_{h1} I_{h2}^{1/2})^{1/\alpha} = (I_{h1}^h + I_{h2}^h)^{1/\alpha}$$

由上式可得

当 $I_{h1} = I_{h2}$ 时， $k_h = 2^{2/\alpha} - 2$ ；

当 $I_{h1} = 2I_{h2}$ 时， $k_h = 2\left(1 + \frac{1}{2^\alpha}\right)^{2/\alpha} - \frac{5}{2}$ ；

当 $I_{h1} = 10I_{h2}$ 时， $k_h = 10(1 + 0.1\alpha)^{2/\alpha} - 10.1$ 。

由上面的三个等式，取不同的 α 值，计算出 k_h 值，列于表 2-6。

表 2-6 k_h 与 α 的关系

I_{h1}/I_{h2}	1	1.2	1.4	1.8	2
1	2	1.175	0.692	0.160	0
2	2	1.152	0.665	0.148	0
10	2	0.974	0.474	0.076	0

从表 2-7 可见，由式(2-22)计算得到的谐波电流合成量比式(2-24)的计算结果小，国标中对两个及以上谐波源的谐波电流的叠加值偏小。应注意，为了便于按容量分配谐波电流，国标中也用了 α 系数，但国标中 α 系数基本上与 k_h 对应。

附：对仪器的精度要求

按测量对象不同，将准确度分成 A、B 类(见表 2-7)。

表 2-7 仪器的最大允许测量误差

级别	被测量	条件	最大允许误差	
A	电压	$U_m \geq 1\%U_N$ $U_m < 1\%U_N$	5% U_m	0.05% U_N
	电流	$I_m \geq 3\%I_N$ $I_m < 3\%I_N$	5% I_m	0.15% I_N
B	电压	$U_m \geq 3\%U_N$ $U_m < 3\%U_N$	5% U_m	0.15% U_N
	电流	$I_m \geq 10\%I_N$ $I_m < 10\%I_N$	5% I_m	0.5% I_N

注表中 U_m 、 I_m 为测量值， U_N 、 I_N 为测量仪器各量程的额定输入值。

电压波动和闪变基本概念简介

第一节基本概念

一、电压波动和闪变的发生和危害

(一)电压波动的发生原因

电力网中的电压波动一般是由波动性负荷所引起的，主要波动性负荷有：

- (1)炼钢电弧炉；
- (2)电动机频繁起动的负荷，如轧钢机和绞车等；
- (3)间歇通电的负荷，如电阻焊机和电弧焊机等。

(二)电压波动和闪变的危害

- (1)电照明灯光闪烁，引起人的视觉疲劳甚至难以忍受；
- (2)电机屏幕图像失真、摆动翻滚和亮度变化；
- (3)电动机转速不均匀，影响产品质量甚至损坏电动机；
- (4)电子计算机、监测和控制设备等工作不正常。

二、电压波动和闪变标准的制定和修订

在波动性负荷中，以电弧炉引起的电压波动和闪变最为严重。许多国家制定的闪变标准，通常是针对电弧炉负荷的，因为其他类型的波动性负荷一般是不会比电弧炉的影响更大。现对国内外制定的闪变标准简介如下：

(1)日本从 20 世纪的 60 年代起就有几种闪变仪问世，1978 年日本电加热技术协会和电弧炉技术委员会制订日本国内统一的闪变标准，并协调 ΔV_{10} 闪变仪的规格。我国初期制作的闪变仪，多以日本的 ΔV_{10} 闪变仪作参考^[11]。

(2)英国是对电能质量要求较为严格的国家，1970 年由英国电工委员会颁布电炉的供电 -P7/2 工程技术规范，以电弧炉的一个工作周期或更长时间的累积概率函数(CPF)来评定其闪变的统计值。

(3)国际电热协会(UIE)于 1982 年制定闪变仪的功能和设计规范，首先在英、法、德、意和比利时等五国试行，1986 年国际电工委员会(IEC)正式颁布。1988 年 UIE 对波动性负荷的供电作了较详细的论证，制定和推荐闪变标准和预测计算方法。据此，1994-1996 年 IEC 先后颁布了有关电压波动和闪变的电磁兼容标准和技术报告^[25]。

(4)我国于 1990 年国家技术监督局发布国标《电能质量——电压允许波动和闪变》(GB12326-90)，其中闪变指标部分参考日本 ΔV_{10} 标准，不太适合我国的供用电情况。国家标准 GB 12326-2000 重新作了修订，将闪变指标改为 IEC 的短时间闪变值 P_{st} 和长期闪变值 P_{lt} ，以便与国际电工标准接轨，也适合国情。

第二节基本概念和术语

一、方均根值电压及其变动特性

(一)方均根值电压(RMS Voltage)

电力网的瞬时值电压 u ，随时间 t 作周期性变化。周期性非正弦波形的电压，可分解成基波和谐波电压，基波电压的周期与非正弦电压的周期相同。工频基波电压的标称频率为 50Hz，周期为 20ms。

在工程上通常以电压整周期的方均根值来衡量电压的大小。在电压方均根值波动的情况下，则取半周期方均根值电压。如图 3-1 所示，将工频电压的半周期 $T/2$ 分成 N 个等分点，每隔 $T/2N$ 逐点取电压的瞬时值。设在 $kT/2N$ 时刻电压的瞬时值为 u_k ，则沿半周期内瞬时值电压序列为 $u_0, u_1, u_2, u_k, u_{n-1}$ ，于是方均根值电压 U 的计算公式为

$$U = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} u_k^2} \quad (3-1)$$

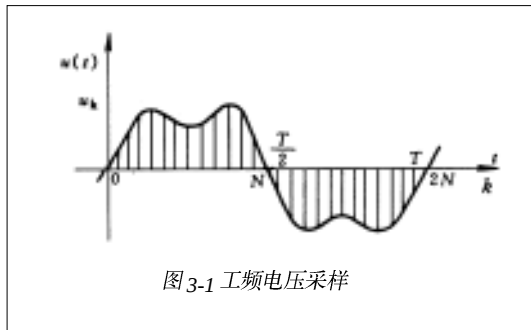


图 3-1 工频电压采样

(二)方均根值电压的变动特性

方均根值电压变动特性 $U(t)$ 是方均根值电压的时间函数，它是由沿每基波半周期取方均根值顺序逐点画出的图形。

供电电压在两个相邻的、持续 1s 以上^①的电压方均根值 U_1 和 U_2 之间的差值，称为电压变动(voltage change)。

通常多以标准电压 U_N 的百分数来表示电压变动的相对百分值 d ，即

$$d = \frac{U_1 - U_2}{U_N} \times 100\% = \frac{\Delta U}{U_N} \times 100\% \quad (3-2)$$

典型的电压变动特性曲线如图 3-2(a)所示。由图可见，在 t_1 电压的方均根值开始下降，至 t_2 电压下降 $\Delta U_{\max}$ ，为电压变动特性的最大电压变动。从 t_2 开始电压回升，至 t_3 电压持续稳态值。 ΔU_c 为稳态的电压变动， ΔU_d 为动态的电压变动。

如图 2-2(b)所示，最大相对电压变动 $d_{\max} = \frac{\Delta U_{\max}}{U_N} \times 100\%$

$$\text{相对的稳态电压变动} \quad d_c = \frac{\Delta U_c}{U_N} \times 100\%$$

$$\text{相对的动态电压变动} \quad d = \frac{\Delta U_d}{U_N} \times 100\%$$

在图 3-2 所示的典型的电动机起动所引起的电压变动特性曲线中，一般来说，电动机起动一次后电压下降随后回升应算作两次电压变动；但若作为动态的电压变动或等值阶跃电压变动，电动机起动一次应算作一次动态电压变动，或算作一次等值阶跃电压变动。电动机的频繁起动、电弧炉和间歇通电的负荷，会引起一系列的电压变动。

二、电压波动

电压波动(voltage fluctuation)为一系列电压变动或连续的改变。电压波动值为相邻电压方均根值的两个极值 $U_{\max}$ 和 $U_{\min}$ 之差 ΔU ，常以其标称电压 U_N 的百分数表示其相对百分值，即

$$d = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_N} \times 100\% \quad (3-3)$$

① “持续 1s 以上”的要求是从分析方法知用范围提出的^[28]。

如图3-3所示的电压波动波形,在分析时抽象地将电网方均根值电压 U 看作载波,将波动电压 v 看作调幅波。在图3-3(a)中:① U 为电网方均根值电压,作为载波;② v 为正弦波的波动电压,作为调幅波对方均根值电压 U 进行调制。在图3-3(b)中,虚线所示的横坐标,相当电网方均根值电压的平均电平线,图中 v_m 为正弦调制波的幅值或峰值, d 为 v 的峰谷差值即p-p值,以标称电压 U_N 的百分数表示。通常以 d 的大小作为电压波动的量度,其值如式(3-3)所示。

单位时间内电压变动的次数称为电压变动的频度 r ,一般以min-1或s-1作为频度的单位。

严格地说,只有正弦波周期 $T(s)$ 的倒数,才称为频率 $f(Hz)$ 。在实际应用中,对周期为 $T(s)$ 的以矩形波或三角波等变化的波形,也将其周期 $T(s)$ 的倒数称为该波形的频率 $f(Hz)$,实际上这时的 $f(Hz)$ 应当是这些波形的基波频率。电压变动的频度 $r(s^{-1})$,则为频率 $f(Hz)$ 的2倍。

常用的关系式为

$$f(Hz) = \frac{1}{T(s)}$$

$$f(Hz) = \frac{r(s^{-1})}{2} = \frac{r(min^{-1})}{120} \quad (3-4)$$

在周期性任意波形调幅波的情况下,若将调幅波分解成傅立叶级数,则对于每个频率分量,都有其相应的p-p值。

本标准主要针对波动性负荷运行所引起的电压波动。波动性负荷可分为两大类型。轧机和绞车等负荷的电动机频繁起动和焊机等负荷的间歇通电,会引起一系列的电压变动;电弧炉等波动性负荷则会引起供电电压出现连续的电压变动。

