

半导体电力变流器与电网
互相干扰及其防护方法导则

Guide for evaluation of interference effects
and compatibility technology between semi-
conductor convertors and power supply system

1 主题内容与适用范围

1.1 主题内容

本导则规定了半导体电力变流器与电网兼容问题的处理原则和方法。

本导则是 GB 3859 在半导体变流器与电网相互干扰及其防护方法方面的补充。

1.2 适用范围

本导则适用于电网换相半导体变流器,其他类型的半导体变流器亦应参照使用。

本导则不涉及音频和射频干扰问题。

2 引用标准

GB 2900.33 电工名词术语 变流器

GB 3859 半导体电力变流器

SD 126 电力系统谐波管理暂行规定

3 术语

本导则所用的有关术语,部分直接引自 GB 3859,部分则是本导则所涉及的而在本专业的有关标准中尚未给出明确定义的术语。某些术语可能有更广义的含义,但此处所给出的定义,一般只反映本导则应用时的特定含义。

3.1 电气扰动

偏离电气量(频率、交流电压方均根值、交流电压不对称度、交流电压波形等)规定值的变化。

3.2 电气设备或系统的抗扰等级

电气设备或系统承受电气扰动的能力。任何扰动只要不高于规定的等级,电气设备或系统就能正常运行。

3.3 电气设备或系统受扰的类别

扰动超过规定极限值后,对运行所产生的影响程度,一般可分为三种情况,即 F 类(影响性能)、T 类(中断运行)、D 类(损坏)。

3.4 电气设备与电网的兼容性

如果系统中所有电气设备的抗扰等级都高于所在电网的扰动等级,则称电气设备与电网兼容。

3.5 兼容裕度

在一定运行条件下,对某一规定类型的扰动而言,电气设备的抗扰电平与施加于其上的扰动电平之

比。

3.6 短路比

在规定的运行条件及网络结构下,电网中某规定点的短路容量与变流器网侧表观功率之比。

3.7 谐波

非正弦周期波形中所含的频率为其基波频率整数倍的正弦分量。

3.8 特征谐波(变流器的)

变流器在理想三相对称条件下运行时所产生的那些谐波。对于 P 脉波的变流器,其特征谐波次数为 $KP \pm 1$,其中 $K=1,2,3\cdots$ 。

3.9 非特征谐波(变流器的)

变流器产生的特征谐波以外的那些谐波。

非特征谐波可能因交流电压的不对称、延迟角不对称等原因而产生。

3.10 h 次谐波因数(h 次正弦波形畸变率)

第 h 次谐波的方均根值对基波的方均根值之比。

3.11 总谐波因数(总正弦波形畸变率)

所有各次谐波的方均根值对基波方均根值之比。计算总电压谐波因数的公式:

$$THD_u = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n U_h^2}}{U_1} \times 100\% \dots\dots\dots (1)$$

式中: THD_u ——总电压谐波因数;

h ——谐波次数;

U_h ——第 h 次谐波电压的方均根值, V;

U_1 ——基波电压的方均根值, V;

n ——所含最高次谐波的次数。

计算总电流谐波因数的公式:

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n I_h^2}}{I_1} \times 100\% \dots\dots\dots (2)$$

式中: THD_i ——总电流谐波因数;

I_h ——第 h 次电流的方均根值, A;

I_1 ——基波电流的方均根值, A。

3.12 换相缺口

在电网换相变流器的换相期间,由于换相而引起的电网电压波形的突变(陷落)。

3.13 电压闪变

电网电压波动的频率和幅度使接在同一母线上的白炽灯亮度产生人眼明显感到忽明忽暗的变化,这种电压变化即称为电压闪变。

3.14 滤波器

一种用来减少流入电力系统某一部分的谐波电流,或降低加到电力系统某一点上谐波电压的电力设备。

3.15 并联滤波器

与所要保护的装置或系统并联的一种滤波器,它对要限制注入的谐波电流呈现低阻抗,从而限制谐波电流注入被保护的设施。

并联滤波器通常由电容、电感、电阻构成,确定其参数时,应使它在某些特定频率或频带下呈现低的阻抗。例如:单调谐、双调谐、高通等滤波器。

4 变流器对电网的干扰

4.1 网侧的电流谐波和电压谐波

变流器等非线性电力设备接在电网中使用时,它们从电网吸收有功电流和无功电流的同时,也向电网注入谐波电流,而谐波电流在电网阻抗上产生的谐波压降,使电网各点电压产生畸变,干扰了电网中其他设备的良好运行。谐波对电网的干扰程度通常用电压和电流的谐波因数来衡量。

当电网中的电力电容器(如补偿电容器、滤波器中的电容器)与变流器共存时,电容与系统间可能发生并联谐振,从而放大谐波。关于并联谐振问题见本导则第7.4条。

4.1.1 变流器产生的谐波电流

4.1.1.1 谐波电流幅值

在理想情况下,假定电网换相变流器的直流电流平直,其电压脉波数为 P ,则网侧电流中只含有 $h=KP \pm 1$ 次的特征谐波(式中 K 为正整数)。第 h 次谐波的理论幅值为 $I_h = I_1/h$ (式中 I_1 为基波的幅值)。

实际上由于各种非理想因素(电网电压不对称,触发延迟角不对称等)的存在,不可避免的产生非特征次数的谐波。

由于换相重叠现象、直流电流脉动等,实际的谐波值将与理论值有所不同。大量统计表明,六脉波及其以上的变流器所产生的谐波电流对基波电流之比的典型值如表1所列:

表 1

脉波数 P	谐波次数 h (相对于基波电流的标么值)							
	5	7	11	13	17	19	23	25
6	0.175	0.110	0.045	0.029	0.015	0.010	0.009	0.008
12	0.026	0.016	0.045	0.029	0.002	0.001	0.009	0.008
18	0.026	0.016	0.007	0.004	0.015	0.010	0.001	0.001
24	0.026	0.016	0.007	0.004	0.002	0.001	0.009	0.008

其中 h 次特征谐波也可用式(3)和式(4)进行估算:

$$I_h = I_{1L} / (h - 5/h)^{1.2} \quad 5 \leq h \leq 31 \dots\dots\dots (3)$$

其中:

$$I_{1L} = S_{1L} / U_{LN} \times \sqrt{3} \dots\dots\dots (4)$$

式中: I_{1L} ——网侧基波电流,A;

S_{1L} ——变流器网侧表观功率,VA;

U_{LN} ——网侧线电压,V。

若变流器运行时的延迟角 α 、重叠角 u (或感性直流电压调整率 d_r)已知,则谐波电流可由式(5)计

算:

$$I_h = \frac{I_{1L}[a^2 + b^2 - 2ab\cos(2a + u)]^{1/2}}{d} \dots\dots\dots (5)$$

式中: $a = \frac{1}{h-1} \sin[(h-1)u/2]$;

$$b = \frac{1}{h+1} \sin[(h+1)u/2];$$

$d = h[\cos a - \cos(a+u)]$ 或 $d = 2hd_x$ 或直接由图 1 查得。

当直流电流的脉动分量增大时,网侧电流中的 5 次谐波可能比计算值增大 20%~50%,其他次数的谐波将略有减小。

脉波数较高的变流器所产生的非特征谐波,一般为六脉波变流器特征谐波的 10%~15%。

4.1.1.2 谐波电流的相位移

假定网侧电流为梯形波, $h = KP \pm 1$ 次谐波电流的相位移角由式(6)计算:

$$\phi_h = (1 \pm KP)\phi_1 + KP\theta \dots\dots\dots (6)$$

式中: ϕ_h —— h 次谐波电流的相位移角;

K ——正整数;

P ——脉波数;

θ ——变压器的移相角;

ϕ_1 ——基波的位移角。

注:在谐波次数较高的,相角计算的误差很大。一般说,13 次以上谐波的相角计算已失去实际意义。

4.1.2 谐波计算

4.1.2.1 谐波等值电路

在谐波分析计算中,通常将变流器等效为若干个不同频率的独立的谐波电流源。这些谐波电流源互不相干地共同作用于变流器网侧电路上,按叠加原理,其综合作用等于变流器对电网的作用。

电力系统中的元件如变压器、输电线、电容器、电抗器及电力负载等对不同次数的谐波呈现出不同的阻抗。所以,在谐波分析计算中,应采用与所计算谐波相应的等值电路。

a. 对于高压系统(6kV 及以上),当输配电线路较长时(例如:在 40km,35kV 以上的架空线;5km,6kV 以上的电缆),其电容值对谐波阻抗的影响不容忽视,计算时可用 II 型等值电路来近似;

b. 同步发电机的第 h 次谐波阻抗,可用该谐波次数乘它的次暂态电抗值来近似;

c. 其他负载的阻抗对谐波计算的影响,只有当这些负载的容量与其所接入系统的短路容量可相比拟时才给予考虑。若系统的短路容量远远大于这些负载的容量,则它们的影响可以忽略。

4.1.2.2 注入电网谐波电流的计算

图 2a 所示为一典型的具有变流器负载的配电系统单线图,图 2b 为第 h 次谐波等值电路。注入系统 h 次谐波电流 I_h 可用此简单电路来计算。

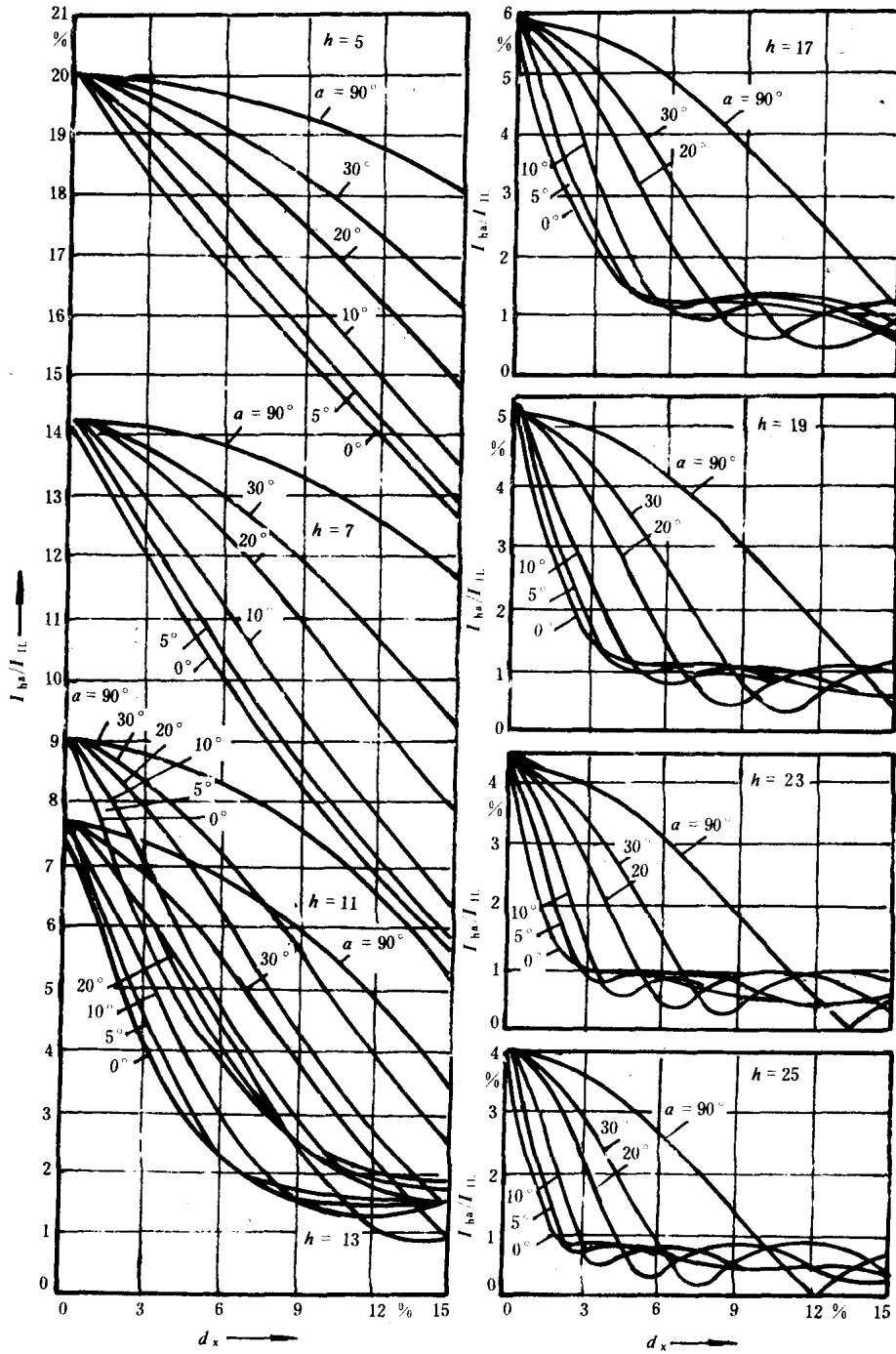


图 1

- 注：① 逆变工作状态时，用裕度角 γ 代替延迟角。
 ② 本图计算中假定直流平波电感 $L_d = \infty$ 。
 ③ $I_{h\alpha}/I_1$ 为延迟角 α 下 h 次谐波电流与理想基波电流之比。
 ④ d_x 为固有直流电压调整率的感抗分量。

