

中华人民共和国电力行业标准
交流高压断路器参数选用导则

DL/T 615—1997

Guide to the selection of characteristic quantities of HV AC circuit-breakers

中华人民共和国电力工业部 1997-06-20 批准

1997-11-01 实施

前 言

交流高压断路器的内容较为广泛，有高压、中压之分，户内、户外之别，还包括根据灭弧介质不同而形成的分类。有关交流高压断路器的参数选择散见于许多分类或基础标准中，这些情况使它的选用条件多样化，难定取舍。为使电力行业的设计、运行、维护与科研，甚至制造上相互了解，电力部高压开关设备标准化技术委员会于 1995 年第 12 次年会上提出制定本导则，将近年来本专业标准上的一些变化、重点关注项目、相关条款汇集成一个较易查寻的“选用导则”，方便用户。

本标准的附录 A、附录 B、附录 C、附录 D、附录 E、附录 F、附录 G、附录 H、附录 J、附录 K、附录 L、附录 M、附录 N、附录 P、附录 Q、附录 R、附录 S、附录 T、附录 U 都是提示的附录。

本标准由电力部电力科学研究院高压开关研究所提出。

本标准由电力部高压开关设备标准化技术委员会归口。

本标准由电力部电力科学研究院负责起草。

本标准起草人：曹荣江、顾霓鸿。

本标准委托电力部高压开关设备标准化技术委员会秘书处负责解释。

1 范围

本标准规定了 3.6~550kV、50Hz 交流高压断路器参数选用导则，对它的使用环境条件，额定值的选择，试验要点作出了规定，并给予简要的说明。

本标准是推荐性的。因此，用户可根据所在系统的具体条件和说明中的有关事项作出选择。

超出本标准的要求，由用户与制造厂协商确定，并报主管部门批准。

2 引用标准

下列标准所包含的条文，通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB 156—93 额定电压

GB 311.1—1996 高电压试验技术 高压输变电设备的绝缘配合

GB 1984—89 交流高压断路器

GB 1985—89 交流高压隔离开关和接地开关

GB 4473—1996 交流高压断路器的合成试验

GB 4474—84 交流高压断路器的近区故障试验

GB 4876—85 交流高压断路器的线路充电电流开合试验

GB 7674—84 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备

GB 7675—87 交流高压断路器的开合电容器组试验
GB 11022—89 高压开关设备通用技术条件
DL/T 402—91 交流高压断路器订货技术条件
DL/T 403—91 10~35kV 户内高压真空断路器订货技术条件
DL/T 404—1997 户内交流高压开关柜订货技术条件
DL/T 486—92 交流高压隔离开关订货技术条件
DL/T 539—93 户内交流高压开关柜和元部件凝露及污秽试验技术条件
DL/T 593—1996 高压开关设备的共用订货技术条件

3 使用环境条件

使用环境条件见 DL/T 402—91 2 和附录 A。

4 额定参数及其选定值

4.1 额定参数

4.1.1 不论断路器是何类型，都应给出的额定参数：

- 额定电压(即最高电压)；
- 额定绝缘水平；
- 额定频率；
- 额定电流；
- 额定短时耐受电流(热稳定)及其额定持续时间；
- 额定峰值耐受电流(动稳定)；
- 分、合闸装置电源的额定电压和额定频率(辅助回路)；
- 开断与操作的气源压力额定值(对气动装置而言)；
- 额定短路开断电流；
- 端部短路的 TRV 额定值；
- 额定短路关合电流；
- 额定操作顺序；
- 额定时间参量。

其中，额定时间参量包括以下内容：

- 分闸时间及其变动范围；
- 开断时间，包括燃弧时间额定区间及其变动范围；
- 合闸时间；
- 重合闸无电流间隔时间；
- 合、分时间(金属短接时间)。

这些时间参量的额定值是根据以下规定条件确定的：

- 操作能源压力(电压、气压、液压)为额定值，电源频率为额定值；
- 周围空气温度为 $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ (当试验在其他温度下进行时，为了解释试验结果，可能需要由用户与制造厂讨论确定)。