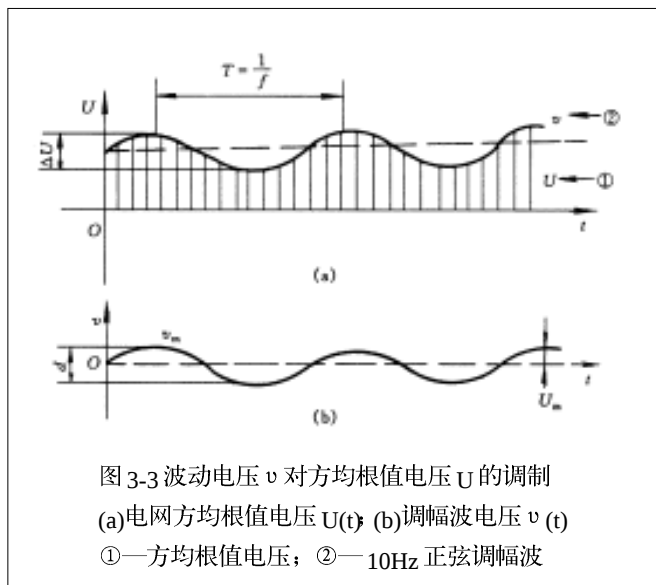
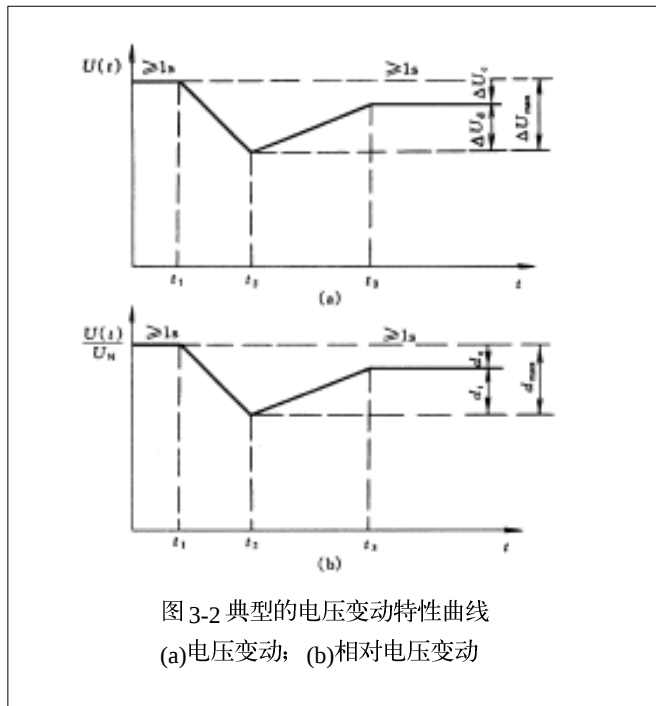
最后应指出,偶然的电压变动可能叠加并增大在正常运行状态下的电压波动,在分析和处理测量数据时应予以注意。

三、闪变觉察率 $F(\%)$ 和瞬时闪变视感度 $S(t)$

电压波动常会使许多电工设备不能正常工作。一般来说,对电子计算机和控制设备不需要特别去关注,因为它们的容量小并能在相对耗资不大的条件下加设抗干扰设施。日光灯和电视机等设备对电压波动的敏感程度远低于白炽灯,而几乎每个建筑的照明都装有大量的白炽灯,如果电压波动的大小不足以引起白炽灯闪变(flicker),则可以肯定不会使电视机和日光灯等工况异常。为此,选白炽灯的工况作为判断电压波动值是否被接受的依据。

闪变的主要决定因素有:

- (1)供电电压波动的幅值、频率和波形;
- (2)照明装置,以对白炽灯的照度波动影响最大,而且与白炽灯的瓦数和额定电压等有关;
- (3)人对闪变的主观视感。由于人们视感的差异,需对观察者的闪变视感作抽样调查。



为了解闪变对人的视觉反应程度，IEC 推荐采用不同波形、频率、幅值的调幅波对工频电压进行调制，向工频 230V、60W 白炽灯供电照明，经观察者抽样调查，闪变觉察率 $F(\%)$ 的统计公式为

$$F = \frac{C + D}{A + B + C + D} \times 100\% \tag{3-5}$$

- 式中 A —— 没有觉察的人数；
 B —— 略有觉察的人数；
 C —— 有明显觉察的人数；
 D —— 不能忍受的人数。

电压波动引起照度波动对人的主观视觉反应称为瞬时闪变视感度(instantaneous flickersensation level)。通常以闪变觉察率为50%作为瞬时闪变视感度的衡量单位，即定为 $S=1$ 觉察单位(unit of perceptibility)。与 $S=1$ 觉察单位相应的电压波动值 $d(\%)$ 如图 3-4 所示。图 3-4 中画出 $S=1$ 觉察单位的正弦和矩形电压波动曲线，这是研究闪变的实验依据。

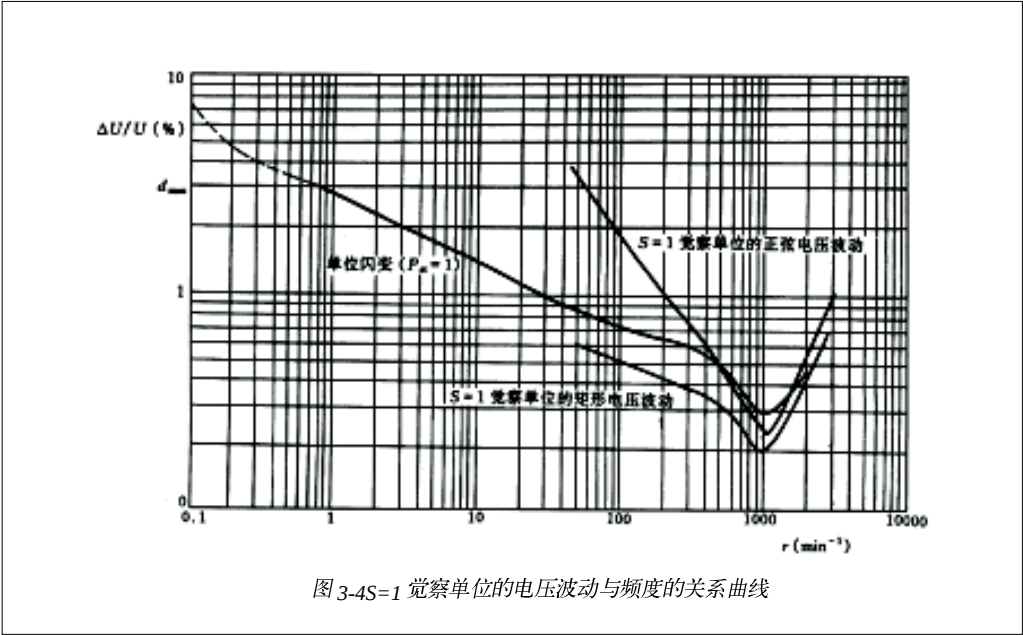


图 3-4 $S=1$ 觉察单位的电压波动与频度的关系曲线

由图 3-4 可以看出，作用最为显著的是 $r=1056\text{min}^{-1}$ ($f=8.8\text{Hz}$)，调幅波为矩形波动电压，它作用于 230V、60W 的白炽灯，在 $S=1$ 觉察单位的电压波动值为 0.20%，对应图 3-4 中曲线凹下的最低点。其附近频段则对应闪变较为敏感的频率范围，约为 6~12Hz (相当 $r=720 \sim 1440\text{min}^{-1}$)。 $r=1200\text{min}^{-1}$ 相当于 $f=10\text{Hz}$ 的闪变。

在矩形波频率 $\geq 9\text{Hz}$ 的情况下，其谐波对闪变的影响较小，其基波起主要作用，矩形波的基波幅值为矩形波幅值的 $\frac{4}{\pi} = 1.27$ 倍。频率在 5Hz 以下时，矩形波的谐波比其基波对闪变更起作用。在图 3-4 中，矩形电压波动曲线在正弦电压波动曲线的下方，这反映矩形电压波动比正弦电压波动对闪变的影响更为严重。

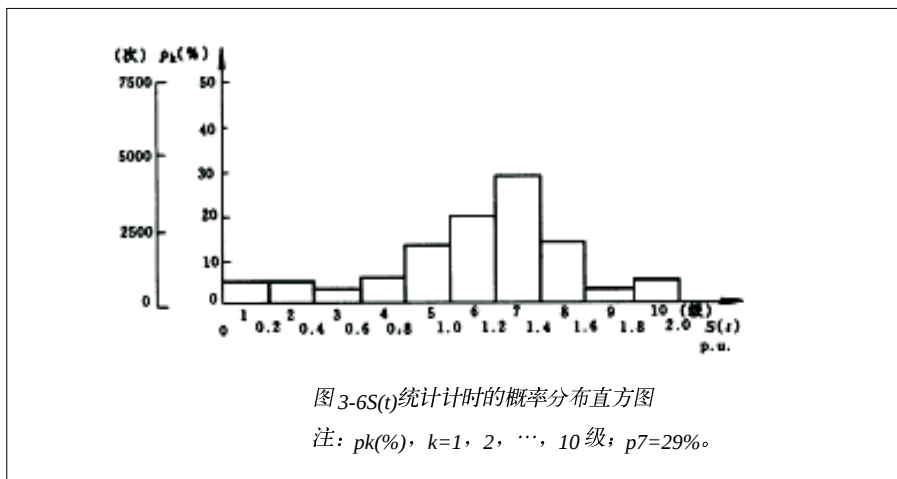
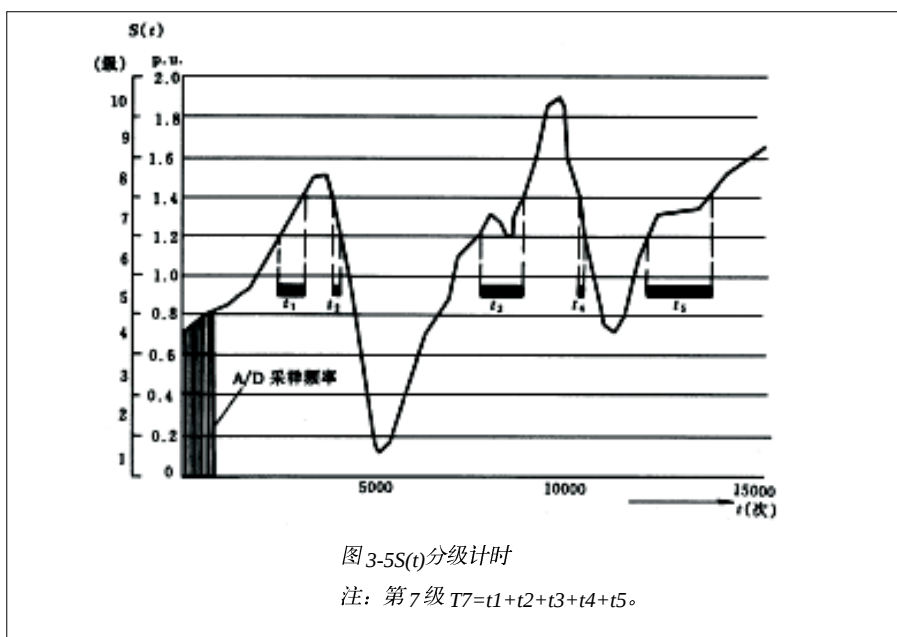
四、短时间闪变值 P_{st}