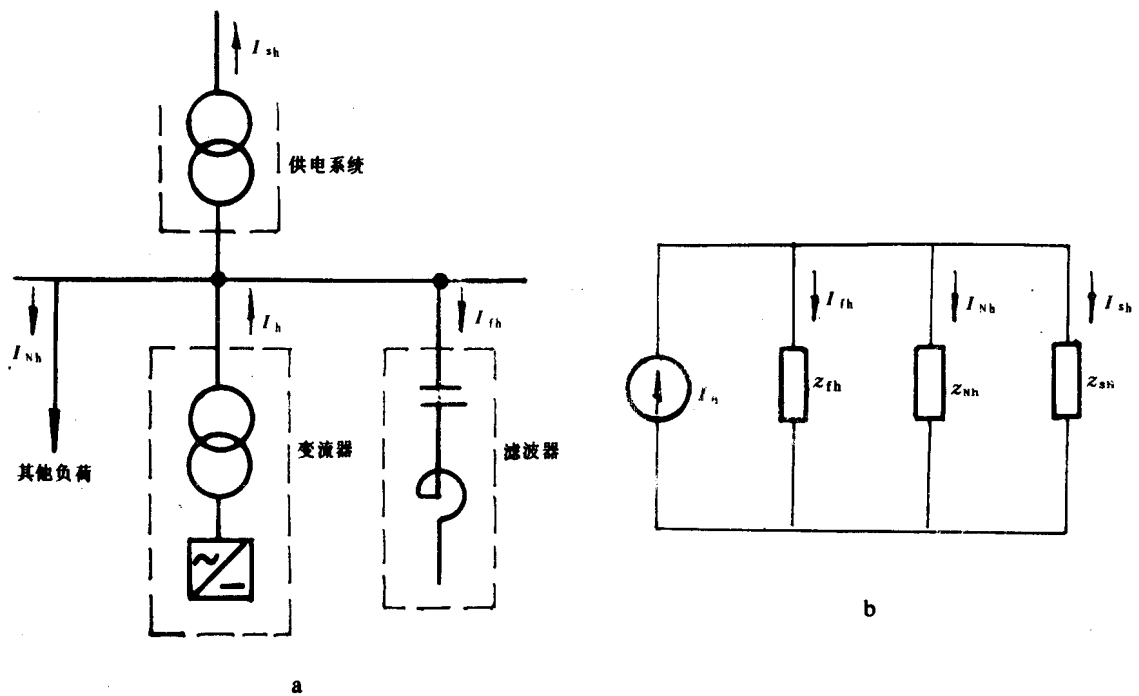


图 2

当其他负载的容量与系统短路容量相比很小时,可不考虑其影响,则:

$$I_{sh} = \frac{Z_{fh}}{Z_{sh} + Z_{fh}} I_h \dots\dots\dots (7)$$

当同一配电系统中具有多台变流器时,可逐个计算每台变流器注入电网的谐波电流幅值及它们之间的相位差,然后用向量叠加法计算总谐波电流。

两台变流器同次谐波(第 h 次)电流合成值:

$$I_h = \sqrt{I_{h1}^2 + I_{h2}^2 + 2I_{h1}I_{h2}\cos\phi_{h12}} \dots\dots\dots (8)$$

式中: I_{h1} 、 I_{h2} ——两台不同变流器的第 h 次谐波电流幅值;

ϕ_{h12} —— I_{h1} 和 I_{h2} 间的相位差。

在相位差不能确定时,一般可以用式(9)计算第 h 次谐波电流的合成值:

$$I_h = \sqrt{I_{h1}^2 + I_{h2}^2 + I_{h1}I_{h2}} \dots\dots\dots (9)$$

还应注意,在谐波的高次频段内,非特征谐波所占的比重将明显增加。

4.1.2.3 谐波电压及电压谐波因数计算

谐波电压是谐波电流流过电网谐波阻抗时产生的谐波压降。因而,只要得到变流器产生的第 h 次谐波电流和第 h 次谐波等值电路,便可按电路理论计算系统中任一点的谐波电压及电压谐波因数。

以图 2 为例,配电母线上第 h 次谐波电压为(忽略其他负载影响):

$$U_h = \frac{Z_{sh}Z_{th}}{Z_{sh}+Z_{th}}I_h = I_{sh}Z_{sh} \dots\dots\dots (10)$$

h 次电压谐波因数为:

$$HD_u = \frac{U_h}{U_1} \times 100\% \dots\dots\dots (11)$$

总电压谐波因数为:

$$THD_u = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n U_h^2}}{U_1} \times 100\% \dots\dots\dots (12)$$

对不含电力电容器及滤波器的电网,为计算变流器母线上的电压谐波因数,在变压器的谐波阻抗远大于系统的谐波阻抗时,可用变压器的谐波阻抗作为系统的等值谐波阻抗。

一般情况下,变压器的谐波阻抗可直接用其漏抗乘以谐波次数来近似,必要时可用式(13)计算:

$$|Z_h| = \frac{U_{LN}^2}{S_c} \cdot \frac{[1 + \frac{1}{(Q_s \cdot Q_p)^2} + \frac{1}{(hQ_s)^2}]^{1/2}}{(1/Q_p^2 + 1/h^2)^{1/2}} \dots\dots\dots (13)$$

式中: $Q_s = X_s/R_s$, 约为 8~10;

$Q_p = R_p/X_s$, 约为 80~120;

$S_c = U_{LN}/X_s$;

R_s ——与负载损耗相对应的串联电阻, Ω ;

U_{LN} ——额定线电压, V;

R_p ——与空载损耗相对应的并联电阻, Ω ;

h ——谐波次数;

X_s ——主变压器漏抗, Ω 。

第 h 次电压谐波因数为:

$$HD_u = \frac{|U_h|}{U_{LN}/\sqrt{3}} = \frac{I_h |Z_h|}{U_{LN}/\sqrt{3}}$$

$$= \frac{1}{R_{sc}} \cdot \frac{1}{(h-5/h)^{1.2}} \cdot \frac{[1 + \frac{1}{(Q_s \cdot Q_p)^2} + \frac{1}{(hQ_s)^2}]^{1/2}}{[1/Q_p^2 + 1/h^2]^{1/2}} \dots\dots\dots (14)$$

式中: $R_{sc} = \frac{S_c}{S_{1L}}$;

S_{1L} ——变流器表观功率, VA。

4.1.2.4 谐波电压与 R_{sc}

低压系统使用的标准设计的电网换相变流器所引起的总电压谐波因数与脉波数 P 及最小值 R_{sc} 值之间的关系如表 2 所示,计算中假定变压器阻抗采用 $Q_s = 8, Q_p = 100$,且考虑有 15% 的非特征谐波(以六脉波变流器的理论计算值为 100%)。

表 2

总电压谐波 因数 THD_u (方均根值) %	要求最小的 R_{sc} 值(适用于低压系统)											
	$P=6$			$P=12$			$P=18$			$P=24$		
	R_{sc}	A_B (百分值× 电角度)	U_5 %	R_{sc}	A_B (百分值× 电角度)	U_{11} %	R_{sc}	A_B (百分值× 电角度)	U_{17} %	R_{sc}	A_B (百分值× 电角度)	U_{23} %
1.0	231	25	0.41	150	19	0.43	106	18	0.55	99	14	0.54
1.5	154	40	0.62	100	29	0.65	71	27	0.81	66	22	0.81
3.0	77	74	1.23	50	57	1.30	35	55	1.65	33	43	1.63
5.0	46	124	2.06	30	93	2.17	21	91	2.75	20	72	2.68
8.0	29	198	3.27	19	151	3.42	31	147	4.44	12	119	4.47
10.0	23	248	4.09	15	189	4.23	10	184	5.55	9	149	5.59

注：① 对中压系统，所需的最小 R_{sc} 为 3 倍于表 2 所示的 R_{sc} 值，对高压系统，所需的最小 R_{sc} 为表 2 所列 R_{sc} 值的 2 倍。

② 表 2 不适用于装有电容器和滤波器的情况。

③ 表 2 所列数字系指变流器接入电网后引起的新增的电压谐波，不包括该处原有的谐波。

④ 表 2 列出的电网电压缺口面积 A_B ，系指单个缺口的面积，见本导则第 4.2.1 条。

⑤ 表中所列的谐波因数对应于变流器运行在额定网侧表观功率 S_{ILN} 下的数值。

4.1.3 谐波限制

为了保证电力系统中各电器设备的良好运行，必须限制变流器对电网的干扰程度。表 3 和表 4 分别给出了电网电压谐波因数极限值和用户注入电网的谐波电流允许值。

表 3

供电电压 kV	总电压谐波因数 %	各次电压谐波因数，%	
		奇 次	偶 次
0.38	5	4	2
6 或 10	4	3	1.75
35 或 63	3	2	1
110	1.5	1	0.5

注：表中数据取自 SD 126—84《电力系统谐波管理暂行规定》。

表 4

供电电压 U kV	相应电网短路 容量 S_k MVA	谐波次数及谐波电流 I_k 允许值(方均根值), A									
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0.38	10	53	30	27	61	13	43	9.5	8.1	7.6	21
6 或 10	100	14	10	7.2	12	4.8	8.2	3.6	3.2	4.3	7.9
35 或 63	260	5.4	3.6	2.7	4.8	2.1	2.1	1.6	1.2	1.1	2.9
≥110	750	4.9	3.9	3	4	2	2.8	1.2	1.1	1	2.7

续表 4

供电电压 U kV	相应电网短路 容量 S_k MVA	谐波次数及谐波电流 I_k 允许值(方均根值),A							
		12	13	14	15	16	17	18	19
0.38	10	6.0	18	5.4	5.1	7.1	5.7	4.2	3
6 或 10	100	2.4	6.7	2.1	2.9	2.7	2.5	1.6	1.5
35 或 63	260	1.1	2.5	1.5	0.7	0.7	1.3	0.6	0.6
≥ 110	750	1	3	1.4	1.3	1.2	1.2	1.1	1

注：表中数据取自 SD 126—84。

当用户本身的用电设备对谐波电压的要求较表 3 规定的极限值更为严格时,还可提出更为严格的限制。而表 4 所列注入电网的谐波电流最大允许值是对表列短路容量值的电网而言的,当实际电网容量与表列电网容量不同时,允许注入的谐波电流值由式(15)计算:

$$I_h = \frac{S_c}{S_k} I_k \dots\dots\dots (15)$$

式中: I_h ——实际允许注入的谐波电流,A;

I_k ——表4 所列的谐波电流值,A;

S_k ——表4 所列的电网短路容量,MVA;

S_c ——电网的实际短路容量,MVA。

对于较小容量的电网换相变流器(见表 5 所示),一般不需核算注入电网的谐波,可直接接入相应的电网。

4.1.4 谐波抑制

谐波抑制的目的是降低母线上的电压和电流谐波因数,使其不超过国家标准规定的数值,但谐波电压不仅与谐波电流有关,还与电网的谐波阻抗有关。

表 5

用户供电电压 kV	三相变流器,kVA			三相交流调压器,kVA	
	3 脉波	6 脉波	12 脉波	对称控制	非对称控制
0.38	8	12	—	14	10
6 或 10	85	130	250	150	100

注：表中数据取自 SD 126—84。

4.1.4.1 提高短路比 R_{sc}

在设计和实际应用中,尽量选取较高的 R_{sc} 值是抑制谐波和一切干扰的有效措施,推荐的最小 R_{sc} 值如表 2 所示。

4.1.4.2 变流器本身采取的措施

增加变流器的脉波数是减少谐波电流的有效措施。一般大容量变流器本身就需要多个变流器串、并联构成,因而适当增加脉波数并不增加投资。但脉波数超过 12 时,要考虑对投资和维修带来的影响,应控制使用。36 脉波数以上对减少谐波已无明显效果,不推荐使用。

非均一联结(半控桥)会产生偶次谐波。在容量较大的变流器中不宜采用。

3 脉波的联结方式还会产生直流分量,因而必须使用适当的变流变压器,以防止直流分量流入电网。

延迟角的不对称将增大非特征谐波。在大型变流器中,延迟角的对称性应有严格的要求。

正常运行时,避免在深度相位控制下工作,也能减小谐波电流。

4.1.4.3 滤波器

变流系统产生的谐波电流超过电力部门规定或母线电压(总的或某一次的)谐波因数超过规定,或因附近通讯系统有特殊要求等情况时,可以设置滤波器,以减小谐波及其影响。

通常,一套滤波装置包括几个单调谐的并联滤波器,有时还加一个高通并联滤波器。

单调谐滤波器的滤波对象是幅值较大的,如 5,7,11,13 次奇次谐波中的某一次谐波。一般系统中即使出现少量的偶次谐波电流,这些奇次谐波的滤波器也有一定的滤波作用。如果偶次谐波很大,也可设置偶次滤波器。总之,应根据变流系统发生谐波的大小、次数以及电力系统对谐波的限制要求来确定滤波器的个数、容量及调谐次数。

高通滤波器的主要对象是同时滤除幅值较小的几个高次谐波,如 17,19,23,25,……次谐波。高通滤波器仅在变流系统产生的谐波电流很大,而且用几个单调谐滤波器尚不能满足要求时使用。

一般,滤波器总是兼起无功补偿的作用,因而设计滤波器时总是兼顾到无功补偿的需要。有关内容参见第 7.3 条。

设计滤波装置时主要考虑因素有:

- a. 使流入电力系统的谐波电流及由此而引起的电压谐波不超过规定值;
- b. 成套滤波装置发出的总无功功率等于(或稍大于)按改善功率因数需要的无功功率;
- c. 滤波器在电网频率变动、滤波元件参数(特别是电容量)随温度变化而变动下正常失谐时,仍能满足滤波要求;
- d. 滤波器应能承受正常的换相过电压及冲击电流而不会受到损伤(特别是电容器);
- e. 对滤波器的非正常失谐,应有相应的保护措施;
- f. 滤波器的正常操作,应保证不致由于个别滤波支路切除而使其他未切除部分产生并联谐振。滤波器应尽可能设置在靠近谐波电流发生源的地方。

滤波器中元件的参数在运行过程中应定期检测,以免因参数变化而失去滤波作用。

4.1.4.4 谐波注入

由自关断电力半导体器件构成的采用脉冲宽度调制方式工作的谐波电流发生器(电力有源滤波器),可产生相位、频率、幅值可调的谐波电流,将这些谐波电流注入系统,以抵消原有的谐波,这也是一种消除谐波的方法。目前还只在容量较小、对谐波限制极为严格的系统中使用。

4.2 换相缺口

电网换相变流器在换相期间,参与换相的两相交流端子被瞬时短路,使变流器阀侧线电压突降到接近于零。由于网侧存在电抗,这一电压突变现象将使电网的不同供电点出现电压缺口。电压缺口的宽度等于换相重叠角,其深度取决于各供电点的短路阻抗比。

换相引起的电压缺口使电网电压发生突变,可能激发起高频振荡、干扰通讯和电子设备的工作。对变流器本身,若缺口宽度比触发脉冲的宽度还要宽,则会造成触发失败,使逆变器故障和整流器工作不稳定。换相缺口在低压配电系统中尤为明显。