4.1.2 关于“额定开断时间”的补充规定：

额定开断时间是指在额定操作电压下施加分闸命令，直到最后灭弧相灭弧为止之间的时间间隔，它一般等于分闸时间与燃弧时间之和。

断路器在辅助电源的额定电压和额定频率、气动或液压源的额定压力下，以及周围空气温度为 $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ 下操作时，在试验方式 2, 3, 4 的规定条件下确定的最大开断时间应不超过额定开断时间。

注

1 由于断路器应能在最低操作电压(或压力)下开断基本短路方式,所以试验方式 2, 3, 4 所记录到的最大开断时间应考虑最低操作电压(或压力)所带来的修正,修正算式如下

$$t_b \geq t_1 - (t_2 - t_3)$$

式中: t_b ——额定开断时间;

t_1 ——在试验方式 2, 3, 4 中记录到的开断时间最大值;

t_2 ——在试验方式 2, 3, 4 中相同操作电压(或气、液压)下所记录到的空载分闸时间;

t_3 ——额定分闸时间。

2 对于模拟三相操作的单相试验,所记录的开断时间按注 1 修正后可以超过额定开断时间 0.1 周(即 2ms),因为,在这种情况下出现电流零点的情况没有三相时的频繁。

3 在试验方式 4 的关合——开断操作中的开断时间应不超过额定开断时间 10ms。

4 在确定额定开断时间时,应计及最长燃弧时间和三相不同期性的影响。

5 额定开断时间的确定是由断路器按照上述这一名词的定义所确定的数值,不是由制造厂随意指定的。

4.1.3 在特定工况下应给出的额定参数:

——电压在 72.5kV 及以上(必要时也包括 40.5kV),额定短路开断电流大于 12.5kA 并与架空输电线路直接相连的断路器,应给出其“近区故障”下的额定特性值;

——额定电压在 40.5kV 及以上的断路器应给出开、合空载架空线路的额定参数。

4.1.4 根据订户要求提供的额定参数:

——额定失步状态下的开断特性;

——额定电容性电流开合特性,包括:空载电缆,单个电容器组,并联电容器组,关合电容器组涌流额定值及频率;

——额定小感性电流开断特性,包括:电动机、并联电抗器。

4.1.5 除油断路器外,对其他类型的断路器取消并联开断、发展性故障以及开断空载变压器的试验。

4.2 断路器主要技术参数的选定

4.2.1 额定电压(即最高电压)¹⁾

交流高压断路器的额定电压(即最高电压)如下:

3.6, 7.2, 12(11.5), 24, 40.5, 72.5, 126, 252(245), 363, 550kV。

断路器的额定电压表示它在运行中能长期承受的系统最高电压。断路器在运行中长期承受的电压不得超过其额定值。

断路器的额定电压应等于或大于系统最高电压。

选择断路器的额定电压时,也应考虑 DL/T615—1997 4.2.2 “额定绝缘水平”及其表 3 的规定。

额定电压、额定短路开断电流和额定电流的配合列于 DL/T 402—91 4.11 的表 6 中。

注:断路器的一切技术参数均是按其额定电压值进行核算的。当使用地点的系统电压低于其额定值时,除非另有规定,原定的断路器技术参数不得随意扩大。

4.2.2 额定电流²⁾

额定电流从 DL/T 402—91 4.3 中选定,并同时注意其 4.11 中表 6 的优先配合关系,但是,对厂用电系统和发电机的保护用断路器视要求另定。

应注意,断路器没有规定的持续过电流能力,在选定断路器的额定电流时应计及运行中可能出现的任何负荷电流,把它们当作长期作用对待。如果运行中的负荷电流是波动的,有时超过预期额定值(短时或周期性的),应由用户与制造厂双方协商确定。