对于波动性负荷运行所引起的电压波动，不仅要检查它的最大电压波动，还要在足够长时间(一般取 10min)内观察电压波动的统计特征值。

例如如图 3-5 所示，在 10min 内对瞬时闪变视感度 $S(t)$ 计算出 15000 个数据，因为数据采集的时间间隔一定，故可按数据采集次数来计算时间 t 。为对闪变的统计方法叙述清楚起见，在图 3-5 中将 $S(t)$ 分成 10 级，如 $S(t)$ 在 2p.u.(p.u. 表示标幺值，下同)范围，则

每级级差 0.2p.u.，第 7 级由 1.2p.u.~1.4p.u.，在图中给出第 7 级计时的计算示例， $T_7 = \sum_{i=1}^5 t_i = t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 = 4350$ 次。

在总时间 $T=15000$ 次中第 7 级占 4350 次，其概率分布则为 $P_k = \frac{T_k}{T} \times 100\%$ ， $p_7 = 29\%$ 。这样，由图 3-5 所分的 10 级 $s(t)$ 的计算结果，以及给出的概率分布 $p_k(\%)$ ， $k=1, 2, \dots, 10$ 级，可以作出图 3-6 所示的概率分布直方图。



将图 3-6 直方图的 $p_k(\%)$ 累加，可得出图 3-7 所示的累积概率函数(CPF)，根据 CPF 便可作出闪变的统计评定。在实际应用中可不用画出 CPF 曲线，而是根据这个思路导出逼近 CPF 曲线的适当算式。对典型的正态概率分布，通常用平均值和方差等特征值便可表达。对于图 3-8 所示电弧炉等负荷的电压波动 10min CPF 曲线，常用 5 个规定值(gauge points)或称百分值(percentiles)计算短时间闪变的统计值 P_{st} ，则 P_{st} 称为短时间闪变值。图 3-8 中的 5 个规定值 $P_{0.1}$ 、 P_1 、 P_3 、 P_{10} 和 P_{50} 分别为 10min 内瞬时闪变视感度 $S(t)$ 超过 0.1%、1%、3%、10% 和 50% 时间的觉察单位值。

计算短时间闪变值 P_{st} 的算式为

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \quad (3-6)$$

应当指出，式(3-6)中诸规定值的加权系数之值是根据实验数据来确定的。假定计算 P_{st} 算式的形式为

$$P_{st} = \sqrt{K_1 P_{0.1} + K_2 P_1 + K_3 P_3 + K_4 P_{10} + K_5 P_{50}} \quad (3-7)$$

由5个典型电压波动工况，给出5个CPF曲线，得出5组数据：25个规定值和5个 P_{st} 值作为已知量，代入式(3-7)便得出以 K_1 、 K_2 、 K_3 、 K_4 和 K_5 为未知量的5阶线性联立方程组，由此求解得出

$$K_1=0.0314, K_2=0.0525,$$

$$K_3=0.0657, K_4=0.28, K_5=0.08$$

对于采用230V、60W的白炽灯照明，当 $P_{st} < 0.7$ 时，一般觉察不出闪变；当 $P_{st} > 1.3$ 时，则闪变使人感到不舒服。所以，IEC推荐 $P_{st}=1$ 作为低压供电的闪变限值，称为单位闪变(unit flicker)。

同一频度的电压波动，电压波动的幅值 d 越大，则其产生的闪变值 P_{st} 也越大， P_{st} 与 $d(\%)$ 近似地呈线性关系。对于周期性稳定的矩形电压波动，在式(3-6)中 $P_{0.1}=P_1=P_3=P_{10}=P_{60}=S(t)$ 。于是由式(3-6)可得 $P_{st} = \sqrt{0.5096S(t)} = 0.714 \sqrt{S(t)}$ 或可写成

$$S(t) = 2P_{st}^2 \text{ 或 } P_{st} = 0.7 \sqrt{S(t)} \quad (3-8)$$

对于周期性矩形电压波动，在 $f=8.8\text{Hz}$ 时，当 $d=0.20\%$ 时 $S=1$ 觉察单位， $P_{st}=0.7$ ，觉察率 $F=50\%$ ；当 $d=0.29\%$ 时 $P_{st}=1$ ， $S=2$ 觉察单位，觉察率 $F=80\%$ 。

五、同一供电母线上 P_{st} 的合成

n 个波动性负荷各自引起的闪变及背景闪变在同一公共供电母线上产生的 P_{st} 合成算式的一般形式为

$$P_{st} = \left[\sum_{i=1}^n P_{sti}^m \right]^{1/m} = \sqrt[m]{(P_{st1})^m + (P_{st2})^m + \dots + (P_{stn})^m} \quad (3-9)$$

式中， m 值取决于主要闪变源的性质及其工况的重叠可能性：
 $m=1$ 用于波动性负荷引起电压变动同时发生重叠率很高的工况
 $m=2$ 用于随机波动性负荷引起电压变动同时发生可能性较小的工况； $m=4$ 仅用于熔化期不重叠的电弧炉所引起的电压变动合成。

针对一般波动性负荷，常采用 $m=3$ ，故多个闪变干扰源的合成一般为

$$P_{st} = \sqrt[3]{\sum_i P_{sti}^3} = \sqrt[3]{P_{st1}^3 + P_{st2}^3 + \dots + P_{stn}^3} \quad (3-10)$$

六、供电系统各电压级间 P_{st} 的传递

广义的闪变包括电压波动，限制闪变干扰包括限制电压变动幅值和变动频度及其影响。IEC在制订闪变标准中，将供电系统电压分为高压(HV)、中压(MV)和低压(LV)三级。对于超高压(EHV) $U_N > 230\text{kV}$ 的输电系统的闪变标准，则与高压(HV)规定的闪变标准相同。

- (1)低压(LV)，一般指 $U_N \leq 1\text{kV}$ 的低电压(民用)的配电网；
- (2)中压(MV)，一般指 $1\text{kV} < U_N \leq 35\text{kV}$ 的配电网；
- (3)高压(HV)，一般指 $35\text{kV} < U_N \leq 230\text{kV}$ 的大型用户的高压供电和地区性连接的高压配电网。

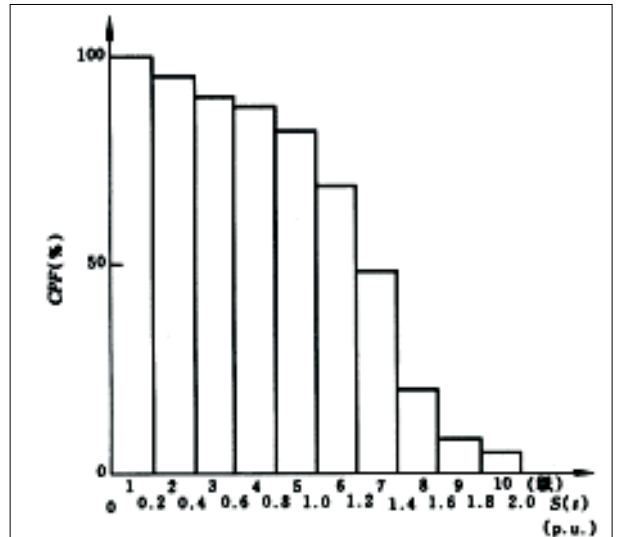


图3-7 将 $S(t)$ 分成10级的CPF曲线

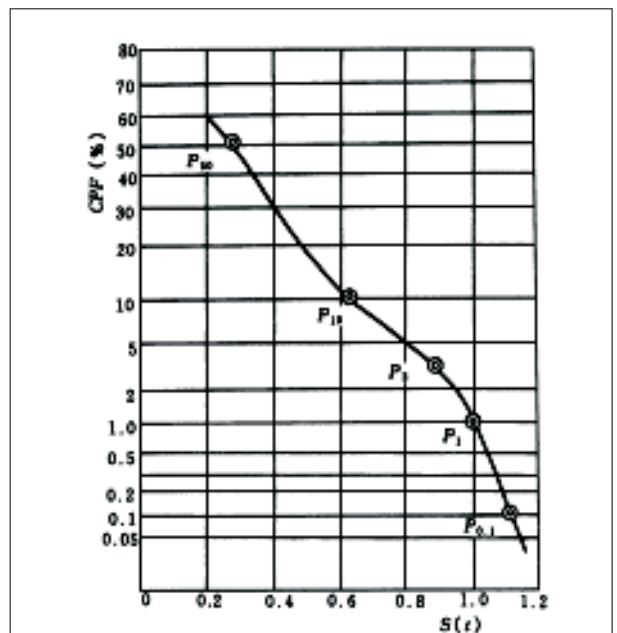


图3-8 10min CPF曲线示例

闪变干扰在各级电力网的传递，遵守十分简单的规律：

(1) 高压传递至中压和低压的传递系数 T_{HM} 和 T_{HL} 稍低于 1，一般取 0.8~1；而由中压传递至低压的传递系数 T_{ML} 则接近于 1，典型值为 $T_{ML}=0.95\sim1$ 。

(2) 由于高电压级电力网的短路容量较大，由低电压级的闪变干扰传递至高电压级的作用实际上可以忽略，故由低压传递至高压或中压以及由中压传递至高压的传递系数等于 0。

七、同电压级供电母线间 P_{st} 的传递

如图 3-9 所示的供电系统，两个电弧炉 A 和 B 分别接在 A 和 B 两个供电母线上。假定已知这两个电弧炉产生的闪变干扰值为：单独由电弧炉 A 在供电母线 A 上产生的闪变干扰值为 P_{stA} ；单独由电弧炉 B 在供电母线 B 上产生的闪变干扰值为 P_{stB} 。要求计算一个供电母线上的电弧炉，在另一个供电母线上所产生的闪变干扰的传递效应。

为使分析简化又不失一般性，只需计算电弧炉 B 在供电母线 A 上产生的闪变 P_{stBA} ，采用的简捷算法是，将电弧炉 B 在母线 B 上产生的闪变干扰 P_{stB} 乘以传递系数成为传递至母线 A 的闪变干扰 P_{stBA} 。在推导邻近母线 B 上闪变干扰 P_{stB} 传递至供电母线 A 的等值闪变干扰 P_{stBA} 的计算公式时，先将图 3-9 画成图 3-10 的等值电路形式。