图 3 示出了典型六脉波变流器阀侧电压缺口波形图。

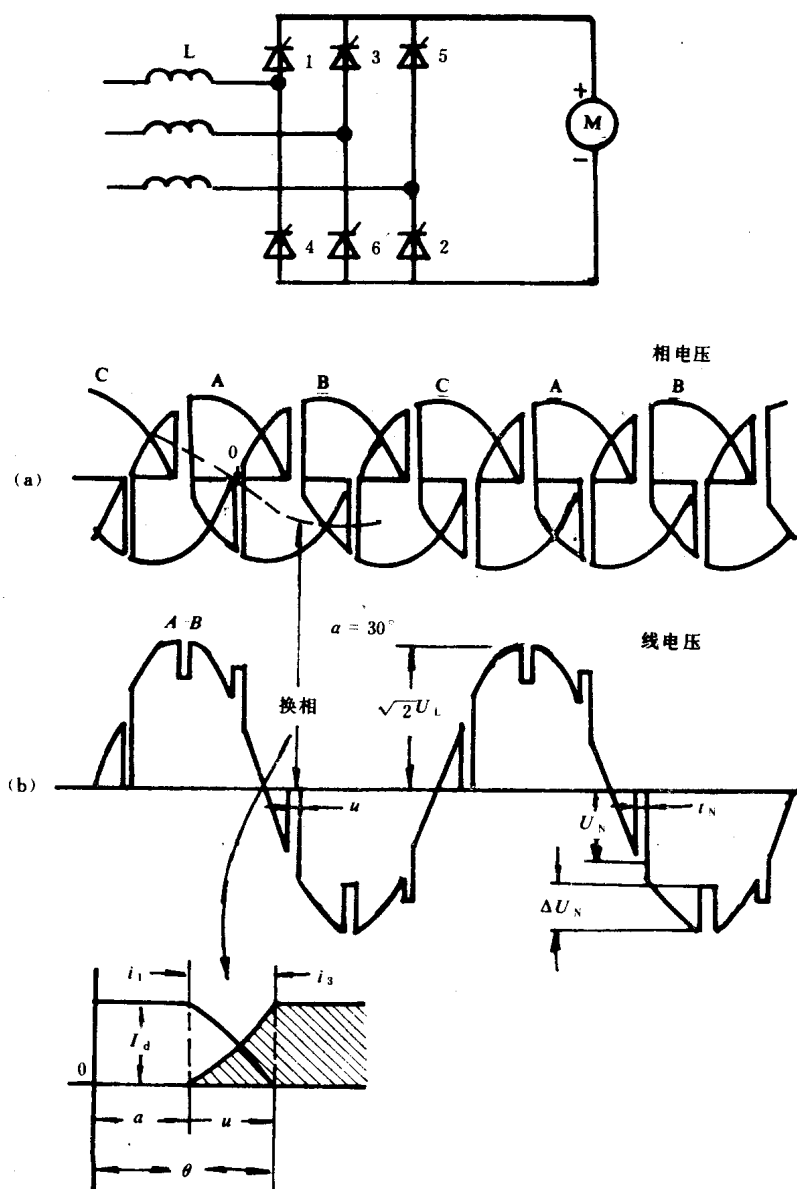


图 3

注：为了清楚起见，图中的换相缺口已予放大，且略去寄生振荡。

4.2.1 换相缺口计算

4.2.1.1 换相缺口面积的计算

换相引起的交流电压波形缺口面积，取决于从“无穷大”电源到所计算点之间的电路阻抗所吸收的伏秒积。缺口面积体现出变流器对其他负载发生影响的程度。不考虑电容效应，对典型的六脉波变流器在电网某点所引起的电压缺口面积(主换相缺口)，可由式(16)计算：

$$A_N = U_{di} / (6fR_{sc}) \dots\dots\dots (16)$$

式中： A_N ——所计算的缺口面积， $V \cdot s$ ；

U_{di} ——变流器理想空载电压， V ；

f ——频率, Hz;

R_{sc} ——计算点的电网短路容量对变流器表观功率之比。

若面积用该点线电压峰值的标么值和电角度为单位, 则:

$$A_E = 57.28/R_{sc}(\text{百分值} \times \text{电角度}) \dots\dots\dots (17)$$

以上计算都忽略了短路阻抗的电阻分量。示例见图 4。

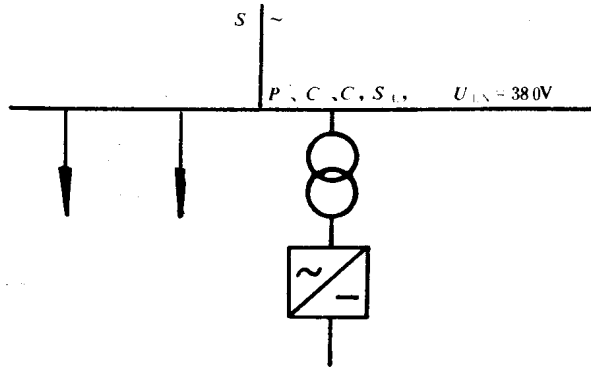


图 4

$f_1 = 50\text{Hz}$;

$U_{LN} = 380\text{V}$ (P, C, C 处的额定线电压);

$U_{di} = 513\text{V}$;

$$R_{sc} = \frac{S_c}{S_{IL}} = 75$$

采用三相桥式整流电路, 则公共耦合点 P, C, C 处换相主缺口面积:

$$A_N = 513 / (6 \times 50 \times 75 \times 10^{-6}) = 22\,800\text{V} \cdot \mu\text{s}$$

或: $A_E = (57.28/75) \times 100 = 76.4$ (百分值 \times 电角度)

4.2.1.2 缺口宽度的计算

不计寄生电容的影响, 换相缺口的宽度等于重叠角。当不考虑电路中所有电容对换相的影响时, 只要延迟角及换相电流 I_d 相同, 则电网各点上的换相缺口的宽度将保持不变。

4.2.1.3 换相缺口深度的计算

换相缺口的深度在变流器阀侧端子处为交流电压瞬时值的 100%, 在电网的不同点, 则由该处的短路容量对表观功率之比 R_{sc} 决定, 深度随 R_{sc} 的增大而减小。缺口深度:

$$D = \frac{A_N}{t_N} (\text{V}) \dots\dots\dots (18a)$$

或: $D = A_E / u (\%) \dots\dots\dots (18b)$

式中: t_N ——缺口宽度, s 或 μs ;

u ——重叠角, 用电角度表示。

4.2.2 有独立变流变压器时换相缺口的计算

计算中认为电网和变压器的短路阻抗的电阻分量近似为零。

系统如图 5 所示：

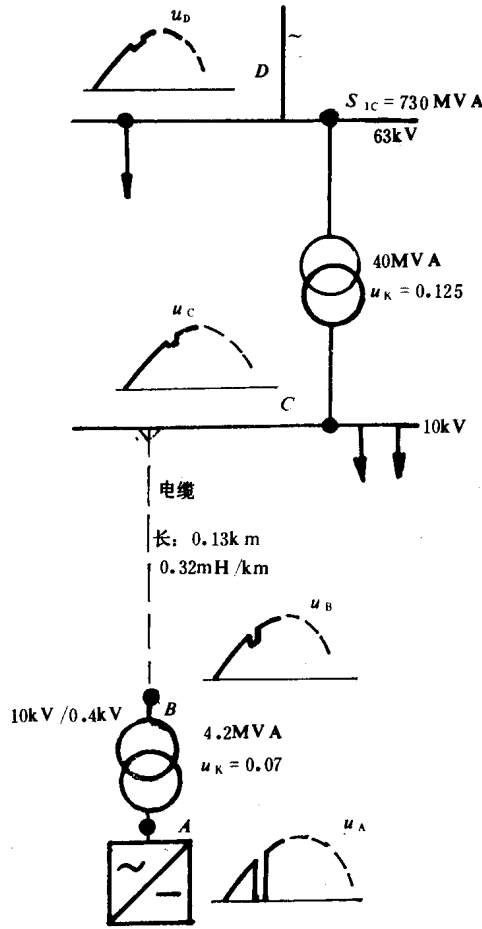


图 5

若变流器内部没有臂电抗器，则 A 点处的线电压在换相时跌落到零，因而换相电压缺口深度与换相发生瞬间的交流电压瞬时值之比为 100%。而 B、C、D 各点的缺口深度逐次减小，换相缺口深度与变流器直流电流 I_d 值的大小无关。

各点换相缺口深度与交流电压瞬时值之比的计算见表 6。

4.2.3 有公共变流变压器

由公用变流变压器通过电缆向多台变流器供电的情况，换相电感应包括每个变流装置的连接电缆的电感，且这部分电感只对该台变流器的换相单独起作用。

表 6

点	电压 kV	$1/S_k$ MVA ⁻¹	S_c MVA	S_{cA}/S_c	缺口深度 D %
D	63	1/730	730.00	46.96/730.00	6.4
C	10	0.125/40	222.48	46.96/222.48	21.2
B	10	$2\pi f \times 0.32 \times 10^{-3} \times 0.130/10^2$	216.20	46.96/216.20	21.7
A	0.4	0.07/4.2	46.96	46.96/46.96	100

并联运行的变流器,在延迟角不同,且重叠角较小的情况下,可按第 4.2.2 条的方法计算。如果并联工作的多台变流器的联结方式相同,各台连接的电缆也相同,且在相同延迟角下运行,在最不利的情况下,这些电缆的电感将按其并联值计算,此时变流器公共耦合点处的电压缺口深度将显著增大。

4.2.4 典型计算举例

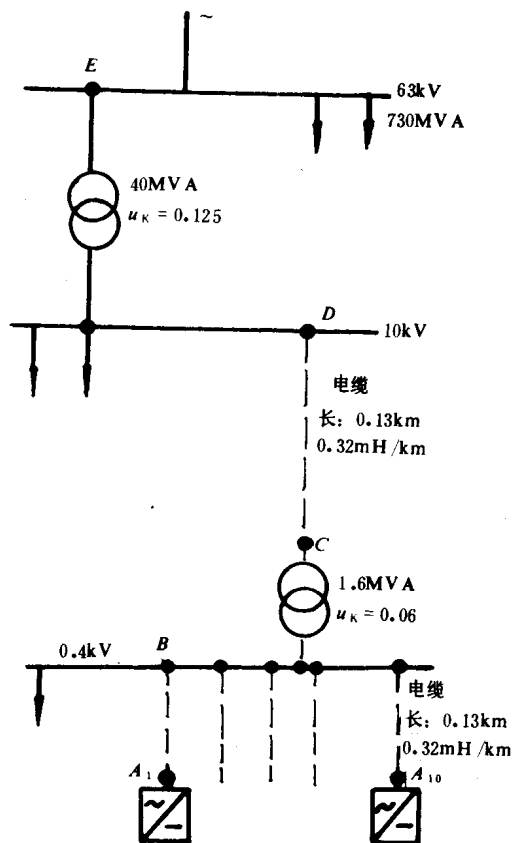


图 6

按第 4.2.2 条假定,如图 6 所示的系统,分别计算只有 1 台变流器(或 10 台变流器,但重叠角较小,且不在同一延迟角下工作)和 10 台变流器在同一延迟角下工作这两种不同情况下公共母线 B 处的换相缺口深度。

只有一台变流器(或 10 台变流器不在同一延迟角下工作时)的情况见表 7。

表 7

点	电压 kV	$1/S_k$ MVA ⁻¹	S_c MVA	S_{cA}/S_c	缺口深度 D %
E	63	1/730	730.00	8.08/730	1.11
D	10	0.125/40	222.48	8.08/222.48	3.63
C	10	$2\pi f \times 0.32 \times 10^{-3} \times 0.13/10^2$	216.20	8.08/216.20	3.74
B	0.4	0.06/1.6	23.74	8.08/23.74	34.04
A	0.4	$2\pi f \times 0.32 \times 10^{-3} \times 0.13/0.4^2$	8.08	8.08/8.08	100

10 台变流器工作在同一延迟角时见表 8。

表 8

点	电压 kV	$1/S_k$ MVA	S_c MVA	S_{CA}/S_c	缺口深度 D %
E	63	1/730	730.00	19.87/730	2.72
D	10	0.125/40	222.48	19.87/222.48	8.98
C	10	$2\pi f \times 0.32 \times 10^{-3} \times 0.13/10^2$	216.20	19.87/216.20	9.19
B	0.4	0.06/1.6	23.74	19.87/23.74	83.70
A	0.4	$(1/10)2\pi f \times 0.32 \times 10^{-3} \times 0.13/0.4^2$	19.87	19.87/19.87	100

4.2.5 缺口限制

缺口限制可按有关国家标准规定执行,同时还应满足变流器本身良好运行的要求(见第 5.3.4 条)。

4.2.6 缺口抑制

为了减少缺口的影响,设计中可采取如下措施:

- 设置变流变压器或电抗器,以便在变流器与系统母线之间引入隔离阻抗,从而减小公共耦合点的缺口深度。隔离变压器应尽可能靠近变流器;
- 变流器的控制线应与电力线隔离;
- 在设计触发电路时,预先考虑所接入电网可能出现的电压缺口。

4.3 电压波动及闪变

电力变流器从电网吸收有功和无功电流,在电网的内阻抗上引起压降。对大型电机传动用的电网换相变流器,因其工作制的关系,无功功率和有功功率变化幅度大,变化的速度快,使电网电压发生频繁的波动,并可能产生电压闪变。因此大型变流器接入电网前需进行必要的验算。进行这种验算的原始数据应包括:变流器的容量及工作制;所接入电网的阻抗(从公共耦合点处测量的短路阻抗);国家有关标准所规定的限制;及所设计变流器的耐扰等级等。

4.3.1 电压波动的计算

4.3.1.1 基波电压波动

交流母线接有变流器负载,当变流器由空载到满载(表观功率 S_{IL} ,功率因数角 ϕ)变化时,电压波动相对值可由式(19)计算:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{S_{IL}}{S_c} \cos(\text{tg}^{-1} \frac{X_c}{R_c} - \phi) \dots\dots\dots (19)$$

式中: S_c ——电网在计算点处的短路容量, MVA;

X_c ——电网在计算点处短路阻抗的感抗分量, Ω ;

R_c ——电网在计算点处短路阻抗的阻性分量, Ω ;

X_c/R_c ——一般为 4~10, 其中 8 是最常见的数值。

4.3.1.2 按电压波动要求确定 R_{cmin}

为了保证因变流器负载变动而引起的电网电压波动不超过规定值,电网应具有足够大的短路容量,在确定电网的短路容量的最小极限时,应考虑变流器在最大过载电流和最低功率因数下的运行情况(如传动用变流器工作在重载启动时)。

最小的 R_{sc} 值可由式(20)确定:

$$R_{scmin} = \frac{S_{cmin}}{S_{iLmax}} = \cos(\text{tg}^{-1} \frac{X_c}{R_c} - \phi) / \frac{\Delta U}{U} \dots\dots\dots (20)$$