在 DL/T 593—1996 6.3.7 中,虽然规定了提高温升试验电流值(户内提高 10%; 户外

提高 20%)，不得将此误解为可以持续地提高运行负荷电流(即额定电流)。

1) 参阅 IEC 56(1987)8.102.1。

2) 参阅 IEC 56(1987)8.102.4。

4.2.3 额定短路电流

4.2.3.1 额定短路开断电流

额定短路开断电流是指额定短路电流中的交流分量有效值。

4.2.3.2 额定短路关合电流

额定短路关合电流是指额定短路电流中的最高峰值，它等于额定短路开断电流值的 2.5 倍，这是根据系统直流分量衰减的时间常数 τ 为 45ms 推算的数值。

4.2.3.3 额定短时耐受电流及其持续时间额定值

额定短时耐受电流等于额定短路开断电流，其持续时间额定值在 110kV 及以下为 4s，在 220kV 及以上为 2s。

4.2.3.4 额定峰值耐受电流

额定峰值耐受电流等于额定短路关合电流，即额定短路开断电流乘以一个系数 2.5，对发电机断路器这一系数由发电机断路器标准另定(例如 2.7~2.8)。

4.2.3.5 短路电流中的直流分量

短路电流中的直流分量见本标准 8.1 并参考附录 B。

4.2.4 额定频率

我国电力系统的额定频率为 50Hz。

如果断路器使用在额定频率以外的其他频率时，应与制造厂协商。

4.2.5 额定绝缘水平¹⁾

1) 参阅 IEC 56(1987)8.102.2。

高压开关设备的额定绝缘水平根据表 4 选取。表中的数值适用于户内和户外断路器。

选用断路器时应说明它是户内断路器，还是户外断路器。

断路器的绝缘包括：主回路对地绝缘；相间绝缘；断路器断口间绝缘；起联络作用的断路器断口间绝缘(即起隔离作用的隔离断口)。在这些部位的绝缘要求见 DL/T 593—1996

4.2.2 表 3 的说明 1~6。

注

1 对断路器的冲击绝缘试验，应使用 GB 311.1—1996 6.3.3 所规定的 2/15 试验法。

2 如果所要求的绝缘水平超过其额定值，则应采取限制过电压的措施，或使用额定电压更高的断路器。

5 断路器的时间参量

断路器的时间参量(参见附录 C)包括下列各项参量：

- 分闸时间与合闸时间；
- 开断时间；
- 燃弧时间与燃弧时差；
- 合分时间；
- 分合时间；
- 三相分、合闸不同期性。

5.1 分闸时间

制造厂应给出分闸时间的上、下限值，其下限值参见附录 D。

5.2 合闸时间

制造厂应给出合闸时间的上、下限值。合闸时间的时限应能满足重合闸无电流间隙期的

时间配合关系(参见附录 E)。

5.3 合分时间

制造厂应给出合分时间的上、下限。这个时间过去曾称之为金属短接时间，它是断路器动、静触头在重合闸过程中的第一个“合”开始机械性接触起，直到重合闸第二个“分”又机械性的脱离接触止之间的时间间隔，它代表重合又再分时动、静触头处于接通的时间区段(参见附录 F)。

5.4 燃弧时间与燃弧时差

50Hz 交流电弧，每 0.01s 有一个过零点，交流开断电弧在电流过零瞬间灭弧，实现开断。在开断过程中每相出现电弧的时间区段叫燃弧时间，但是，燃弧时间的长短却是变动的，它受下列诸因素的影响：

- 灭弧时间是在电流正弦过零时，但起弧时间可以是在半波中的任何瞬间；
- 三相电路中，三相的起弧瞬间与三相电流过零瞬间的相互关系；
- 三相电路中，是首先灭弧极，还是第二、第三灭弧极，这又与系统的中性点是否接地有关：它是中性点直接接地系统、还是中性点绝缘系统；
- 每相中在指定开断电流下(何种方式)的最短燃弧时间；
- 断路器的三极分闸不同期，及其不同期的可能组合方式；
- 开断电流中的直流分量，它影响到电流过零点，从而影响到各极中的燃弧时间。

为保证系统安全运行，系统要求断路器在上述燃弧时间中的最长燃弧时间下应能可靠灭弧。另一方面，从结构上说，断路器在开断某一短路故障时，有一个固有的，能可靠灭弧的最短燃弧时间，二者之差即为燃弧时差。