P_{stB} 传递至供电母线 A 的等值闪变干扰 P_{stBA} ，可按阻抗 X_A 和 X_C 上分压计算，即

引进短路容量，按标么值关系式可写成

$$S_{kAB} = \frac{1}{X_A + X_C} \quad (3-12)$$

$$S_{kBA} = \frac{1}{X_B + X_C} \quad (3-13)$$

$$S_{kA} = \frac{1}{X_A} + \frac{1}{X_B + X_C} \quad (3-14)$$

式中 S_{kAB} —— 供电点 B 短路时，供电点 A 流向供电点 B 的短路容量，MVA；

S_{kBA} —— 供电点 A 短路时，供电点 B 流向供电点 A 的短路容量，MVA；

S_{kA} —— 供电点 A 的短路容量，MVA。

由式(3-13)和式(3-14)可得出式(3-15)，即

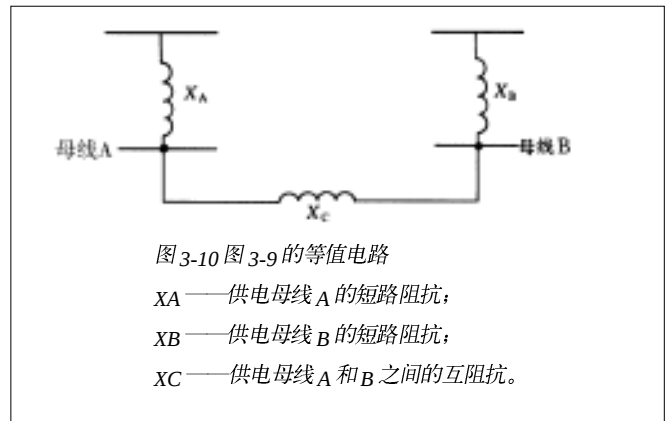
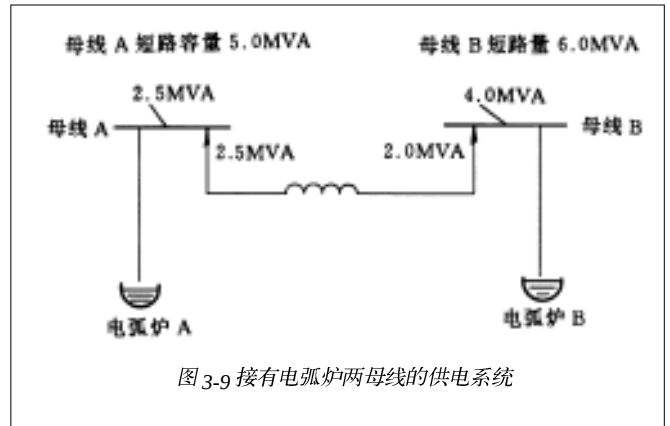
$$\frac{1}{X_A} = S_{kA} - S_{kBA} \quad (3-15)$$

将式(3-12)和式(3-15)代入式(3-11)，便可得出式(3-16)的计算公式

$$P_{stAB} = \frac{S_{kBA}}{S_{kA} - S_{kAB}} P_{stB} = T_{BA} P_{stB} \quad (3-16)$$

式中 T_{BA} —— 在母线 B 上产生的闪变干扰传递至母线 A 的传递系数。

在图 3-9 的示例中， $S_{kAB}=2\text{MVA}$ ， $S_{kA}=5\text{MVA}$ ， $S_{kB}=6\text{MVA}$ ， $S_{kBA}=2.5\text{MVA}$ ，于是由式(3-16)算出 $P_{stBA}=0.8P_{stB}$ 。如果将式(3-16)中 A 与 B 字母互换，同理可得 $P_{stAB} = \frac{S_{kBA}}{S_{kB} - S_{kAB}} P_{stA} = 0.625P_{stA}$ 。由此可以看出，两母线之间的传递系数不同，须具体计算。在此例中的计算结果为：传递系数 $T_{BA}=0.8$ ；传递系数 $T_{AB}=0.625$ 。



同电压级供电母线间的传递系数又称影响系数，故传递系数 T_{BA} 可理解为在母线B上施加1p.u.的电压在母线A上引起的电压

$$T_{BA} = \frac{X_A}{X_A + X_C} = \frac{S_{kAB}}{S_{kA} - S_{kBA}} \quad (3-17)$$

相邻母线 $X_C=0, T_{BA}=1$

较远母线 $X_C= \infty, T_{BA}=0$

同电压级的相邻母线间的闪变干扰传递作用，由于涉及电网结构、参数，一般需用计算机程序计算。上述的方法，在许多情况下可用来作简捷估算。

第三界限值和管理

一、电压波动的限值

电压波动的影响和危害主要决定于它的波动幅值和频度。供电电压波动引起白炽灯照度波动，对人的视感较易觉察的频率范围为0.5~25Hz。在此频率范围的电压波动限值，主要由闪变来限定。图3-4中，在电压波动频率较低时，对应 $P_{st}=1$ 的电压波动为：当 $r \leq 0.7\text{min}^{-1}$ 时， $d_{lim} \geq 3\%$ ；而当 $r=0.1\text{min}^{-1}$ 时， $d_{lim}=7.5\%$ 。为此，对于低压供电，IEC 61000-3-3规定 $d_{max}=4\%$ ；而对于中压和高压供电，IEC 61000-3-7规定正常运行时不同频度的电压变动d的限值如表3-1所示。综合上述规定，国标中对各级电压变动的限值作了同表3-1所示的规定，低压(LV)和中压(MV)规定相同。

表 3-1 不同频度动态电压变动的限值

r(h-1)	d(%)		r(h-1)	d(%)	
	MV	HV		MV	HV
$r \leq 1$	4	3	$10 < r \leq 100$	2	1.5
$1 < r \leq 10$	3	2.5	$100 < r \leq 1000$	1.25	1

对于随机性不规则的电压波动，国际中规定依95%概率大值，电压变动的限值如下

$$HV: d_{HV}=1.5 \quad (3-26)$$

$$MV: d_{MV}=2.0 \quad (3-27)$$

$$LV: d_{LV}=2.0 \quad (3-28)$$

在实际应用中，既要限制电压变动也要限制闪变，但一般将限制发生闪变干扰放在首位。

二、闪变的兼容值 C 和规划值 L

在IEC的闪变电磁兼容(EMC)的标准中，引入兼容值C、规划值L和允许值E，而国标中统一用限值。因为国内将陆续发布等同的EMC系列标准，所以在这里将这三种限值加以区别，以便于拓宽应用。

IEC的闪变标准，规定低压和中压电网的闪变兼容值为 $P_{st}=1$ 。这是针对工频(50Hz或601-h)标称电压230V照明供电制定的。对于标称电压低于230V的照明供电，例如日本公用电网低压照明的标称电压为100V，其闪变兼容值为 $P_{st}=1.34$ 。制定闪变兼容值，应当保证限制闪变干扰到避免用户抱怨和投诉，当然可能偶然超过限值，但超限的时间应足够短，在LV是由白炽灯等对闪变干扰最为敏感的设备来制定的。

供电系统一般包括 HV、IVIV 和 LV 三级供电，虽然 HV 和 MV 一般不直接连接照明设备，但还是公认需要给出闪变的兼容值和规划值。MV 的闪变兼容值与 LV 的闪变兼容值相同。在制定 HV 和 MV 的闪变规划值时，必须考虑到这些电压等级的闪变干扰源对 LV 电力网的影响，这种影响需根据具体情况来决定。供电企业应根据电力网络的结构和闪变干扰性负荷的分布等情况，估算所有的用户负荷对供电系统的冲击影响，为各电压等级的供电系统给出一些内部的质量目标值作为闪变的规划值。规划值上等于或小于兼容值 C。

如果 MV 和 LV 电力网都没有闪变干扰源，则可将 HV 的闪变规划值指定为 $P_{St}=1$ 。但这是很特殊的情况，一般情况必须给 MM 和 LV 留有可接入闪变干扰源的余地，即 HV 的闪变规划值必须是 $P_{St} > 1$ 。实际上，大的闪变干扰源接入 HV 和 MV 电力网的比接入 LV 电力网的为多。IEC 规定的 HV 的闪变规划值仅为 MV、LV 的闪变兼容值的 80%。

LV、MV 和 HV 的闪变兼容值和闪变规划值，如式(3-29)~式(3-31)所列

$$C_{PstLV}=C_{PstMV}=1.0, C_{PltLV}=C_{PltMV}=0.8 \quad (3-29)$$

$$L_{PstMV}=0.9, L_{PltMV}=0.7 \quad (3-30)$$

$$L_{PstHV}=0.8, L_{PltHV}=0.6 \quad (3-31)$$

据此，国标中对闪变限值规定如表 3-2 所示。

表 3-2 各级电压下的闪变限值

系统电压等级	LV	MV	HV
P_{St}	1.0	0.9(1.0)	0.8
P_{lt}	0.8	0.7(0.8)	0.6

注：对于中压，上表括号中的值仅适用于公共连接点(PCC)所有用户为同电压级的用户场合。否则，考虑到闪变传递作用，应取括号外的值。

三相电压不平衡度基本概念简介

将电力系统正常运行时三相不平衡度控制在一定范围内,以保证对用户的供电质量是电力企业的主要职责之一。国标《电能质量三相电压允许不平衡度》(GB/T 15543—1995)是针对电力系统正常运行工况而制定的。本节分别就三相不平衡的基本概念及其计算式,三相不平衡的干扰性负荷,三相不平衡的危害、标准、测量以及改善三相不平衡的措施等作扼要的介绍。

第一节 三相不平衡的基本概念及计算式

一、基本概念

根据电工理论,多相系统可以分为对称的和不对称的两大类。所谓对称的 m 相系统,是指各相电量(电动势、电压或电流)大小相等而且彼此的相移均等于 $2\pi/m$ 。

多相系统又可分为平衡与不平衡的,前者功率瞬时值与时间无关,而后者功率瞬时值随时间而变。

可以证明,相数 $m > 2$ 的对称系统一定是平衡的。以 k 相的电压和电流而论,有

$$\begin{aligned} u_k &= \sqrt{2}U \sin\left[\omega t - (k-1) \frac{2\pi}{m}\right] \\ i_k &= \sqrt{2}I \sin\left[\omega t - \varphi - (k-1) \frac{2\pi}{m}\right] \end{aligned}$$

而此相内功率瞬时值为

$$p_k = u_k i_k = UI \cos\varphi - UI \cos\left[2\omega t - \varphi - 2(k-1) \frac{2\pi}{m}\right]$$

整个多相系统功率瞬时值 p 为

$$p = \sum_{k=1}^m p_k = \sum_{k=1}^m UI \cos\varphi - UI \sum_{k=1}^m \cos\left[2\omega t - \varphi - 2(k-1) \frac{2\pi}{m}\right]$$

上式对于 $m > 2$,其第二项等于零,因为此项如以相量来表示,便得到一个对称的星形。所以当 $m > 2$ 时

$$p = \sum_{k=1}^m UI \cos\varphi = mUI \cos\varphi = P$$

就是说, $m > 2$ 的对称多相系统的功率瞬时值与时间无关,因此这样的多相系统是平衡的。若电压是对称的,但多相电路参数不对称,则说明整个多相系统的功率瞬时值是随时间变化的,并且以角频率的两倍脉动。