最小 R_{sc} 的详细计算,可参见附录 A 给出的计算实例。

4.3.2 电压波动限制

关于电压波动的限制可按国家有关标准的规定执行,同时还应满足变流器本身的要求,见第 5.3.2 条的规定。

4.3.3 电压波动抑制

减小电压波动的最有效办法是采用强大的电源(即增大 R_{sc})。必要时还可采用补偿的方法控制总无功功率的变化。有关功率因数补偿的方法参见本导则第 7.3 条。

4.3.4 电压闪变

实验证明,10Hz 的闪变电压对人的视觉影响最为严重,为此,把不同频率的闪变电压值等效折算到 10Hz,计算公式如下:

$$\Delta U_{10} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} (\alpha_f \cdot \Delta U_f)^2} \dots\dots\dots (21)$$

式中: ΔU_{10} ——频率为 10Hz 闪变电压, V;

α_f ——闪变频率为 f 时的视觉敏感系数;

ΔU_f ——闪变频率为 f 时闪变电压的方均根值, V。

图 7 示出视觉敏感度曲线,表 9 是该曲线的数据表,根据不同频率, α_f 可从表 9 中选取。

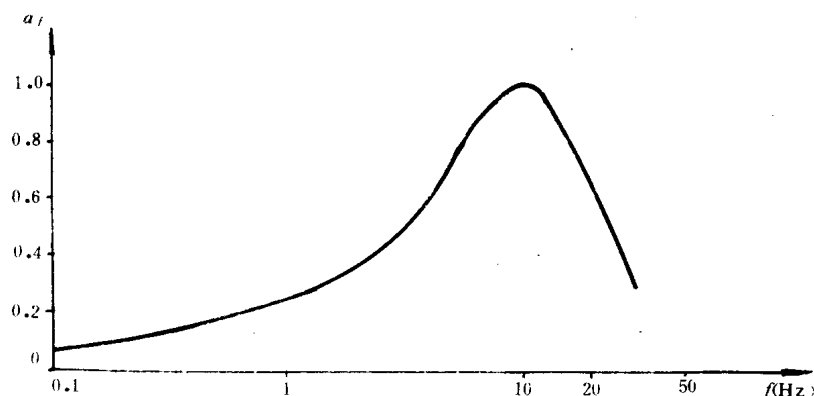


图 7
表 9

f	0.01	0.05	0.10	0.50	1	3	5	10	15	20	30
α_f	0.026	0.055	0.075	0.169	0.260	0.563	0.780	1.000	0.845	0.655	0.357

闪变电压的限制可按有关国家标准规定。变流器本身承受电压短暂波动的限制见第 5.3.2 条。

5 变流器的抗电网干扰

5.1 概述

电网的扰动超过一定的极限时,会导致变流器规定性能的下降,或使其运行中断,甚至损坏。表 10 给出了变流器的受扰类别。因此为保证变流器正常运行,在设计时,除应考虑变流器对电网的干扰不超过有关规定外,变流器亦需要具备一定的抗电网干扰能力。如果所设计的变流器的抗扰等级高于电网存在的扰动等级(包括变流器本身接入后引起的扰动),并且变流器对电网产生的扰动也低于电网允许的扰动极限时,则该变流器与所在电网兼容。

表 10

变流器的受扰类别	符 号	扰动超过规定极限时的后果
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)

5.2 变流器的抗扰等级

变流器的抗扰等级一般分为 A、B、C 三级,对各级变流器规定的所应耐受扰动的极限值参见本导则第 5.3 条。这三类变流器的适用场合为:

a. 抗扰等级为 A 级的变流器是那些需在严酷的电网条件下工作的变流器,例如几台变流器直接连接到一个公共变压器上,或者电网容量很小(即 R_{sc} 较小)的场合。

另外,有些场合,尽管在交流电网中超出 B 级和 C 级所规定的扰动极限的几率很小,但变流器故障带来危险和损失很大时,采用 A 级变流器是合适的;

b. 抗扰等级为 B 级的变流器,主要是适合在一般电网条件下工作的变流器,如 GB 3859 所规定的电源条件下工作的变流器。

B 级变流器也可用于电网条件虽然严酷,但已采取了改善措施(如隔离变压器、滤波器及补偿设备等),出现超过 B 级允许扰动的机率很小,能保证变流器所需的可利用率的场合;

c. 抗干扰等级为 C 级的变流器主要是不太重要的小功率变流器,且在电网的负荷比较稳定, R_{sc} 值较大的场合使用。另外,这类变流器也用于那些由“高质量”供电系统供电的场合。

一般说来, A 级变流器的制造成本及运行费用都比较高, B 级变流器次之, C 级变流器的制造成本及运行费用都比较低。

5.3 变流器的抗扰极限值

除非另有规定,在设计变流器时,其适用的电网条件(包括变流器本身接入电网后引起的扰动在内)应符合本条规定。这里所给出的数据,不能作为规定公共电网特性的依据,只能作为各种抗扰等级变流器的设计依据。

实际电网中的扰动具有统计的性质,超过某一极限值的扰动的出现机率可能极小,但并非绝对不可能。

如果用户对变流器的抗扰等级未提出专门的要求和说明,制造厂一般按抗扰等级 B 作为其应满足的设计标准。

5.3.1 频率和相移

频率和相移抗扰极限值见表 11。

表 11

扰动说明	抗扰等级			
	受扰类别	A	B	C
频率变化范围(±%)	F	2	2	1
频率变化速率(±%)/s	F	2	1	1
瞬时相移(电角度)	T	15	5	5

5.3.2 交流电压方均根值

电网电压波动的抗扰极限值见表 12。

表 12

%

扰动说明		抗扰等级			
		受扰类别	A	B	C
稳态电压波动范围		F	±10	±10	+10 -5
短时电压波动范围(持续时间 0.5~30 周波, 额定负载)	只作整流运行的变流器	T	±15	+15 -10	+15 -10
	逆变运行的变流器(额定直流电流和电压时)	T	±15	+15 -10	+15 -10

注：① 电压升高和频率的降低不同时发生。

② 对于过载情况, 极限值范围可另作规定。

5.3.3 交流电压的不对称度

表 13 给出了交流电压的不对称度极限值, 其值以其正序分量对之序分量的百分数表示。

表 13

扰动说明		抗扰等级			
		受扰类别	A	B	C
稳态, %		F	5	5	1
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	1

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。

5.3.4 交流电压波形

5.3.4.1 稳态情况

稳态情况下, 电网电压的谐波畸变及缺口的极限值见表 14。

表 14

扰动说明	抗扰等级			
	受扰类别	A	B	C
总的谐波因数(稳态)%	F	10	10	5
单次谐波分量对基波分量的百分值(%):				
稳态:奇次	F	7	6	3
偶次	F	2	2	1
短时:(小于 30s)	F	10	10	3
换相缺口:				
深度:(对网侧电压的百分值)%	T	100	40	20
宽度:(电角度)	T	60	30	10
面积:(百分值×电角度)	T	600	120	20

注:① 换相缺口面积对一定的直流电流值和 R_{sc} 值近似为常数,换相缺口的宽度和深度随触发角(α)的变化而改变。允许最大换相缺口面积为最大深度与最大宽度之积的 1/10。

② 当有数台变流器接于同一台变流变压器的阀侧端子上时,一个基波周期内所有换相缺口面积总和不应超过表 14 所列数值的 4 倍。

5.3.4.2 重复和非重复瞬态过电压及能量

只要有可能,用户(或制造厂)应对变流器规定其可承受的瞬态过电压,这些参数主要有(如图 8 所示):

- a. 变流器端子可能出现的瞬态能量 W, J ;
- b. 瞬态电压的上升时间 t_r (从 10%~90%), μs ;
- c. 重复瞬态电压峰值与工作电压峰值之比 U_{LRM}/U_{LWM} , (标么值);
- d. 非重复瞬态电压峰值与工作电压峰值之比 U_{LSM}/U_{LWM} , (标么值);
- e. 非重复瞬态电压的持续时间 t_w (50%幅值处), μs 。

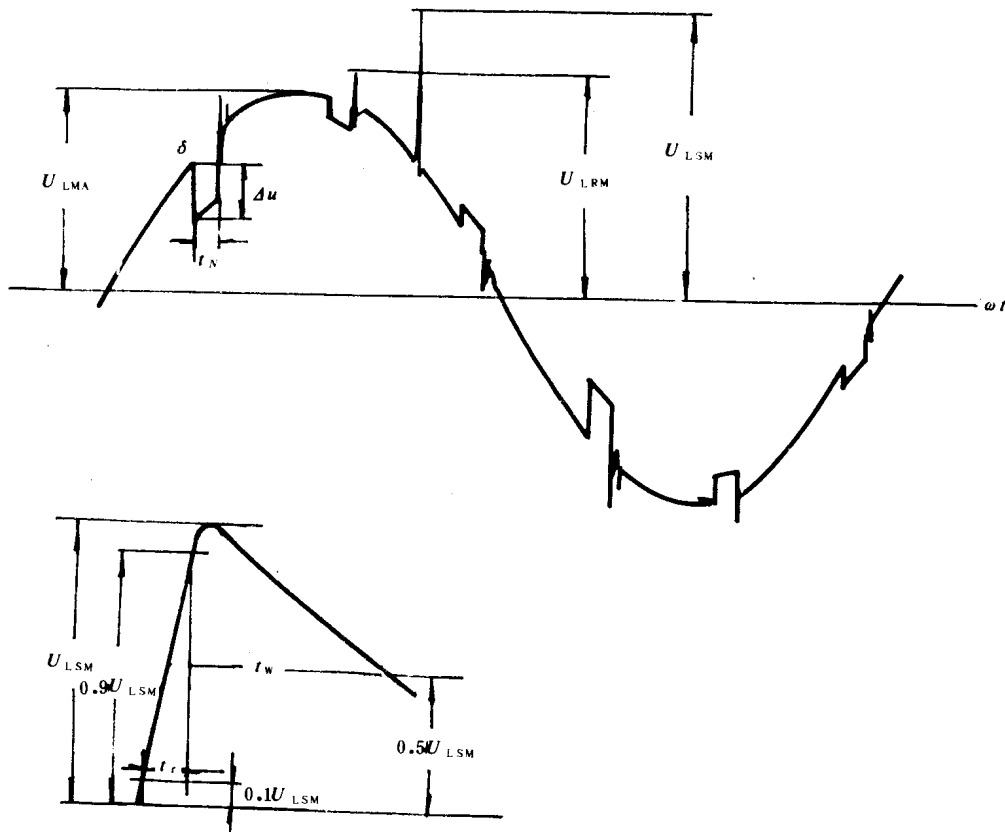


图 8

对具有单独变流变压器的情况,下列数据可作为设计和协议的参考:

$$W = 400S_{IN};$$

式中: S_{IN} ——变流器变压器的容量, MVA。

$$t_r = 1\mu s;$$

$$U_{LRM}/U_{LWM} = 1.25;$$

$$U_{LSM}/U_{LWM} = 2.0 \sim 2.5.$$

上列 U_{LSM}/U_{LWM} 值相当于变流器采取了浪涌抑制措施。在无任何抑制措施时,此值可高达 10 以上。

$$t_w = 3 \sim 300\mu s.$$

6 变流器与电网的兼容性估计

6.1 配电母线分类

按配电母线的用途,可分为三类:

- a. 一般配电母线:用于向一般用途设备及 B 级变流器配电;
- b. 专用配电母线:专门用于向 A 级变流器配电;
- c. 高质量配电母线:用于向敏感(低抗扰度)设备及 C 级变流器配电。

6.2 兼容性估计的内容及步骤

所谓兼容性估计,有两个方面的含义:第一是变流器对电网的干扰在电网的容许范围之内;第二是变流器接入后,变流器母线上的电压波动、频率、波形等参数的扰动应低于所选变流器的抗电网干扰极限值(表 11、表 12、表 13 及表 14)。

兼容性估计一般可按下列步骤进行:

- a. 按照变流器所要接入母线的类型,初步选择变流器的抗扰等级(见第 6.1 条);
- b. 了解网络主要节点上在稳态及暂态情况下交流电压幅值、不平衡度及频率和电压波动等情况,并根据电网在最小运行方式时的短路容量、变流器的工作制等参数,计算变流器的功率因数(第 7.2 条)及各级配电母线电压波动和闪变电压(第 4.3 条)。若频率波动、电压波动及不平衡度等不能满足要求时(第 5.3.2 条),或者采取抑制措施加以改善,或者重新选择变流器的抗扰等级。这一步估计,可不考虑变流器的非线性特性,只考虑其基波分量;
- c. 考虑变流器的非线性特性,计算变流器注入电网的谐波电流及电网中各点的电压谐波因数(第 4.1.2 条)、换相缺口参数(第 4.2.1 条)等,看其是否满足有关标准或用户的要求(第 4.1.3 条及 4.2.5 条)或变流器本身的要求(第 5.3.4 条)。若不满足,则必须采取抑制措施加以改善(第 4.1.4 条及第 4.2.6 条)。
- d. 上述过程中,无论哪一步采取了抑制措施或改变了变流器的任何参数,都需要重新进行兼容性估计。
- 若上面各步均通过,则变流器与电网兼容。兼容性估计的计算实例见附录 B。

7 功率因数补偿与并联谐振

7.1 概述

由于供电部门对用户规定最低功率因数的限制,并且为了减少电力的损耗和充分利用设备能力,外加功率因数补偿设施往往是必要的。

并联电容器是最常用的一种功率因数补偿设施。固定连接电容器只用在负载稳定或无功变化极不频繁的场合,在变流器功率因数变化频繁而影响电网的供电质量(使电压波动)时,应采用快速补偿装置。目前常用的是静止式可变无功补偿设备。

在有变流器的配电系统中,可能会出现谐波放大,即电容器与系统电抗之间发生并联谐振现象。当谐振频率接近某次谐波频率时,电网谐波电压显著增加,因而必须加以防止。

同步补偿机的调节范围广,它可向电网提供无功功率,也可以从电网吸收无功功率,且调节平滑,容量不随电压的升降而增减。它也不象电容器那样在电压升高时易于损坏。不过,其建设投资和运行费用较高,操作(起动、停止)不够简便。因而,一般宜用于变流器无功变化较大且频繁的大型用户。

超前换相变流器可以用较小的电容器获得几倍于该电容器提供的无功容量,并同时作为电源使用,因而投资降低,适合于多台变流器并用的大型变流站。但超前换相变流器本身还会产生谐波电流,且维护和运行较为复杂,应用也不够普遍。