在各种试验方式的试验中获得的断路器成功开断的最长燃弧时间与最短燃弧时间之差应等于或大于要求的燃弧时差。超高压断路器的开断试验总是采用合成试验方法，考虑断路器开断系统三相短路故障的操作中的各种随机条件和实用的限定条件，在计算出各相燃弧时差的分布规律后，取能覆盖运行中 95% 情况的燃弧时差作为确定合成回路应保证的燃弧时间的依据。

按 GB 4473—1996 在各种试验方式和系统条件下的燃弧时间要求和试验步骤，按下述规定进行。

a) 出线端故障的试验方式 1、2、3、4(操作顺序见表 3)。用单个开断操作 O_S 按首开极条件求出各试验方式中断路器的最短燃弧时间 t_{amin} ，并作为第一次有效开断操作。为了确定最短燃弧时间，至少要作两次开断试验，且一次开断成功，一次开断失败，两次试验的燃弧时间之差限定为大约 1ms。

第二次及第三次开断操作的燃弧时间取表 1 中第 3 栏和第 4 栏中的值，分别是首开极和后开极条件下要求的最长燃弧时间。由于在同一试验方式的 3 次试验中不便于及时更换试验线路(改变 TRV 值)，故列出了第 5 栏的后开极代用条件。这是经过分析和圆整后的值。对用于自动重合闸操作的断路器，重合闸之后的 O_S 操作的燃弧时间是按首开极条件还是后开极条件，不作规定，但要求试验方式 4 重合闸之后的 O_S 操作的燃弧时间应稍长于首开极条件的值。

b) 出线端故障的试验方式 5。三次单个开断操作按下述顺序进行：第一次开断操作在小半波之末熄弧，并由此确定最短燃弧时间 t_{amin} ；第二次和第三次开断操作均在大半波之末熄弧，其燃弧时间等参数见表 2。

c) 失步故障试验中的燃弧时差。在两次开断操作中得到的燃弧时间之差不小于 (5.5 ± 0.5) ms。

表 1 试验方式 1、2、3、4 的燃弧时间

系统中性点	参 数	首开极条件	后开极条件	后开极代用条件
-------	-----	-------	-------	---------

1	2	3	4	5
直 接 接 地	燃弧时间(ms)	$t_{amin}+5.5\pm 0.5$	$t_{amin} +9.7\pm 0.5$	$t_{amin}+9\pm 0.5$
	电压因数	1.3	1.25	1.3
	电流零点时的变率相对值 di/dt	1	0.89	1

表 1 中的电压因数是开断后工频恢复电压瞬时值与额定相电压幅值之比。电流零点时的变率相对值以三相对称短路电流零点的 d_i/d_t 为基准。实际试验的燃弧时间可超过表 1 中第 3、4、5 栏规定的上限，但不得低于其下限。

表 2 试验方式 5 的燃弧时间

系统中性点	参 数	首开极条件	后开极条件	后开极代用条件
1	2	3	4	5
直 接 接 地	燃弧时间(ms)	$t_{amin}+4.1\pm 0.5$	$t_{amin} +8.7\pm 0.5$	$t_{amin} +8.2\pm 0.5$
	电压因数	$1.3 K$	$1.25 K$	$1.3 K$
	电流零点时的变率相对值 di/dt	K	$0.89 K$	K

$K = \sqrt{1 - P^2} + \frac{P}{2\pi f \tau}$

注：表中 K ，参见 GB 4473—1996 7.3。实际试验的燃弧时间可超过表中第 3、4、5 栏规定的上限，但不得低于其下限。

表 3 试验方式 1、2、3、4 和 5 的合成试验顺序(252~550kV)

序号	试验方式	合 成 试 验 方 法	操 作 顺 序
1	1、2、3	GB 1984—89 7.155	O- θ -CO-t-CO
2		代用法	OS; O _D - θ -O _S -t-O _S
3	4	GB 1984—89 7.15	O- θ -CO-t-CO
4		代用法 1	O _S ; O _D - θ -C _S O _S -t-C _D O _S
5		代用法 2	OS; O _D - θ -C _D O _S -t-C _S O _S
6		代用法 3	C _S ; O _S ; O _D - θ -C _D O _S -t-C _D O _S
7	5	开断操作	O _S ; O _S ; O _S