一个多相系统的不对称性并不表明它一定是不平衡的。例如由两个大小相等而互成 $\pi/2$ 角的电动势组成的不对称二相系统,在电路对称时就是平衡的,证明如下:

$$\begin{aligned} p_1 &= e_1 i_1 = \sqrt{2}E \sin\omega t \cdot \sqrt{2}I \sin(\omega t - \varphi) \\ &= EI [\cos\varphi - \cos(2\omega t - \varphi)] \\ p_2 &= e_2 i_2 = \sqrt{2}E \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \cdot \sqrt{2}I \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2} - \varphi\right) \\ &= EI [\cos\varphi - \cos(2\omega t - \varphi - \pi)] \\ p &= p_1 + p_2 = 2EI \cos\varphi = P \end{aligned}$$

单相系统可算是不平衡系统的典型例子,其功率在 $P\left(1 + \frac{1}{\cos\varphi}\right)$ 和 $P\left(1 - \frac{1}{\cos\varphi}\right)$ 之间波动,其中 p 代表系统的有功功率。

本节关于不平衡的论述均是针对三相电力系统的,因此对“不平衡”和“不对称”的术语使用上不必作严格的区分,两者是同义的。

二、不平衡度的计算

在三相三线制供电系统中，三相相量大小相等、频率相同、相位依次相差 120° 时，称为三相对称，否则称为三相不对称，此时，三相相量中有正序分量和负序分量。我们把负序分量有效值与正序分量有效值之比称为不对称度或不平衡度，用符号 ε 表示，即

$$\text{电压不平衡度 } \varepsilon_U = \frac{U_2}{U_1} \times 100\%$$

$$\text{电流不平衡度 } \varepsilon_I = \frac{I_2}{I_1} \times 100\%$$

式中 U_2 、 I_2 ——电压、电流的负序分量方均根值；

U_1 、 I_1 ——电压、电流的正序分量方均根值。

从电工原理知道：任何不对称的三相相量均可用对称分量法分解为三组对称的正序、负序和零序分量，在三相三线制中，若三相相量为 $\dot{A}$ 、 $\dot{B}$ 、 $\dot{C}$ ，则

$$\text{正序分量} \quad \dot{A}_1 = \frac{1}{3}(\dot{A} + a\dot{B} + a^2\dot{C}), \dot{B}_1 = a^2\dot{A}_1, \dot{C}_1 = a\dot{A}_1$$

$$\text{负序分量} \quad \dot{A}_2 = \frac{1}{3}(\dot{A} + a^2\dot{B} + a\dot{C}), \dot{B}_2 = a\dot{A}_2, \dot{C}_2 = a^2\dot{A}_2$$

$$\text{零序分量} \quad \dot{A}_0 = \dot{B}_0 = \dot{C}_0 = \frac{1}{3}(\dot{A} + \dot{B} + \dot{C}) = 0$$

式中 a ——旋转算子， $a = e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ ， $a^2 = e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ 。

显然，要用上述公式计算正(负)序分量，必须测出各相量的大小及其相位，运算较繁。

第二节 三相不平衡的危害

一、不对称运行对发电机的影响

不对称运行对发电机的影响有两个方面，现分述如下。

1. 转子的附加损耗及发热

由于在不对称运行时负序电流在气隙中产生逆转的旋转磁场，它给转子带来了额外的损耗。这些损耗包括在励磁绕组里感应的 100Hz 电流所引起的附加损耗以及在转子表面由于感应的涡流所产生的附加表面损耗。如果同步发电机具有阻尼绕组，在阻尼绕组中也引起损耗。所有这些损耗都属于 $I_2^2 R$ 的性质，造成转子温升的提高。至于温升(发热)的分布，与转子的结构有关。一般说来，隐极发电机的转子温升较凸极发电机的情况严重，因为其励磁绕组就嵌在整块锻钢转子的槽中，转子的表面损耗产生的热量部分地影响到励磁绕组的散热。而在凸极发电机里，励磁绕组直接与空气接触，受转子表面的损耗产生的热量影响较小，特别是在有阻尼绕组的转子里。此外，凸极机的转子通风较好，散热容易，励磁绕组的过热问题就更小。因此，水轮发电机较汽轮发电机有较高的不平衡度允许值。

2. 附加力矩及振动

在不对称负载时，由负序气隙旋转磁场与转子励磁磁势及由正序气隙旋转磁场与定子负序磁势所产生的 100Hz 的交变电磁力矩，将同时作用在转子转轴以及定子机座上，引起 100Hz 的振动。运行和试验表明，对汽轮发电机的附加振动很小，这不是限制负序电流的主要因素。但是对于水轮发电机，在不对称运行下，附加振动有时较大。当其定子铁芯或机座的自振频率与 100Hz 接近时，即使负序电流不大，附加振动也较大，此时就会成为限制负序的主要因素。

二、感应电动机在不平衡电压下运行

分析感应电动机在不平衡电压下运行,用对称分量法较为方便。正序电压在定子绕组产生正序电流,此电流产生和转子同向旋转的磁场。负序电压加至定子绕组产生负序电流,并激励一负序旋转磁场,即和转子反向旋转的磁场。由于感应电动机一般没有中线,故零序电流不能通过,也不存在零序磁场。如转子对于正序旋转的转差率为 s ,则对负序磁场的转差率为

$$s_{(2)} = \frac{n_1 + n}{n_1} = \frac{n_1 + (1-s)n_1}{n_1} = 2-s \quad (4-38)$$

式中 n_1 ——定子正序磁场的转速;

n ——转子的转速。

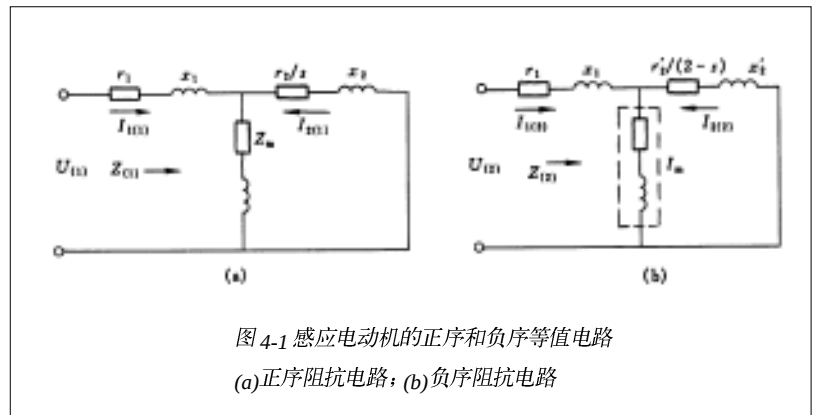
由于感应电动机的阻抗随着 s 而变化,故对于正序和负序电流便有不同的阻抗,其等值电路如图4-1所示,图中下标1、2分别表示定子和转子回路,而(1)(2)则表示正序和负序量。在表示负序阻抗的电路[图8-12(b)]中,当 s 数值很小时, $Z'_{22} = \frac{r'_2}{2-s} + jx_2$ 实际上为短路阻抗,通常可以把励磁支路略去。但在正序阻抗的电路中,励磁阻抗便不一定能略去。 r_2 为当转子电流的频率为 sf_1 时的转子电阻, r'_2 为当转子电流的频率为 $(2-s)f_1$ 时的转子电阻。由于集肤效应, r'_2 常较 r_2 为大。而漏抗 x'_2 因集肤效应,一般要略小于 x_2 ,可以用系数 $K_X(K_X < 1)$ 计及这种影响(经 $x'_2 = K_X x_2$)。电机在正常运行情况下, r_1 和 $r'_2/(2-s)$ 相对于漏电抗可以忽略。因此负序电流和负序电压的关系为

$$I_{1(2)} = \frac{U_{(2)}}{Z_1 + Z'_2} \approx \frac{U_{(2)}}{x_1 + K_X x_2} \quad (4-39)$$

设电动机起动电流倍数为 K_{st} ,则式(4-39)可以转换为

$$I_{1(2)} = KK_{st} \frac{U_{(2)}}{U_n} I_n = K'_{st} \frac{U_{(1)}}{U_n} I_n \quad (4-40)$$

式中 K —— K_X 的替代系数($K > 1$)。



一般 $K_{st}=4\sim 7$, K'_{st} 为总的系数,可取为 $6\sim 10$ 。即1%的负序电压,可产生6%~10%的负序电流,具体取值与容量、极对数及结构有关。

按图4-1(a),可得转子的正序电流分量为

$$I_{2(1)} = -\frac{U_{(1)}}{Z_1} + \left(1 + \frac{Z_1}{Z_m}\right) Z_2 \quad (4-41)$$

由正序电流产生的电磁功率为

$$P_{m(1)} = I_{2(1)}^2 \frac{r_2}{s} \quad (4-42)$$

由负序电流产生的电磁功率为

$$P_{m(2)} = I_{2(2)}^2 \frac{r'_2}{2-s} \quad (4-43)$$

则可求得正序转矩为

$$M_{(1)} = \frac{p}{\omega_1} I_{2(1)}^2 \frac{r_2}{s} \quad (4-44)$$

式中 p ——电机的极对数;

ω_1 ——同步角频率($\omega_1 = 2\pi f_1$)。

负序转矩为

$$M_{(2)} = -\frac{p}{\omega_1} I_{2(2)}^2 \frac{r_2'}{2-s} \quad (4-45)$$

由式(4-45)可见，负序电流所产生的转矩起着制’动作用。电动机的总转矩便为

$$M = \frac{p}{\omega_1} \left(I_{2(1)}^2 \frac{r_2}{s} - I_{2(2)}^2 \frac{r_2'}{2-s} \right) \quad (4-46)$$

综上所述，在不平衡电压作用下对感应电动机有如下影响：①定子的铜损增加，其值为 $\Delta P_{Cu1} = 3I_{2(2)}^2 r_1$ ；②负序磁场产生制动转矩，从而降低电动机的最大转矩和过载能力；③转子的铜损增加，由于转子与负序反转磁场的转差率较大，使集肤效应增强，更使转子铜损增大；④正、反转磁场相互作用，建立脉动转矩，可能引起电动机的振动。