7.2 变流器的功率因数

7.2.1 概述

电网换相变流器无论工作在整流状态,还是逆变状态,都从电网吸收滞后的无功功率。变流器的总功率因数为网侧有功功率对表观功率之比。总功率因数 λ 与延迟角、交流侧(阀侧和网侧)感抗和电流波形有关。前两个因素可用位移因数 $\cos\phi$ 来反映,最后一个因素可用畸变因数 ν 来反映。其关系式为:

$$\lambda = \nu \cos\phi \dots\dots\dots (22)$$

各种电联结的变流器的畸变因数,可由 GB 3859 的表 2 中查得。六脉波以上的变流器,畸变因数接近于 1,因而计算总功率因数时,可只计算位移因数而无显著误差。

对大型变流器,计算功率因数的精度要求较高时,需要考虑变流变压器励磁电流对位移因数的影响。

因换相角不为零引起的网侧电流方均根值的降低,在计算功率因数时,一般均不考虑。未考虑这一因素而引起的功率因数的计算误差,实际上不超过 3/100。

7.2.2 计算方法

7.2.2.1 近似计算

变流器所接入的电网情况未能精确知道时,用下列公式可得到近似值:

$$\text{有功功率} \quad P_1 = U_d I_d \quad \dots\dots\dots (23)$$

$$\text{表观功率} \quad S_1 = U_{d1} I_d \quad \dots\dots\dots (24)$$

$$\text{位移因数} \quad \cos\phi_1 = P_1/S_1 = U_{d1}/U_{d1} \quad \dots\dots\dots (25)$$

$$\text{无功功率} \quad Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} \quad \dots\dots\dots (26)$$

式中: U_d, I_d ——分别为直流输出电压和电流;

U_{d1} ——理想空载直流电压。

多数情况下,用式(27)计算位移因数是较为精确的。

$$\cos\phi_1 = (U_d + U_{T0} + U_{drN} I_d / I_{dN}) / U_{d1} \quad \dots\dots\dots (27)$$

式中: U_{T0} ——阀的门槛电压, V;

U_{drN} ——额定输出直流电流下的阻性直流电压调整值, V;

I_{dN} ——额定直流电流, A。

7.2.2.2 由重叠角 u 计算位移因数

当计算出变流器的换相重叠角时,位移角 ϕ 用式(28)计算:

$$\text{tg}\phi = \frac{[2u + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + u)]}{[\cos 2\alpha - \cos 2(\alpha + u)]} \quad \dots\dots\dots (28)$$

式中的角度均需用弧度表示。

如果不考虑电网短路阻抗对换相的影响(当 R_{sc} 大时,这一影响可以忽略)。计算重叠角可只考虑变流变压器、阀侧和网侧电抗器所构成的换相电感,或直接由图 9 查取。其中参变量 e_x 为等值的换相电抗压降百分值,可由式(29)确定:

$$e_x = e_{xN} \cdot \frac{I_d}{I_{dN}} \cdot \frac{K_x}{0.5} \quad \dots\dots\dots (29)$$

式中: e_{xN} ——变流变压器的短路电压百分值的感抗分量,可近似地取其短路电压百分值 e 。当网侧和阀侧设有附加电抗时,应取附加电抗与变压器的漏抗之和相对应的 e_{xN} 值;

$K_x = d_{xN}/e_{xN}$ ——由变流变压器感抗电压引起的直流电压调整率(d_{xN})的折算系数,可由 GB 3859 的表 2 直接查取。

7.2.2.3 精确计算

a. 原始数据

精确计算位移因数,除应知道变流器本身的有关参数外,还应知道其所接入电网连接点处的短路容量或短路阻抗及其感性和阻性分量。

精确计算位移因数的第一步是计算变流器的固有直流电压调整率的感性分量 d_x 。

固有电压调整率的感性分量 d_x 包括变流变压器漏抗、阀侧电抗器和网侧电抗器引起的电压调整率,其计算方法见 GB 3859 第 4.5.2 条。

精确计算中若需考虑变流变压器励磁电流对位移因数的影响时,应给出变压器的励磁电流百分值。

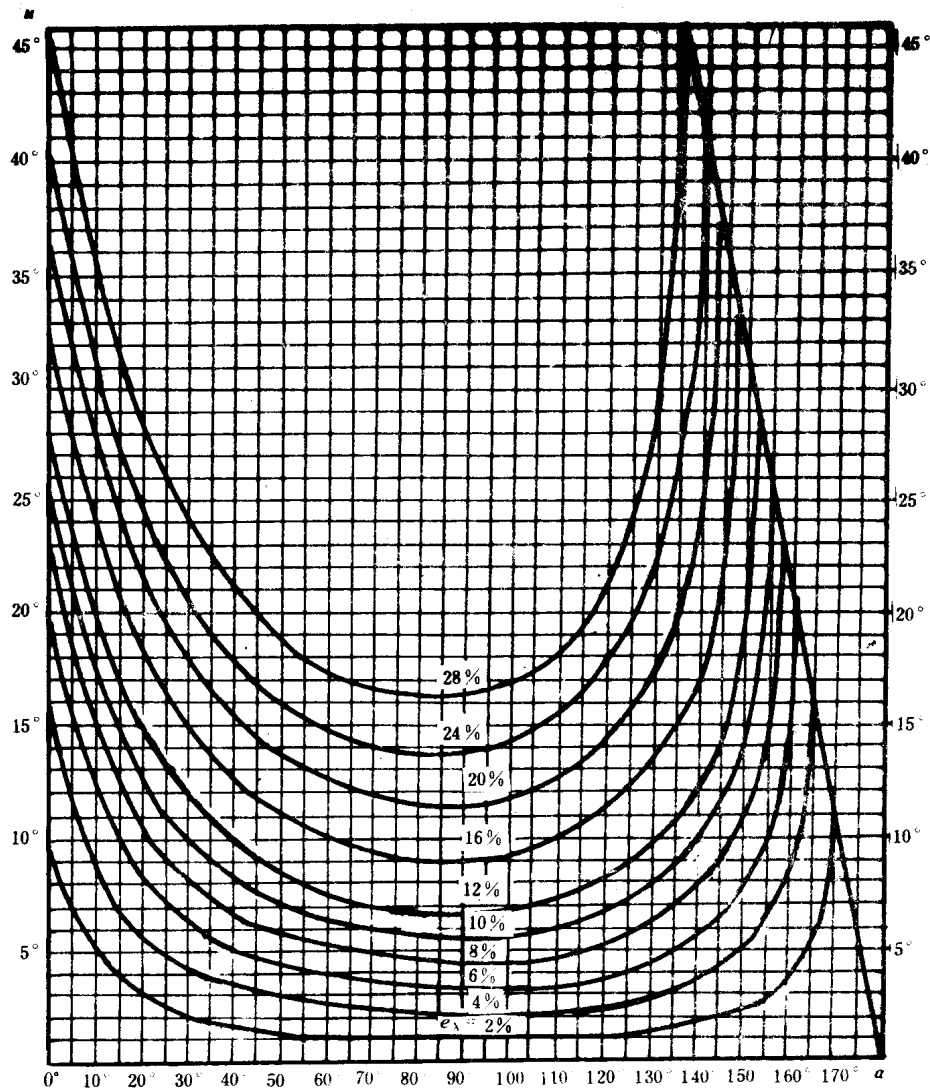


图 9

b. 额定直流电压下,延迟角为零时的位移因数 $\cos\phi_N$

根据变流器的固有直流电压调整率的感性分量值 d_{xN} (在额定直流电流 I_{dN} 下), 以及短路比 $R_{sc} - S_c / U_{di} I_{dN}$ 由图 10 或图 11 查出额定条件下, 无相位控制时的位移因数 $\cos\phi_N$ 。其中 S_c 为电网在变流器接入处的短路容量。

c. 额定直流电流下,延迟角不为零时的位移因数 $\cos\phi_{\alpha N}$

整流运行延迟角为 α 时的位移因数:

$$\cos\phi_{\alpha N} = \cos\alpha + (1 - \cos\phi_N) \dots\dots\dots (30)$$

对逆变运行超前角为 β 时的位移因数:

$$\cos\phi_{\beta N} = \cos\beta + (1 - \cos\phi_N) \dots\dots\dots (31)$$

d. 非额定直流电流下的位移因数 $\cos\phi_a$

计算直流电流为 I_d 时的位移因数, 只要以实际 I_d 的直流电压调整率的感性直流分量 d_x 代替额定直流电流的 d_{xN} (即 $d_x = d_{xN} I_d / I_{dN}$) 作为横坐标值, 由图 10 或图 11 查得 I_d 下的位移因数 $\cos\phi$ 按式 (30) 或式 (31) 计算相位控制角为 α (或超前角为 β) 时, 直流电流 I_d 下的位移因数 $\cos\phi_a$ 或 $\cos\phi_\beta$ 。

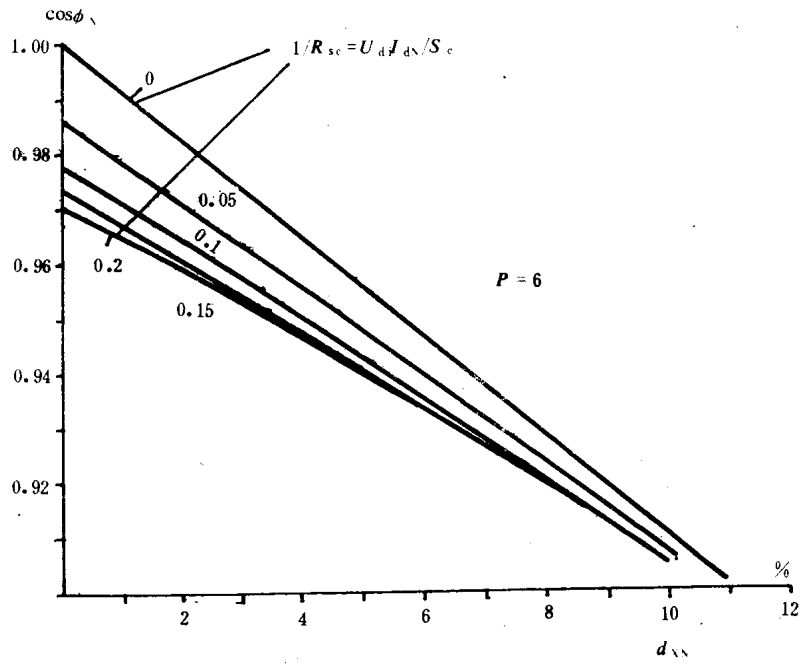


图 10

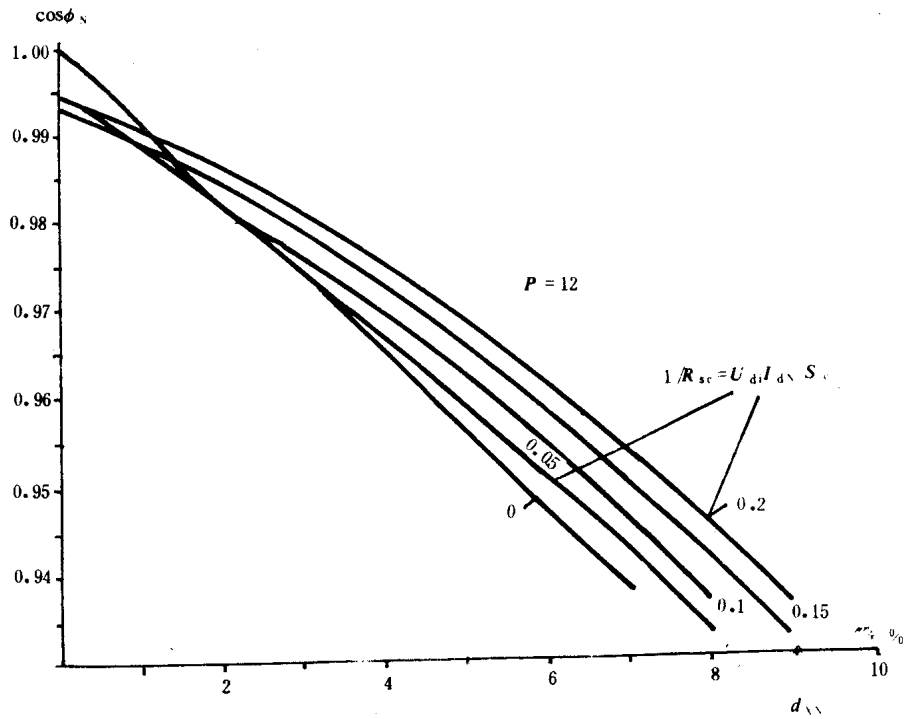


图 11

e. 考虑变流变压器励磁电流的影响时的位移因数 $\cos \phi_{sc}$

考虑变流变压器的励磁电流对位移因数的影响,可由式(32)修正:

$$\cos\phi_{\alpha\zeta} = \frac{\cos\phi_{\alpha}}{\sqrt{(\sin\phi_{\alpha} + \zeta I_{dN}/I_d)^2 + \cos^2\phi_{\alpha}}} \dots\dots\dots (32)$$

式中： $\cos\phi_{\alpha}$ ——不考虑变压器励磁电源影响的位移因数；

ζ ——变压器励磁电流的百分值。

7.2.3 提高变流器功率因数的措施

为了节能和提高供电质量，应尽可能使变流器在较高功率因数下运行。采用外加补偿以提高功率因数的方法见第 7.3 条。改善变流器自身的设计和运行，也可以提高其功率因数。主要措施有：

a. 减少正常运行时的延迟角。不同抗扰等级的变流器允许在电源电压的一定变动范围内运行，例如 +10% ~ -5% (B 级) 或 ±10% (A 级)。这意味着在正常供电电压时，变流器必须工作在某一延迟角 α 下。如果采用其他措施减小供电电压的波动范围，则可在变流器设计时选取更合适的阀侧交流电压，在正常时以最小 α 运行。

若变流器需要在很宽输出电压范围内工作，使用有调压设备的变压器，可明显减少其平均无功消耗，从而提高其平均功率因数。

b. 减小变流变压器的漏抗(短路电压百分值)。这意味着可减小变流器的无功消耗，但也使变流器的短路电流增大，因而需要仔细的核算和比较。

c. 采用串级联结的变流器和不对称或顺序控制的方法。

用两组变流器串级运行，使一组处于最小 α 角下工作(或采用不可控整流器)，另一组在整流到逆变状态下工作，从而调节其直流输出。这将显著提高其功率因数。这一方式对容量大、电压较高的变流器是很经济的。