在上述几个影响中，一般主要是由于损耗的增加而引起的发热问题。

美国全国电气制造商协会(NEMA)强调平衡电压对电动机的重要性。指出“3.5%的电压不平衡将使电机温升增加25%”。并规定，当电压不平衡度 $\varepsilon U > 1\%$ 时，电动机应根据图4-2所示的降容系数曲线降低容量使用。研究指出 [27]，当电动机在额定转矩下，负序电压为4%时，仅根据附加发热，其绝缘寿命缩短约一倍。表4-1为4kW感应电动机实测数据。由表可见，当三相电压不平衡达5.34%时，空载损耗增加很大，为平衡时的2.41倍，其中主要为铁损增加到2.82倍；在额定负载下，输入功率和定子铜损都有增加，转差率有所增大，转速下降，功率因数降低；各相电流出现不平衡，其中一相超过额定值(8.8A)的25%。这说明，三相电压不平衡的确给电机运行带来了不少危害。

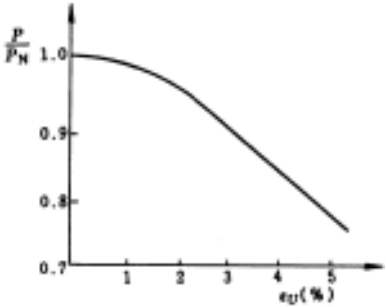


图4-2 感应电动机的降容系数

表4-1 4kW 感应电动机实测数据

三相电压不平衡度		$\varepsilon U = 0$			$\varepsilon U = 5.34\%$		
三相线电压(V)		AB	BC	CA	AB	BC	CA
		380	380	380	380	380	350
空载	空载损耗 P_0 (W)	91.2			220		
	铁损 P_{Fe} (W)	708.3			1994.7		
	定子铜损 P_{Cu1} (W)	93.7			95.3		
额定负载	输入功率 P_1 (W)	4880			4960		
	定子铜损 P_{Cu1} (W)	683.5			744.9		
	转差率 s (%)	4.06			4.26		
	功率因数 $\cos\varphi$	0.7			0.63		
	定子相电流(A)	A	B	C	A	B	C
		8.8	8.8	9.4	11	10	7.4

注 本表数据引自西北电管局试验研究所《汽轮发电机承受负序能力的分析研究》，1985年12月。

三、变压器的不对称运行

三相变压器的负载并非总是对称的，有时会运行在不对称的情况下。例如变压器供给照明负载、电焊负载，这些一般都是单相负载，很难使三相完全对称。在不对称负载下，如控制最大相电流为额定值，则其余两相就不能满载。因此变压器的容量不能得到充分利用。反之，如仍维持额定容量，将会造成局部过热。研究指出，在变压器额定负载下，电流不平衡度为10%时，绝缘寿命约缩短16% [27]。

变压器带不对称负载的能力和其绕组的连接方式、磁路结构有关。分析说明，Y、yn连接的三单相组变压器中由于零序阻抗很

大,将不能接单相负载。而三铁芯柱变压器中,因为零序磁通不能在铁芯中闭合,要经过油箱壁成通路,零序阻抗要小得多,这种变压器可以带相-中线间负载。至于其他连接组(例如Y_N,d)中一般也能带一定的不平衡负载。

四、继电保护和自动装置的误起动

随着电力系统的发展,以及大容量和长距离重负荷线路的出现,对继电保护和自动装置提出了愈来愈高的要求。一般反应全电流、全电压动作的继电保护和自动装置很难同时满足灵敏度和选择性的要求。目前,反应一般只在故障方式下出现的相序电流、电压分量的保护装置在110kV及以上电压等级的电力系统中已得到了广泛的应用。这类装置的起动元件,一般用对称分量滤过器,它是一种能从三相全电流或全电压中分出相应的正序、负序和零序分量的装置。例如,作为起动振荡闭锁装置、相差动高频保护装置和高频闭锁方向保护装置中负序电力方向元件的负序电流、电压滤过器;作为接地保护以及起动振荡闭锁装置、断线闭锁装置和相差动高频保护装置的零序电流和电压滤过器;作为起动线路纵差保护装置的零序和零序复合电流滤过器;作为相差动高频保护装置中操作元件的正序和负序复合电流滤过器等。

负序电压滤过器的输出端通常与负序电压继电器相连接,作为不对称短路保护的起动元件。因此负序电压滤过器的输入端均与系统的线电压(经电压互感器)相连接,因线电压中不含零序分量在系统正常运行情况下,负序电压滤过器基本上应没有输出;当系统发生不对称短路故障时,其输出电压很大,使负序电压继电器能可靠起动。

如果在电力系统中有较大的不平衡负序,特别是一些动态的非线性不平衡负荷(如电弧炉、电气化铁路、电焊机等),则将在其近区电网中出现较高的负序谐波(电压和电流)水平。在负序谐波的共同作用下,就会造成以负序滤过器为起动元件的继电保护和自动装置误动作。例如我国某地区电网,因受电气化铁路的负序谐波干扰,下列保护频繁误动:①发电机的负序电流保护;②变电所主变压器的复合电压起动过电流保护;③母线差动保护;④线路的各种距离保护振荡闭装置;⑤线路相差高频保护;⑥故障录波器。

需要指出,保护误起动并不会马上造成跳闸,一般应有其他条件配合才能出事故。例如常见的振荡闭锁装置为利用短路故障时出现负序分量而在系统发生振荡时不出现负序分量这一特点构成。当出现负序分量时,振荡闭锁开放一段时间(0.2~0.3s)允许保护装置动作,然后就闭锁保护,将距离保护的第一段和第二段解除,直至振荡闭锁装置整组复归为止(从起动至复归,最长可整定9s)。显然,如非故障性的负序谐波的干扰,若使振荡闭锁频繁起动,会威胁电网的安全运行,因为:①若保护起动时,电网正好振荡,将使保护误动后切断线路;②在误起动后保护受到闭锁时,若保护区内短路,则该保护拒动,会引起越级跳闸而扩大事故。

负序电流除了引起负序起动元件误动外,还会降低负序起动元件反应于电网故障的灵敏度。主要原因是干扰性负序电流的相角可以和电网短路引起的负序电流相反,从而减小输入起动元件的负序电流。测试指出,“增量”型负序起动元件(所谓“增量”型,是指负序滤过器输出电压经过整流后,在送到被驱动的极化继电器之前首先经过“增量”电容器,以隔离稳态直流量,故这种起动元件仅反应于由暂态过程产生的交流量)会因负序干扰的存在而使其响应于暂态的灵敏度大为降低,危及其在真实故障时动作的可靠性。

此外,这类非故障性的误起动会使故障录波器记录纸在短时间内耗尽,而在系统真正发生故障时无法记录;起动元件中按工作条件只能动作次数极少的继电器,因频繁动作造成弹性疲劳,接触不良或接点粘连等情况,这种误动会干扰运行值班人员的注意力和判断力等等。

五、变流器的非特征谐波

如图4-3所示的六脉动变流器产生的谐波已有很多的分析 and 讨论,然而大多数文献都是从理想的电源条件(三相正弦对称)出发来分析其特征谐波。理论分析和实测均表明,当电源电压的畸变、触发角的不对称、三相换向阻抗的不相同和电网电压的不平衡均将引起非特征谐波。本节从特征谐波的一般公式出发,分析三相不平衡正弦电压作用下产生的非特征谐波,并给出的不平衡度的相关曲线^[35]。

在理想运行条件下,即在瞬时换向($L_a=L_b=L_c=0$),恒定的直流电流($L_d=\infty$)以及三相对称的正弦交流电压时,电压和变流器交流侧的电流如图4-4中实线所示。用傅里叶级数展开,则电流的表达式为

五、变流器的非特征谐波

如图4-3所示的六脉动变流器产生的谐波已有很多的分析和讨论,然而大多数文献都是从理想的电源条件(三相正弦对称)出发来分析其特征谐波。理论分析和实测均表明,当电源电压的畸变、触发角的不对称、三相换向阻抗的不相同和电网电压的不平衡均将引起非特征谐波。本节从特征谐波的一般公式出发,分析三相不平衡正弦电压作用下产生的非特征谐波,并给出的不平衡度的相关曲线^[35]。

在理想运行条件下,即在瞬时换向($L_a=L_b=L_c=0$),恒定的直流电流($I_d=\infty$)以及三相对称的正弦交流电压时,电压和变流器交流侧的电流如图4-4中实线所示。用傅里叶级数展开,则电流的表达式为

$$i = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left(\cos\alpha\omega t - \frac{1}{5} \cos 5\alpha\omega t + \frac{1}{7} \cos 7\alpha\omega t - \frac{1}{11} \cos 11\alpha\omega t + \frac{1}{13} \cos 13\alpha\omega t - \frac{1}{17} \cos 17\alpha\omega t + \dots \right) \quad (4-47)$$

对于任意的导通角 ω ,电流可表示为

$$i(\theta) = \frac{4I_d}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{\sin[(2k+1)\omega/2]}{2k+1} \cos(2k+1)\theta \quad (4-48)$$

式中, I_d 为直流电流, $\theta=\omega t$ 。

在理想运行条件下, $\omega=2\pi/3$ 时,可得谐波次数

$$h = 6k \pm 1$$

谐波幅值

$$I_{h0} = 2\sqrt{3}I_d/(h\pi)$$

以上结果即公式(4-47)。

当计及换向电感的影响时,换向角由下式计算

$$\mu = \cos^{-1} [\cos\alpha - \omega(L_1 + L_2)I_d/\sqrt{6}U] - \alpha \quad (4-49)$$

式中 L_1 和 L_2 ——与换向过程有关的两个电感;

α ——触发角;

U ——相电压的方均根值。

图4-15中虚线所示为考虑换向影响的电流波形,其谐波幅值为

$$I_h = I_{h0}F(\alpha, \mu) \quad (4-50)$$

式中 $F(\alpha, \mu)$ ——修正系数,它是 α 和 μ 的函数。

当 μ 较小时,交流电流的导通区间的前后沿可视为直线。因而修正系数可近似表示为

$$F(\mu) = [\sin(h\mu/2)]/(h\mu/2) \quad (4-51)$$

对于分相控制的变流器来说,电源电压的不平衡可造成触发角的不对称,触发角 α 对正常值的偏离等于相应线电压过零的变化。过零点的这一变化还造成导通角 ω 的变化。

以相电压 U_a 作为参考,按图4-5,线电压过零点的偏离为

$$\delta_{mn} = \tan^{-1} \frac{\text{Im}(U'_{mn})}{\text{Re}(U'_{mn})} - \pi/6 + \varphi_{mn} \quad (4-52)$$

式中 下标 m, n ——相别(a, b, c)轮流替换,当 $(mn)=(ab, bc, ca)$ 时, $\varphi_{mn}=(0, 2\pi/3, -2\pi/3)$;