7.3 功率因数补偿

7.3.1 用移相电容器补偿功率因数

7.3.1.1 补偿容量计算

移相电容只能对变流器的位移因数进行补偿。其补偿容量可由平均位移因数进行计算：

$$Q_c = Q_{avg} - P_{avg} \operatorname{tg}\phi_{2avg} = P_{avg} (\operatorname{tg}\phi_{1avg} - \operatorname{tg}\phi_{2avg}) \dots\dots\dots (33)$$

式中： Q_c ——所需补偿的容量，kvar；

P_{avg} ——平均有功功率，kW；

ϕ_{1avg} ——未加补偿时的平均位移因数角；

ϕ_{2avg} ——补偿后的平均位移因数角。

移相电容器补偿功率因数的补偿容量计算实例见附录 C。

7.3.1.2 移相电容器中的谐波电流

考虑图 12a 所示系统，若忽略其他负荷影响，且认为 $\omega L_s \gg R_s$ ，则有图 12b 所示等值电路。

$I_{ch} = \frac{X_{Lh}}{I_{Lh} X_{ch}} I_h$ ，可见，电容器有放大谐波的功能，若电容量选择不当，则可能使电容器过载而损坏。其

解决办法是：在电容器支路串联一电抗器，使电容器支路对最低次谐波呈现出感抗，而对基波仍为容抗。

7.3.2 快速补偿

a. 电容器与晶闸管控制电抗器并联补偿方式如图 13，晶闸管相位控制电抗器使 Q_L 平滑调节，以改变整个系统的补偿容量。如使 $Q_{1max} - Q_c$ ，则补偿量可以从 0 到 Q_c 之间连续调节。由于相位控制时产生谐波，故电容器可分组构成相应次谐波的滤波器。这种系统有最快的反应速度，能适应无功急剧变化及各相无功不平衡的场合。

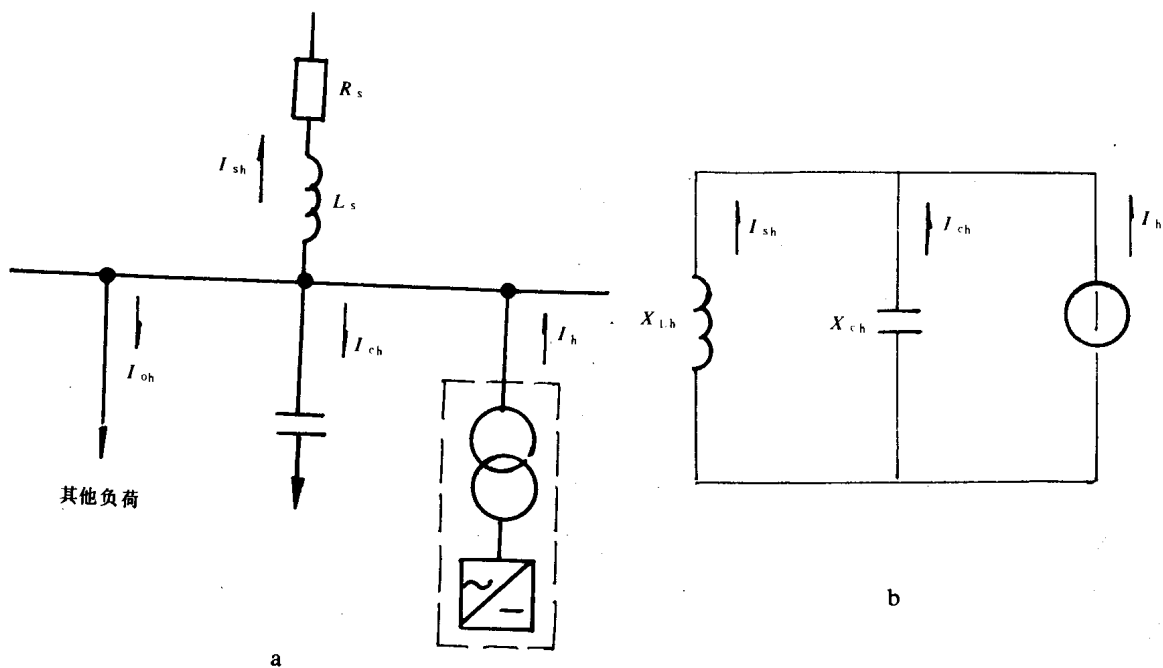


图 12

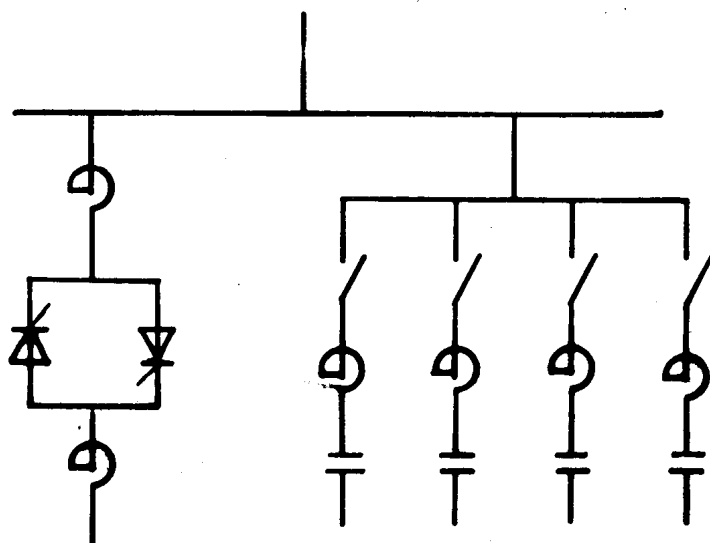


图 13

b. 晶闸管开关投切电容器组补偿方式如图 14 所示,晶闸管开关均在电容电压与电网电压相等瞬间接通,因而不产生电流冲击,系统具有反应快,可分相调节等优点,但只能分级调节。

c. 自饱和式电抗器与电容器并联的无功补偿设备,不需要外加控制,当母线电压升高时,饱和电抗器 L 吸收较多的无功电流,使母线电压下降,而当母线电压过低时,饱和电抗器 L 吸收的无功电流减小,从而使母线电压恢复。通常,电容器支路串联一个电抗器,构成电网中各次谐波滤波器。如图 15 所示。

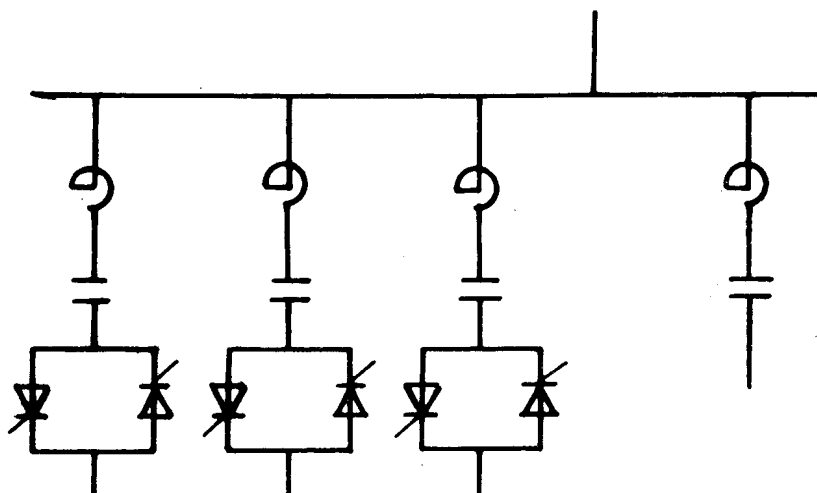


图 14

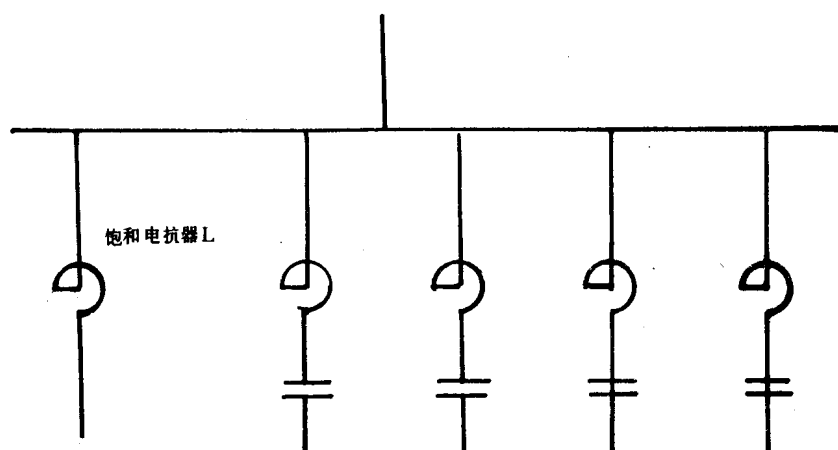


图 15

7.4 并联谐振

有变流器的配电系统中,若采用电力电容器进行无功补偿或采用并联滤波器来抑制谐波等,电容器与系统阻抗间可能在某一谐波频率附近发生并联谐振,导致供电网络节点上谐波电压增大,从而产生电容器过热、电气设备运行情况恶化等后果。因此,在采用补偿电容器或并联滤波器时,必须校验这种谐振发生的可能性,并采取适当措施加以消除。

7.4.1 谐振频率及其影响的计算

7.4.1.1 不考虑系统中其他感性负载

如图 16 所示系统,不考虑其他感性负载的影响,其并联谐振角频率 ω_r 为:

$$\omega_r = \frac{1}{\sqrt{(L_s + L)C}} \dots\dots\dots (34)$$

- 式中: L_s ——电网短路电感, H;
- L ——补偿或滤波电容器的串联电感, H;
- C ——补偿或滤波电容, F。

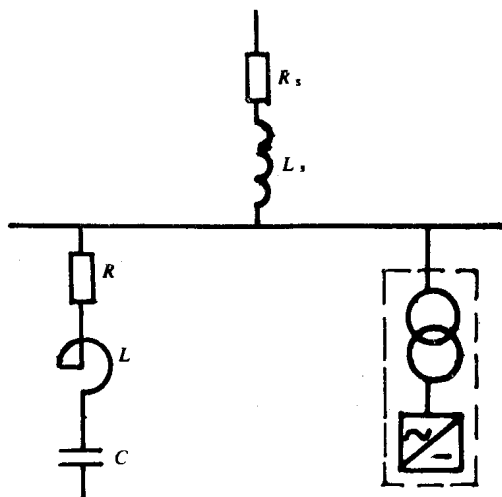


图 16

若为直接连接在变流器母线上的补偿电容器(即 $L=0, R=0$), 且认为 $\omega L_s \gg R_s$, 则有

$$\omega_r = \frac{1}{\sqrt{L_s C}} \approx \sqrt{\frac{S_c}{Q_c}} \omega_1 \dots\dots\dots (35)$$

或

$$h_r = \sqrt{\frac{S_c}{Q_c}} \dots\dots\dots (36)$$

式中: ω_1 ——基波角频率, Hz;

Q_c ——补偿电容器容量, Mvar;

S_c ——系统在变流器母线处的短路容量, MVA。

在谐波次数较高时, 这个公式计算结果是近似的。

当整个系统在变流器产生的 h 次谐波频率上发生并联谐振时, 对 h 次谐波电流源来说, 其总的 h 次谐波阻抗与 $1/(R_s + R)$ 成正比。一般情况下, R_s 及 R 均较小, 故 h 次谐波阻抗很大, 使变流器母线上 h 次谐波电压大大增加, 因而 h 次谐波的放大系数很大。

7.4.1.2 考虑交流电动机影响时

由于交流电机会显著地改变系统谐波阻抗, 因而当系统中有容量较大的交流电机负载时, 可用图 17 来确定谐振频率和谐波放大系数。

图中: $R_{sy} = S_c / Q_c, R_{MY} = S_M / Q_c$, 其中 Q_c 为补偿电容器容量, S_c 为系统短路容量, S_M 为交流电动机容量。由于交流电动机主要吸收有功功率, 其等值电阻较大, 因而考虑其影响时, 谐波放大系数将相应减小。

谐波放大系数实际应用的计算实例见附录 D。

补偿电容器和交流电动机负载对谐振频率和放大系数的影响见图 17。

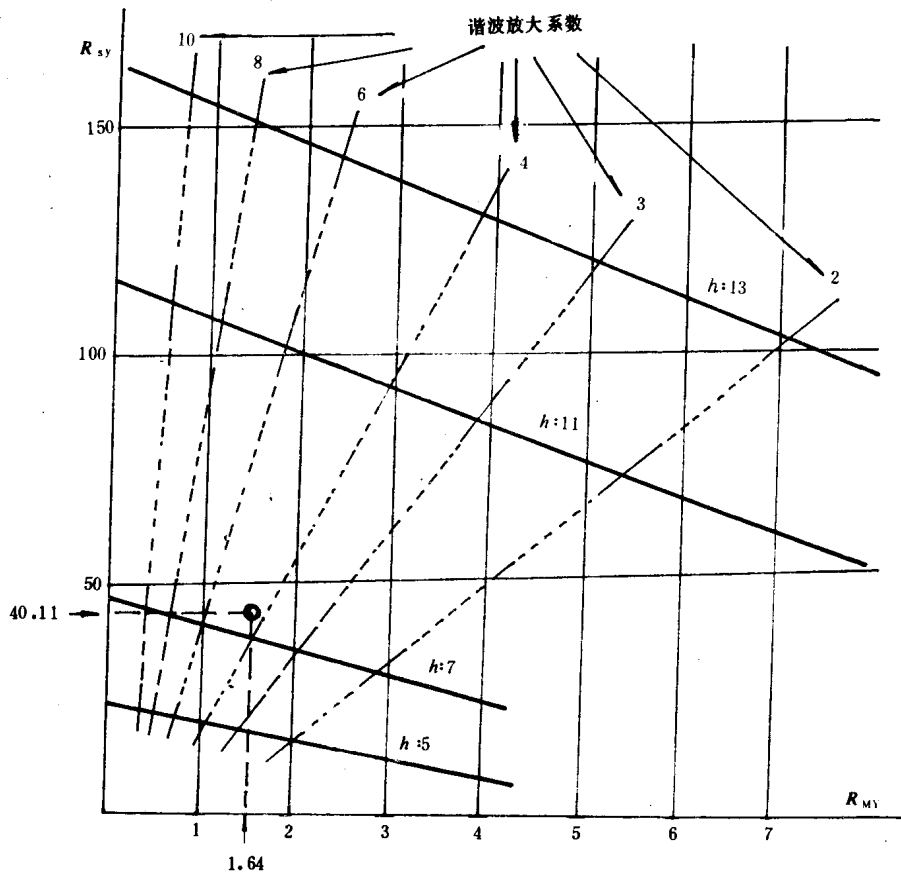


图 17

注：只有靠近实线相交的部位适用，虚线部分不适用。

7.4.2 谐振的消除

为了消除谐振，最基本的方法是调节电容器及与电容器串联的电感量，将并联谐振频率降低到变流器所产生的最低次谐波频率以下(如对六脉波变流器，其最低次谐波为5次)。

对于补偿电容器来说，当直接接至变流器母线上时，为避免谐振可使所接入的补偿电容器容量大于某一临界容量 Q_{cmin} ，作为一次近似，不考虑其他负载的影响，临界容量为：

$$Q_{cmin} > k \frac{S_{cmax}}{h_{rmin}^2} \dots\dots\dots (37)$$

- 式中： Q_{cmin} —— 避免在谐波下发生谐振的最小补偿电容器容量，Mvar；
- S_{cmax} —— 系统在最大运行方式下的短路容量，MVA；
- h_{rmin} —— 避免发生谐振的最低次谐波频率，Hz；
- k —— 大于1的安全系数。