U'_{mn} ——不平衡线电压相量。式(4-52)可用于计算各相导通角,以 a 相为例,有

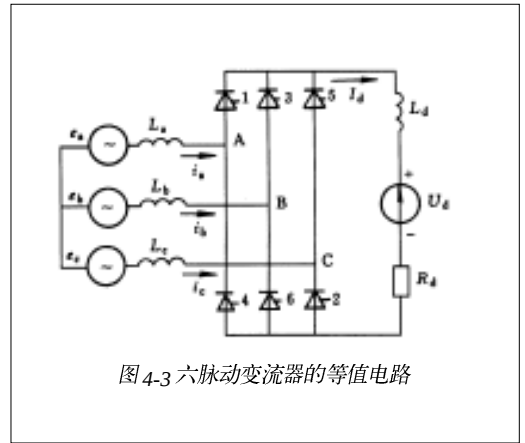


图4-3 六脉动变流器的等值电路

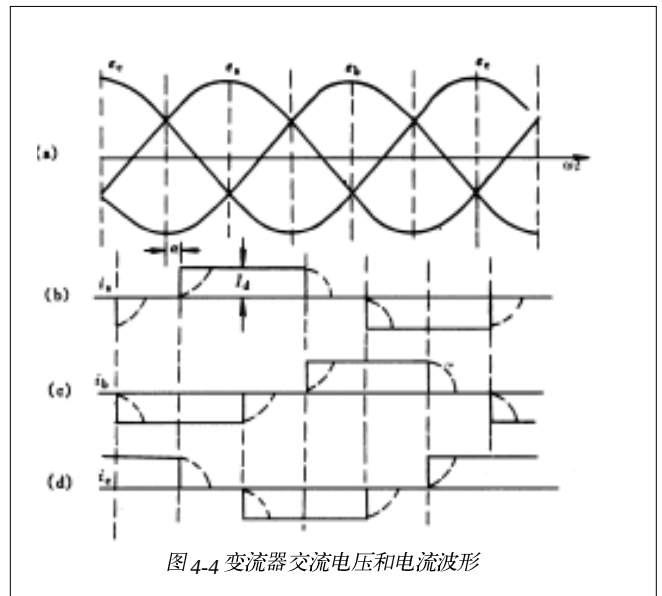


图4-4 变流器交流电压和电流波形

$$\omega_a = 2\pi/3 + (\delta_{ca} - \delta_{ab}) \quad (4-53)$$

将下标作相应替换，同样可求出 ω_b 和 ω_c 。

由式(4-48)，谐波的幅值为

$$I_h = [4I_d/(h\pi)] |\sin(h\omega_i/2)| \quad (4-54)$$

其中

$$h = \begin{cases} 6k \pm 1 \\ 6k \pm 3 \end{cases}$$

$$k = 1, 2, 3, \dots$$

$$i = a, b, c$$

由上式可知，当电源电压不平衡时，导通角 ω 将偏离 $2\pi/3$ ，此时除 $6k \pm 1$ 次特征谐波外，还出现 $6k \pm 3$ 的3倍数次非特征谐波。

由电源电压不平衡引起的3、9、15次谐波电流如图4-6所示。可以看出，随着电压不平衡度的增加， $6k \pm 3$ 次非特征谐波也加大。

六、对计算机系统的干扰

通常我国低压采用三相四线制TN-C系统供电。TN-C系统的主要特点是采用载流的工作中性线N与保护地线PE共用一条导线。由于三相不平衡必然引起在中线上出现不平衡电流，同时还有由于波形畸变等因素引起的3次谐波电流。在不平衡较严重时，中线过负荷发热，不仅增加损耗，降低效率，还会引起零电位漂移，产生可以影响计算机系统的电噪声干扰。如果超过允许极限范围，将会致使计算机无法正常运行。轻则降低信息质量，引起逻辑功能错乱，计算错误，控制失灵，测试结果失真；重则使元器件受损伤。变压器运行规程规定Y，yn0连接的变压器中线电流限值为额定电流的25%，而对于计算机电源，这个限值应更严一些，在5%~20%范围为宜。

七、输电线损耗的增加

电力损耗是电网运行经济性的标志。当电网给不对称负荷供电时，会使电力损耗增加。下面分析在输电线上的附加损耗。设输电线三相参数对称，一般而言，负序和正序阻抗相等，即

$$Z_2 = Z_1 = R_1 + jX_1 \quad (4-55)$$

式中 R_1 、 X_1 ——分别代表正序的电阻、电抗值。

零序阻抗可表示为

$$Z_0 = k_x R_1 + jk_x X_1 \quad (4-56)$$

式中， Z_0 包括三倍的等效接地阻抗 Z_g 在内。如为非接地系统，则 Z_0 为无穷大；如为直接(零阻抗)接地系统，则 $Z_g=0$ ，在此情况下， k_R 常在4以上，而 k_X 较 k_R 为小。这两个系数与输电线的物理结构有很大的关系，一般由实测得到。

如电网三相电源为对称正弦的，在完全平衡负荷下则只有正序电流流过，此时输电线的视在功率损失为

$$\Delta S = 3\dot{U}_1 \dot{I}_1 = 3(\dot{I}_1 Z_1) \dot{I}_1 = 3\dot{I}_1^2 Z_1 = 3\dot{I}_1^2 (R_1 + jX_1) \quad (4-57)$$

故有功功率损耗为

$$\Delta P = 3\dot{I}_1^2 R_1 \quad (4-58)$$

以平衡时的额定正序电流为基准，当负荷不平衡时，则存在负序及零序电流，其功率损失为

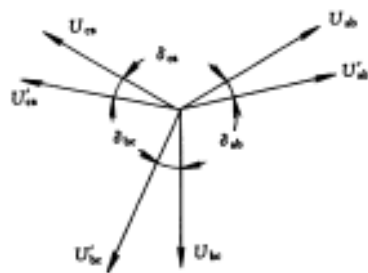


图4-5 平衡和不平衡线电压相量

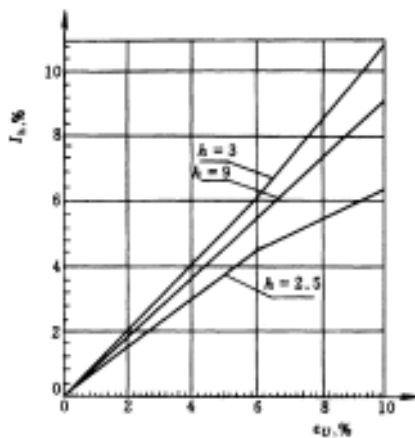


图4-6 3、9、15次谐波和不平衡度关系

$$\begin{aligned}
 \Delta S' &= 3(\dot{U}_0 \dot{I}_0 + \dot{U}_1 \dot{I}_1 + \dot{U}_2 \dot{I}_2) \\
 &= 3[(Z_0 \dot{I}_0) \dot{I}_0 + (Z_1 \dot{I}_1) \dot{I}_1 + (Z_2 \dot{I}_2) \dot{I}_2] \\
 &= 3I_1^2 (\epsilon_0^2 Z_0 + Z_1 + \epsilon_2^2 Z_2) \\
 &= 3I_1^2 [(1 + \epsilon_2^2) R_1 + \epsilon_0^2 R_0] + j[(1 + \epsilon_2^2) X_1 + \epsilon_0^2 X_0] \\
 &= 3I_1^2 [(1 + \epsilon_2^2 + \epsilon_0^2 k_R) R_1 + j(1 + \epsilon_2^2 + \epsilon_0^2 k_x) X_1]
 \end{aligned} \tag{4-59}$$

由式(4-59)可知，负荷不平衡时输电线所消耗的有功功率为

$$\Delta P' = 3I_1^2 (1 + \epsilon_2^2 + \epsilon_0^2 k_R) R_1 \tag{4-60}$$

因此，如输电线三相参数完全对称，在理想的电源条件下，在不平衡和平衡电流下运行的有功损耗比为

$$\eta = \frac{\Delta P'}{\Delta P} = 1 + \epsilon_2^2 + \epsilon_0^2 k_R \tag{4-61}$$

负序和零序不平衡对损耗的影响可用下式表达

$$\eta_{2-0} = \frac{\epsilon_2^2}{\epsilon_0^2 k_R} \tag{4-62}$$

在相同的负序和零序电流不平衡率($\epsilon_2 = \epsilon_0$)下，其所造成的损耗比为

$$\eta_{2-0} = \frac{1}{k_R} \tag{4-63}$$

即零序的损耗为负序的 k_R 倍。一般电网中，零序电流在正常运行条件下被抑制在很小的水平，所以零序电流所造成的损失常可忽略。此时式(4-61)可以写为

$$\eta = 1 + \epsilon_2^2 \tag{4-64}$$

显然，三相电流越不平衡，则造成的损耗越大。

第三节 三相不平衡的标准

电力系统三相电压允许不平衡的标准涉及到各种电气设备、用电器具以及某些继电保护和自栋置的相关标准。这些标准大致上可以分为三大类：一类是对负序干扰源的限制；第二类是被干扰设备(或装置)承受不平衡的能力；第三类是从保障供电电能质量或电磁兼容角度规定的电网三相电压不平衡度。本节首先介绍国内外一些相关标准，然后对国标《电能质量三相电压允许不平衡度》(GB/T 15543-1995)作些介绍。

一、旋转电机

国标《电机基本技术要求》(GB755-87)规定同步电机的不平衡运行条件如表 4-7 所列。标准规定：同步电机承受不平衡负载的能力在任一相电流均不超过额定电流 I_N 时的 I_2/I_N 值以及在故障时的 $(I_2/I_N)2t$ 允许值(t 为时间，s)不超过表 4-2 所规定的数值。

表 4-2 中， I_2/I_N 值由下式计算

$$I_2/I_N = 0.08 - \frac{S_N - 350}{3 \times 10^4}$$

$(I_2/I_N)^2 t$ 值由下式计算

$$(I_2/I_N)^2 t = 8 - 0.00545(S_N - 350)$$

式中 S_N —— 电机的额定视在容量(MVA)。

国际电工委员会关于旋转电机的标准(IEC Pub 34-1)规定同步电机的不平衡运行条件和国标完全相同。对于交流电动机，在运行条件中规定电压不平衡度 ϵ_U 不大于 1% 的条件下可以长期运行，在几分钟短时间内 ϵ_U 不得超过 1.5%。

表 4-2 同步电机不平衡运行条件

项号	电 机 型 号	连续运行的最大值 I_2/I_N	故障运行的最大值 $(I_2/I_N)^2 t$
1	间接冷却的凸极机		
	电动机	0.1	20
	发电机	0.08	20
	同步调相机	0.1	20
2	定子及磁场绕组直接冷却(内冷)凸极机		
	电动机	0.08	15
	发电机	0.05	15
	同步调相机	0.08	15
3	转子间接冷却的圆柱型转子同步机		
	空气冷却	0.1	15
	氢气冷却	0.1	10
4	转子直接冷却(内冷)的圆柱型转子同步机		
	≤350MVA	0.08	8
	>350~900MVA	注 1	注 2
	>900~1250MVA	注 1	5
	>1250~1600MVA	0.05	5