在很多情况下，计算所得的临界补偿容量往往大大超过实际需要的补偿量。此时可在补偿电容器中串联电抗器，电抗值可由式(38)确定：

$$X_L = \frac{1.3 \sim 1.55}{h_{min}^2} X_c \dots\dots\dots (38)$$

式中： X_L —— 电抗器的基波电抗值， Ω ；

X_c ——电容器的基波容抗值, Ω 。

对于六脉波变流器, $h_{rmin}=5$, 故 $X_L=(5\% \sim 6\%)X_c$ 。

若非特征谐波较大, 还应考虑产生非特征谐波的谐振可能性。

8 测量

8.1 概述

有畸变情况下的电压、电流、功率因数等参数的测量与一般电力系统中常用的测量技术不同之处主要在于对测量系统有一定频带宽度的要求。

8.2 闪变电压测量

一般情况下, 电压闪变没有固定的周期, 每一时刻闪变电压的幅值和相位也不一样。因为它是随机的, 因此不同时刻测得的闪变电压不完全相同。这种信号用计算机进行统计分析是比较方便的。图 18 给出的是闪变电压测量的方框图。通常利用专用的闪变电压测量仪器进行测量是比较方便的。

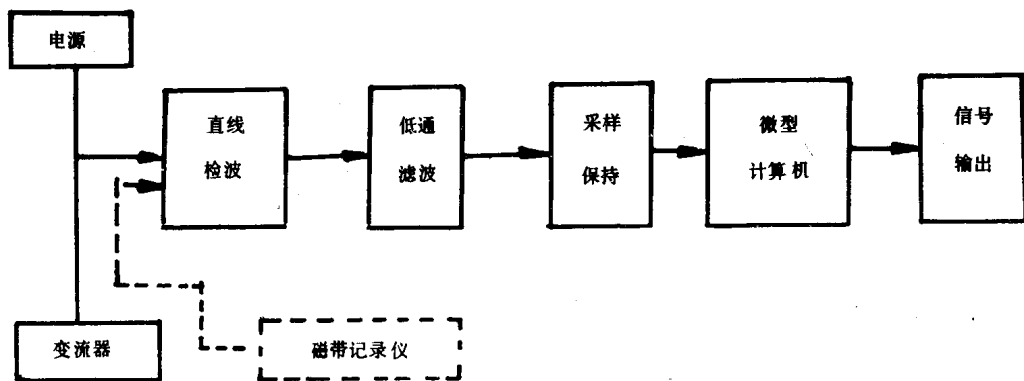


图 18

如果被测闪变电压波动是周期性或接近周期性时, 可用电压表、计时器配合起来进行测量。如果波动周期短到数秒, 则可用电子或电磁示波器记录。应特别注意的是要适当选择测量仪表的阻尼, 以免影响测得数据的真实性。

8.3 谐波测量

为了测量变流器注入电力系统的谐波电流及变流器和电力系统连接点的谐波电压, 可采用如图 19 所示的测量系统。

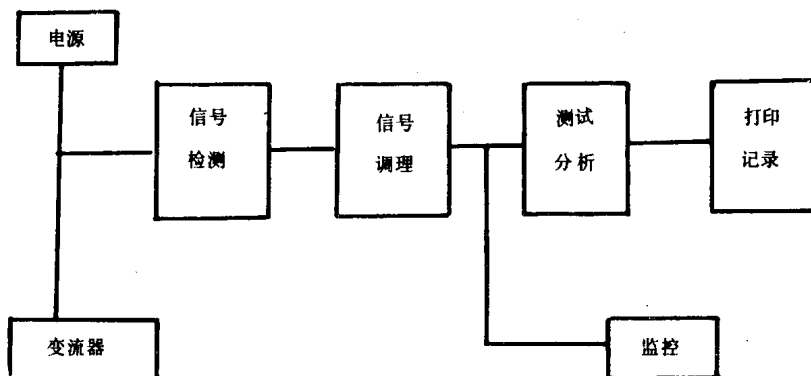


图 19

对于三相变流设备,最好对三相谐波电压和谐波电流同时进行测量。如果仪器条件不允许,也可以对三相分别测量。

测量谐波时,整个测量系统需要有足够的带宽,其频率特性的要求,取决于所要测量谐波的最高次数。通常,要测量的谐波次数在 100 次以下,故所测量的频率在 5kHz 以下。

信号检测部分的作用是取得被测电压信号。只要频率响应特性和转换精度能满足测试要求,不影响被测系统的正常工作,任何电压传感器和电流传感器都可以使用。通常,低压系统中(0.4kV 以下)使用电阻分压器获取电压信号,高压系统中使用计量用的电压互感器或电容分压器获取电压信号,电流信号的检取,可使用计量用的电流互感器或无感分流器。

信号调理部分的作用是把获得的信号变得能满足测试仪器输入电路的要求。根据具体情况,它可能起放大、分压、电流—电压转换、隔离、滤波等不同的作用。

测试分析部分是整个测试系统的核心,可以使用能满足频带和精度要求的各种谐波分析仪或频谱分析仪,如外差式频谱分析仪,快速傅里叶变换(FFT)频谱分析仪(傅里叶分析仪),或者计算机辅助测量系统。使用傅里叶分析仪和计算机辅助测量系统不仅可以测得谐波的大小,还可以测得谐波的相位。测试分析仪器可以使用通用的谐波(频谱)分析仪,也可以使用电力系统专用的谐波分析仪器。

监控部分的作用是使测试人员观查到被测信号的波形,保证测试按要求顺利进行。最常用的监控仪器是阴极射线示波器。

如果测试分析部分本身没有打印和记录设备,根据测试分析仪器的输出特性配以适当的打印记录设备,如打印机,X-Y 记录仪,波形记录仪等,可以大大提高测试效率。整个测试系统的连线应采用屏蔽线。

8.4 功率因数测量

8.4.1 瞬时功率因数的测量

测量瞬时功率因数时,由于谐波电流和电压的存在,一般不使用感应式仪表而使用电动式仪表,以减少测量误差。使用功率因数表所测得的结果,通常不是总功率因数,而接近于位移因数 $\cos\phi_0$ 。一般可以组合使用功率表、电流表和电压表,测得有关参数后,计算瞬时功率因数,即:

$$\lambda = \frac{\bar{P}}{U_1 I_1 + U_2 I_2 + U_3 I_3} \dots\dots\dots (39)$$

式中: λ ——功率因数;

P ——三相总有功功率, W;

U_1, U_2, U_3 ——所测得的相电压, V;

I_1, I_2, I_3 ——所测得的相电流, A。

在网侧电压严重偏离正弦波(畸变)时,上式计算结果介于总功率因数 λ 和位移因数 $\cos\phi$ 之间。

8.4.2 平均功率因数的测量

变流器月平均功率因数一般依据有功和无功电度表的记录计算得到。

目前,有功和无功电度表多为感应式仪表,不能反映谐波无功功率,因此,在电网电压波形畸变较大时,误差较大,应予以注意。

8.5 换相缺口测量

换相缺口在低压配电系统中比较明显,因而测量主要在低压母线上进行。

测量换相缺口的仪器应有足够的带宽要求。对低压配电系统,电压取样可采用分压器或直接使用示波器的探头。可选用具有单次扫描的记忆示波器,其频率响应在 25MHz 以上。

必须注意测量仪器的电位隔离问题,以确保人身和设备安全。

在设计和估价阶段,往往需要知道变流器所接入的电源系统的内阻抗(等值电感),以便估价接入变

流器后可能引起的换相缺口及电压畸变。等值内阻抗可由其他试验(例如测量某一设备空载时的母线电压和在一定负载电流时的母线电压降,以及电流和电压间的相位差)的数据计算,也可以由图 20 的测量结果计算出来。

$$L_s = \frac{U_s}{U_{LN} - U_s} L_1 \dots\dots\dots (40)$$

式中: L_s ——电源系统的等值电感(内阻抗), μH ;

U_{LN} ——峰值电压, V;

U_s ——电压缺口深度, V;

L_1 ——附加的已知电感, μH 。

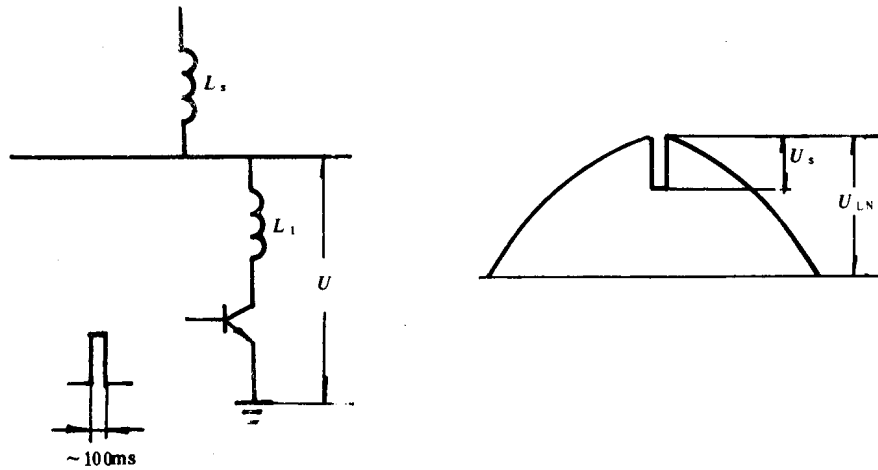


图 20

附录 A

按限制电压波动要求计算最小短路比 R_{sc} 及短路容量的计算实例

(参考件)

A1 工厂 10kV 母线上接有一台大型直传动用变流器,在重载启动时的最大表观功率 $S_{1Lmax} = U_{di} I_{dmax} = 2\text{MVA}$,且其对应的最低功率因数 $\cos\phi = 0.072$ 。为了使母线电压在变流器工作时的波动不超过 8%, 10kV 母线的最小短路容量 S_{cmin} 计算如下:

设系统的: $\frac{X_c}{R_c} = 10; \text{tg}^{-1} \frac{X_c}{R_c} = 84.29^\circ$

$\cos\phi = 0.027; \phi = 85.87^\circ; \cos(\text{tg}^{-1} \frac{X_c}{R_c}) \approx 1;$

则: $R_{cmin} = \frac{S_{cmin}}{S_{1Lmax}} = 1 / \frac{\Delta U}{U} = 1 / 0.08 = 12.5$

$S_{cmin} > S_{1Lmax} \times 12.5 = 25\text{MVA}。$

附录 B
兼容性的估计
(参考件)

图 B1 所示的配电系统给出了各有关数据,由图 B1 可计算出各有关元器件及电网各点的短路容量,如表 B1 所示。

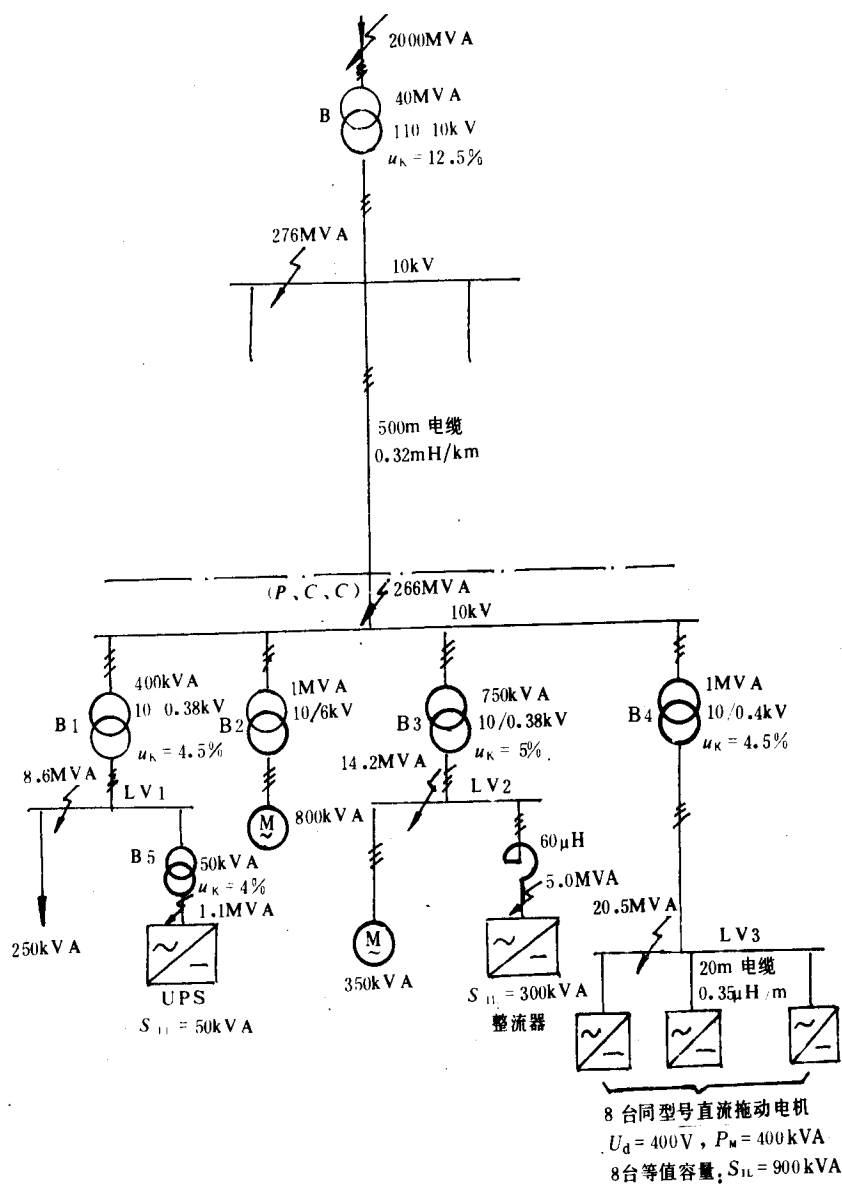


图 B1

表 B1

元器件短路容量计算, MVA			网络各点短路容量, MVA		
变压器 B1	100×0.4/4.5	8.98	LV1 母线处	266×8.89/(266+8.89)	8.6
变压器 B5	100×0.05/4	1.25	C1 端子处	8.6×1.25/(8.6+1.25)	1.1
变压器 B3	100×0.75/5	15	LV2 母线处	266×15/(266+15)	14.2
60μW 电抗器	0.38×0.38/(2×3.14×50×60×10 ⁻⁶)	7.66	C2 端子处	14.2 × 7.66/(14.2 + 7.66)	5.0
变压器 B4	100×1.0/4.5	22.22	LV3 母线处	266 × 22.22/(266 + 22.22)	20.5
8 根 20m 电缆	8×0.4×0.4/(2×3.14×50×0.35×20×10 ⁻⁶)	582	等值 C3-10 端子处	20.5×582/(20.5+582)	19.8