二、电气化铁路

电气化铁路是电力系统的主要负序和谐波的干扰源之一,世界上各国对于电气化铁路对公用电网的干扰问题一直十分关注,先后都制定了相应的限制标准。本节引证一些国家对电气化铁路不平衡限制的规定,以供参考。

(1)英国:工程推荐导则 p24(“英国铁路交流牵引供电”)中规定,电气化铁路产生的负序不平衡应不大于 1%,和背景负序进行算术和迭加,其持续 1min 的 $\epsilon U \leq 2\%$ 。

(2)澳大利亚对昆士兰电气化铁路规定: 0.5h 最大负荷 $\epsilon U \leq 0.7\%$ 5min 最大负荷 $\epsilon U \leq 1\%$ 1min 最大负荷 $\epsilon U \leq 2\%$ 。

(3)加拿大太平洋国际咨询公司《铁路电气化建议标准》中规定:电气化铁路正常运行情况下 $\epsilon U \leq 2\%$ (指增量),电气化铁路非正常运行情况下 $\epsilon U \leq 3\%$ (指增量)。

(4)新西兰电力公司对国内一条 680km 电气化铁路主干线的最大持续负序电压要求不超过 2%。

(5)法国电力局(E.D.F)对大西洋 TGV 高速电气化铁路规定:正常供电时 $\epsilon U \leq 1.5\%$;降低条件时 $\epsilon U \leq 2\%$ 。从上述情况看,对电铁不平衡的限制规定尚未统一。但作为公用电网的负荷,电铁的干扰必须控制在一定范围内,以确保公用电网的安全。

三、感应电炉

英国工程推荐导则 p16《超高压或高压对感应电炉的供电》中对感应电炉在电网公共连接点产生的电压不平衡度作如下规定(假定供电电源线一条退出,发电容量最小且背景电压为对称的条件下):

33kV 及以上不超过 1%;

33kV 以下不超过 1.3%。

当电炉配有平衡装置时,在生产过程中为了调整平衡装置,短时(每 30min 中不超过 5min)允许超标。

四、半导体变流器

国标《半导体电力变流器与电网互相干扰及其防护方法导则》(GB10236—88)中将电网对变流器的扰动分为 F、T、D 三级(如表 4-3 所示),并将变流器的抗扰等级分为 A、B、C 三级(如表 4-4 所列)。表 4-5 给出了变流器在各种扰动和抗扰等级下的三相电压不平衡度的限值。

表 4-3 电网对变流器的扰动类别

变流器受扰类型	符号	扰动超过规定限值时的后果
影响性能	F	不能保证规定的性能,但能继续工作
中断工作	T	由于保护器件(包括熔断器)动作而中断工作
损坏	D	永久性损坏(不包括熔断器)

表 4-4 变流器的抗扰等级

变流器的抗扰等级	变流器的适用场合	造价和运行费
A	电网扰动严重或变流器故障会造成损失	最高
B	一般电网条件下工作或扰动虽严重,已有措施	适中
C	电网供电质量好,小功率变流器上用	最低

表 4-5 变流器三相电压不平衡度限值

扰动说明		抗扰等级	A	B	C
		受扰类型			
稳态(%)		F	5	5	2
短时(%)	只作整流运行的变流器	T	8	5	3
	作整流或逆变的变流器	T	5	5	2

注 对短时运行,较高的规定值可能导致直流侧有过大的脉动及交流侧出现较大的非特征谐波。

五、继电保护和计算机

国标《继电器及继电保护装置基本试验方法》(GB 7261—87)对量度继电器及装置试验电源性能作如表 4-6 的规定。

表 4-6 量度继电器及装置试验电源性能

试 验 电 源	基准条件	试验允许偏差
交流电源频率	50Hz	±0.5%
交流电源波形	正弦波	波形畸变 5%(或 2%)
交流电源中直流分量	零	峰值的 2%
直流电源中交流分量(纹波)	零	3%
三相平衡电源中相电压或线电压	大小相等	差异应不大于电源平衡值的 1%
三相平衡电源中相电流	大小相等	差异应不大于该系统电流平均值的 1%
三相平衡电源中各相电压与该相电流间夹角	相等	2°

对于计算机供电电源,参照国外的标准要求,电压不平衡度应限制在 3% 以下。在第三节中已指出,对于 Y, yn0 连接的电源变压器,其中线电流应控制在额定电流的 5%~20% 范围内。

供电压偏差基本概念简介

电压是电能质量的重要指标之一，电压质量好坏对电力系统的安全与经济运行，对保证用户安全生产和产品质量以及电气设备的安全与寿命有着重要的影响。电力系统的无功补偿与无功平衡，是保证电压质量的基本条件。有效的电压控制和合理的无功补偿，不仅能保证电压质量，而且能提高电力系统运行的稳定性、安全性和经济效益。

第一节电压偏差的监测、考核和管理

一、电压偏差的监测

1. 监测点设置原则

由于电网中各点的电压值不同，故整个电力系统必须设置足够数量并具有代表性的发电厂、变电所、配电网以及各电压等级用户的电压监测点。电力系统电压监测点的设置原则是：

(1) 与主网(220kV 及以上电网)直接连接的发电厂高压母线；

(2) 各级调度“界面”处的 330kV 及以上变电所的一、二次母线，220kV 变电所的二次母线或一次母线；

(3) 所有变电所的 10kV 母线；

(4) 供电企业应选定一批有代表性的用户作为电压质量考核点。应包括：所有 110kV 及以上供电的和 35kV 专线供电的用户；其他 35kV 用户和 10kV 用户，每 1 万 kW 负荷至少设一个并应包括对电压有较高要求的重要用户和每个变电所 10kV 母线所带有代表性的线路末端用户；低压 380/220V 用户，至少每百台配电变压器设一个，应设在有代表性的低压配电网的首末端和部分重要用户中。

(5) 供电企业还应对所辖电网的 10kV 用户和公用配电变压器、小区配电室(简称配电台区)以及有代表性的低压配电网线路首末端用户的电压进行巡回检测。检测周期不应少于每年一次，每次连续检测时间不应少于 24h。

2. 监测方法

为了使电压监测点的电压质量记录能科学真实地反映电压状况，根据需要已开发出了专门用于电压质量监测的“电压监测仪”。产品。早期产品为记录式，它对被监测电压的超限时间与总供电时间分别由相应的计时器记录、累计，由人工进行电压合格率的计算，已被淘汰。目前广泛使用的是统计式的，它是以微处理器为主的设备构成，具有进行自动记录和统计功能。其主要功能有：

(1) 具有监测电压偏差及直接或间接地统计电压合格率或电压超限率的功能。电压质量监测统计的时间以 min 为单位，计算公式为

$$\text{电压合格率}(\%) = \left(1 - \frac{\text{电压超限时间}}{\text{电压监测总时间}}\right) \times 100\%$$

$$\text{电压超限率}(\%) = \frac{\text{电压超限时间}}{\text{电网电压监测总时间}} \times 100\%$$

(2) 具有按月和按日统计的功能和具有打印功能。

(3) 实时显示被监测电压，刷新周期为 2s。

(4) 能预置被监测电压额定值，并按要求整定在被监测电压允许偏差范围内的上限值和下限值。

(5) 在正常使用条件下，在被监测额定电压的 $\pm 20\%$ 范围内，其综合测量误差 $r_s \leq \pm 0.5\%$ 。

二、电压偏差的考核

为了促使供电企业向用户提供优质电能,在供电企业开展的安全文明生产达标和创一流工作中,对电压合格率指标作了明确规定,是必备条件之一,若达不到要求,则一票否决。具体要求如下:

达标企业:供电电压合格率 $\geq 92\%$,其中A类电压合格率 $\geq 90\%$;

一流企业:供电电压合格率 $\geq 98\%$,其中A类电压合格率 $\geq 99\%$;

供电电压合格率的计算公式是

$$\text{供电电压合格率} = 0.5A + 0.5\left(\frac{B+C+D}{2}\right)$$

式中 A类——城市变电所10kV母线的电压合格率;

B类——110kV及以上供电和35(63)kV专线供电的用户的电压合格率;

C类——其他高压用户的电压合格率;

D类——低压(380/220V)用户的电压合格率。

可见,式中的A、B、C、D是四种类型的监测点的电压合格率。

三、电压的调整

电压调整应注意以下几方面:

(1)主管调度部门应根据各供电电压监测点的电压允许变动范围和系统潮流与运行方式,,制定系统电压中枢点和地区系统电压控制点的电压曲线。各电压中枢点(包括发电厂)和控制点的运行人员应严格按电压曲线的要求进行无功和电压的调节。当本厂(站)的调压潜力已全部发挥出来,而电压仍不符合电压曲线规定的范围时,应及时报告主管调度部门,调动系统中其他厂(站)的调压能力,把电压调整到规定的范围之内。

(2)变电所10kV母线是最靠近用户的供电母线,若能保证该母线的电压质量,即能保证广大用户的电压质量,其供电电压允许变化范围一般可取10~10.7kV。其根据是:当系统在最小负荷时,变电所附近用户的电压不会高于10.7kV,符合国标+7%的规定。当系统在最大负荷时,考虑所带线路有5%的压降,变电所母线电压为10kV,线路末端用户的电压不会低于9.3kV,也符合国标-7%的规定。但为了取得较好的社会效益,在可能的情况下,应采取逆调压的原则,即在系统高峰负荷时,靠上限运行,在系统低谷负荷时,靠下限运行。

(3)为了尽量减少无功和调压设备的调节次数,取得较好的调压效果和经济效益,电力系统中的各种无功、调压手段应按以下要求配合协调:

1)用户无功补偿设备的投入容量,应随用电负荷大小增减,并维持一定的功率因数,不向电网倒送无功,做到无功就地平衡。

2)110kV及以下变电所的无功补偿设备的投入容量,应随时与本站所供的无功负荷相平衡,不得向高压侧电网倒送无功。

3)220kV及以上变电所的无功补偿设备投入容量和发电厂的无功出力,由调度部门按照系统调压要求和网络经济运行的原则实际最优分配。

4)同一变电所中如装有无功补偿设备和有载调压变压器,则这两种设备的运行应按以下要求调协:首先按无功就地平衡原则调节无功补偿设备的投入容量,然后再按电压要求调节有载调压变压器的分接头位置。

5)积极采用无功、电压自动调节设备,提高电网自动化水平,如用户安装的高、低压电容器组,采用按功率因数以及电压自动投切方式;变电所安装的电容器组和电抗器组,采用按无功功率加电压闭锁的自动投切方式;变电所同时安装的有载调压变压器,采用无功功率和电压综合控制装置。