B1 变流器初步选型

假定图 B1 中 LV1 为高质量供电母线; LV2 为一般工厂内部配电母线; LV3 为变流器专用母线。据此初步选定变流器的抗扰等级如下:

- 变流器 C1 C 级
- 变流器 C2 B 级
- 变流器 C3~C10 A 级

B2 电压波动计算

B2.1 LV3 母线上电压波动计算

8 台同型号直流拖动电机, $U_d=400V$; $P_M=400kW$, 设其负载的非同期系数为 0.8, 则同期系数为 0.2, 总有功功率为:

$$P_{IL}=8 \times 400 \times 0.2=640kW$$

设:变流器为三相桥式联结,由 7.2.2.1 条中的式(25)计算可得其位移因数:

$$\cos\phi = \frac{U_d}{U_{di}} = \frac{400}{1.35 \times 400} = 0.71$$

因而,8 台变流器总等值容量为:

$$S_{IL} = \frac{P_{IL}}{\cos\phi} = \frac{640}{0.71} = 900kVA$$

设:电机加速时,工作于 $2.0I_{dN}$ 下,且此时 $\cos\phi=0.1$, 并取 $X_c/R_c=8$, 则

$$S_{ILM} = 2.0S_{IL} = 1.80MVA, \cos(\text{tg}^{-1} \frac{X_c}{R_c} - \phi) = 0.999$$

查表 B1 得 LV3 母线上短路容量 $S_c=20.5$ MVA, 所以:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{S_{ILM}}{S_c} \cos(\text{tg}^{-1} \frac{X_c}{R_c} - \phi) = \frac{1.80}{20.5} \times 0.999 \times 100\% = 8.8\%$$

B2.2 LV2 母线上电压波动计算

设 C2 变流器负载较稳定,它和串联电抗器总的功率因数为 0.75。又设交流电动机最大负载为 350kVA,功率因数为 0.75,所以:

LV2 上的最大负载及功率因数为:

$$P=300 \times 0.75 + 350 \times 0.75 = 487.5 \text{ kW}$$

$$Q=300 \times \sqrt{1-0.75^2} + 350 \times \sqrt{1-0.75^2} = 430 \text{ kvar}$$

$$S_{ILM} = \sqrt{P^2 + Q^2} = 650 \text{ kVA}$$

$$\cos\phi = 0.75$$

取系统的 $X_c/R_c=8$, 则: $\cos(\text{tg}^{-1} \frac{X_c}{R_c} - \phi) \approx 0.75$

查表 B1 得 LV2 母线上短路容量 $S_c=14.2 \text{ MVA}$, 所以:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{S_{ILM}}{S_c} \cos(\text{tg}^{-1} \frac{X_c}{R_c} - \phi) \times 100\% = \frac{0.65}{14.2} \times 0.75 \times 100\% = 3.4\%$$

如果考虑到电机启动,则短路电压波动计算如下:

设:电机启动时过负荷系数为 3.0,功率因数为 0.25(轻载降压启动),则:

$$P=300 \times 0.75 + 350 \times 3 \times 0.25 = 487.5 \text{ kW}$$

$$Q=300 \times \sqrt{1-0.75^2} + 350 \times 3 \times \sqrt{1-0.25^2} = 1215 \text{ kvar}$$

$$S_{ILM} = \sqrt{P^2 + Q^2} = 1309 \text{ kVA}$$

$$\cos\phi = 0.37$$

取 $\frac{X_c}{R_c}=8$, 则: $\cos(\text{tg}^{-1} \frac{X_c}{R_c} - \phi) \approx 0.967$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{1.309}{14.2} \times 0.967 \times 100\% = 8.9\%$$

B2.3 LV1 母线上电压波动计算

由于 LV1 母线上负载较稳定,并设 250kVA 负载及变流器 C1 的功率因数均为 $\cos\phi=0.75$, 则:

$$S_{IL} = 0.25 + 0.05 = 0.3 \text{ MVA};$$

$$\cos\phi = 0.75;$$

若取: $\frac{X_c}{R_c}=8$; 查表 B1 得 LV1 母线上短路容量 $S_c=8.6 \text{ MVA}$;

$$\text{则: } \cos(\text{tg}^{-1} \frac{X_c}{R_c} - \phi) = 0.75$$

$$\text{所以: } \frac{\Delta U}{U} = \frac{0.3}{8.6} \times 0.75 \times 100\% = 2.6\%$$

B2.4 10kV 电压母线上电压波动计算

已知条件列在表 B2 中。

表 B2

名称	容量, MVA	$\cos\phi$	P, MW	Q, Mvar	S_{ILM} , MVA
LV1 母线上	0.3	0.75	0.225	0.198	
LV2 母线上	0.65	0.75	0.4875	0.429	
LV3 母线上	1.8	0.1	0.18	1.791	
800kVA 电机	0.8	0.75	0.6	0.529	
合计		0.452	1.4925	2.947	3.303

即: $S_{1LM} = 3.303\text{MVA}$; $\cos\phi = 0.452$

取: $\frac{X_c}{R_c} = 8$; 10kV 母线上的短路容量 $S_c = 266\text{MVA}$;

则: $\cos(\text{tg}^{-1}\frac{X_c}{R_c} - \phi) = 0.94$

所以: $\frac{\Delta U}{U} = \frac{3.303}{266} \times 0.94 \times 100\% = 1.17\%$

由以上计算结果可见,各级母线上的电压波动均在所选变流器的极限值范围之内。

B3 电压谐波因数计算

在初始计算变流器对电网的影响时,不考虑设置补偿电容器和滤波器,因为 $THD_u \propto 1/R_{sc}$,所以可利用表 2 进行计算。

B3.1 变流器 C₁ 在 LV1 母线及 10kV 母线上产生的电压谐波因数

LV1 母线上: $R_{sc} = \frac{8.6}{0.05} = 172$

查表 2: 当 $R_{sc} = 231$ 时, $THD_u = 1\%$

所以, LV1 母线上: $THD_u = \frac{231 \times 1\%}{172} = 1.34\%$

10kV 母线上: $THD_u = \frac{8.6}{266} \times 1.3\% = 0.04\%$

B3.2 变流器 C₂ 在 LV2 及 10kV 母线上产生的电压谐波因数

LV2 母线上: $R_{sc} = \frac{14.2}{0.3} = 47.3$

所以, LV2 母线上: $THD_u = \frac{231 \times 1\%}{47.3} = 4.88\%$

10kV 母线上: $THD_u = \frac{14.2}{266} \times 4.88\% = 0.26\%$

B3.3 变流器 C₃~C₁₀ 在 LV3 及 10kV 母线上等效产生的电压谐波因数

LV3 母线上: $R_{sc} = \frac{20.5}{0.9} = 22.8$

所以, LV3 母线上: $THD_u = \frac{231 \times 21\%}{22.8} = 10.14\%$

10kV 母线上: $THD_u = \frac{20.5}{266} \times 10.14\% = 0.78\%$

所以最严重情况下, 10kV 母线上总电压谐波因数为:

$THD_u = (0.4 + 0.2 + 0.78)\% = 1.1\%$

从计算结果可见,各母线上总电压谐波因数基本上都满足电网及变流器本身的要求(只有 LV3 母线上 $THD_u = 10.14\%$ 略大于规定值 10%)。

B4 换相缺口参数计算

B4.1 缺口深度计算

设变流器 C₁、C₂、C₃~C₁₀ 端子处缺口深度均为 100%, 则各母线上缺口深度为:

LV1 母线上: $D = \frac{1.1}{8.6} \times 100\% = 12.8\%$

LV2 母线上: $D = \frac{5.0}{14.2} \times 100\% = 35.2\%$

LV3 母线上: $D = \frac{19.8}{20.5} \times 100\% = 96.6\%$

B4.2 缺口面积计算

按 4.2.1.1 条中的式(17)计算如下:

$$\text{LV1 母线上: } A_E = \frac{57.28}{172} \times 100 = 33 (\text{C 级变流器})$$

$$\text{LV2 母线上: } A_E = \frac{57.28}{47.3} \times 100 \approx 120 (\text{B 级变流器})$$

$$\text{LV3 母线上: } A_E = \frac{57.28}{22.8} \times 100 = 251 (\text{A 级变流器})$$

从所得结果可见,只有 LV1 母线上的换相缺口面积超过了 C 级变流器所允许的极限值,其他基本都满足。最简单的办法就是将 C1 改为 B 级变流器。

在图示网络结构(没有补偿电容器以及滤波器)和参数下,其他变流器均能与电网兼容。

附录 C

移相电容器补偿容量的计算

(参考件)

C1 某大型直流传动用变流器负载的典型工作制中一个工作循环内的无功功率和有功功率消耗如表 C1 所示。

表 C1

项目名称	恒加速	移速	恒减速
时间, s	5	2	4.5
Q, Mvar	36.001	12.165	21.443
P, MW	18.449	13.994	-7.057

其一个周期平均的有功和无功消耗为:

$$Q_{\text{avg}} = (36.001 \times 5 + 12.165 \times 2 + 21.443 \times 4.5) / 11.5 = 26.159 \text{ Mvar}$$

$$P_{\text{avg}} = (18.449 \times 13.944 - 7.057 \times 4.5) / 11.5 = 7.706 \text{ MW}$$

若要求将平均位移因数 $\cos \phi_{\text{avg}}$ 补偿到 0.928, 则所需补偿容量 Q_c 为:

$$\text{tg} \phi_{\text{avg1}} = \frac{Q_{\text{avg}}}{P_{\text{avg}}} = 26.159 / 7.706 = 3.395$$

$$\text{tg} \phi_{\text{avg2}} = \text{tg} (\cos^{-1} 0.928) = 0.4$$

$$\text{所以: } Q_c = P_{\text{avg}} (\text{tg} \phi_{\text{avg1}} - \text{tg} \phi_{\text{avg2}}) = 23.077 \text{ Mvar}$$

附录 D

有交流电动机负载时谐波放大系数的计算

(参考件)

D1 有交流电动机负载时谐波放大系数的计算示例如图 D1 所示。

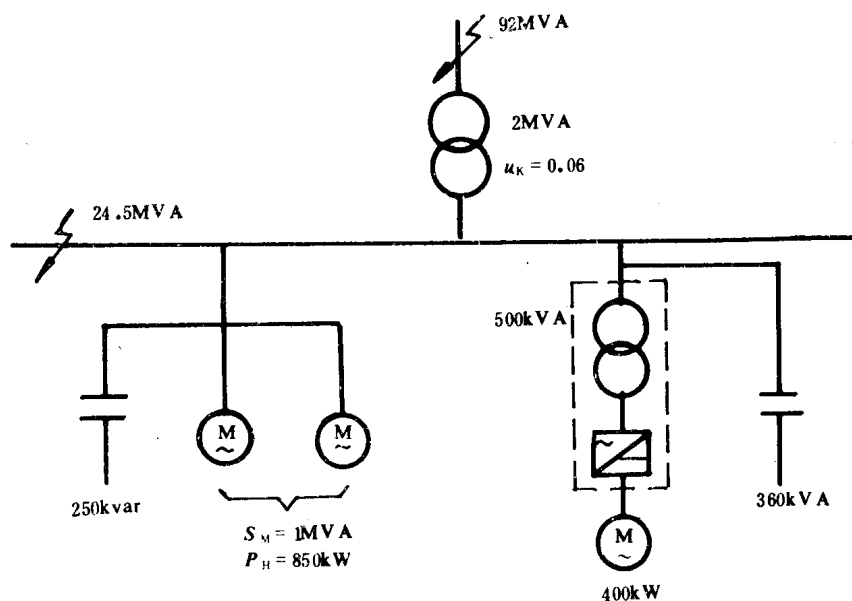


图 D1

电网短路容量 92MVA；电源变压器 2MVA； $u_k=0.06$ ； $S_k=33.3\text{MVA}$ 。

工厂母线处的短路容量： $S_c=24.5\text{MVA}$ 。

补偿电容器容量：

交流电动机：250kvar；变流器：360kvar；

共计： $Q_c=250+360=610\text{kvar}$

未考虑交流电动机对谐振影响时的谐振次数：

$$h_r = \sqrt{S_c/Q_c} = \sqrt{24.5/0.61} = 6.34$$

考虑交流电动机对谐振影响时的谐振次数，由坐标

$$R_{MY} = S_M/Q_c = 1/0.61 = 1.64；$$

$$R_{SY} = S_c/Q_c = 24.5/0.61 = 40.11$$

由图 17 查得此时谐振发生的次数接近于 7，此时放大次数约为 4。

根据无补偿电容器及电动机负载时，母线处第 7 次谐波电压计算值约为 2%，则在上述电动机负载和补偿情况下，由于谐波电流放大作用，第 7 次谐波电压将为 $4 \times 2\% = 8\%$ ，从而超过了电网允许极限。

附加说明：

本标准由全国电力电子学标准化技术委员会提出并归口。

本标准由西安整流器研究所负责起草。

本标准主要起草人周胜宗。