注：表中 $\theta=0.3s$;
 $t=180s$;
C_S—合成中的关合操作;
O_S—合成中的开断;
C_D—低压和额定关合电流下的关合操作;
O_D—低压和额定开断电流下的开断操作;
O—分闸操作;
CO—合闸之后立即进行无故意延时的分闸操作。

5.5 分合时间

分合时间是指重合闸过程中的无电流时间加所有极触头分离后的燃弧时间及第一极预击穿燃弧时间。12kV 及以下断路器的分合时间为 0.3~0.5s； 12kV 以上电压等级断路器的

分合时间为 0.3s。它们均应可调，并视系统要求而定，如果是单相重合闸，分合时间应与潜供电弧的自灭特性相配合。

220~500kV 各电压等级线路，潜供电弧的自灭特性如下：

a)确定潜供电弧的风速范围选定为 1.5~2.5m/s。

b)确定潜供电弧自灭时限的恢复电压梯度(工频有效值)：

——无补偿电抗时，一般情况约 10kV/m；特殊情况约 16.8kV/m；

——有补偿电抗时，一般情况约 8kV/m；特殊情况约 13.5kV/m。

c)潜供电弧能快速自灭的电流限值：

——无补偿时为 12A；

——有补偿时为 10，20，30A；

——快速自灭时限分级为 0.15s 以内和 0.25s 以内。

d)系统短路电流持续时间为 0.1s 以下。

e)潜供电弧熄灭后的弧道介质恢复时间(指其弧道绝缘能力恢复到能承受系统重合后的正常系统电压)为 0.04s 以上，一般可选为 0.1s。

f)为潜供电弧灭弧后的无电流间隙期所留的裕度为 0.1s。

g)各电流下的潜供电弧自灭时限推荐值(概率保证值 90%)：

——无补偿时

恢复电压梯度为 10kV/m 时	12A，0.1~0.15s；
	24A，0.35~0.56s；
	40A，0.4~0.65s；
	50A，0.53~0.79s；
	60A，0.62~0.97s；
	80A，0.96~1.40s。
恢复电压梯度为 16.8kV/m 时	12A，0.3~0.5s；
	24A，0.55~0.8s；
	40A，0.7~1.0s；
	50A，0.85~1.23s；
	60A，1.05~1.5s；
	80A，1.2~2s 以上。
——有补偿时	
恢复电压梯度为 8~15kV/m 时	10A，0.1s 以下；
	20A，0.1s 以下；
	30A，0.18~0.22s。

在决定三相自动重合闸过程中的分合时间时，尚应考虑超高压线路上并联电抗器(如果有的话)的磁能经单相接地点放电电流(数百安级)的影响。它的存在也会引起潜供电弧现象。

5.6 分、合闸不同期性

——合闸不同期性

252kV 及以下断路器的合闸不同期性 不大于 10ms；

363kV 及以上断路器的合闸不同期性 不大于 5ms。

——分闸不同期性

252kV 及以下断路器的分闸不同期性 不大于 5ms；

363kV 及以上断路器的分闸不同期性 不大于 3ms。

6 断路器的绝缘特性

6.1 断路器的绝缘配合

断路器的绝缘配合如表 4 所示，并参见附录 G。

表 4 断路器的额定绝缘水平

额定电压 (1)	额定雷电冲击耐受电压峰值				1min 工频耐受电压				额定操作冲击耐受电压		
	相对地 (2)	相间 (3)	断路器断 口 (4)	隔离断口 (5)	相对地 (6)	相间 (7)	断路器断 口 (8)	隔离断口 (9)	相对地 (10)	相间 (11)	断路器 断口 (12)
3.6	40	40	40	46	25	25	25	27			
7.2	60	60	60	70	30	30	30	34			
12(注)	75(75, 60)	75(75, 60)	75(75, 60)	85(85, 70)	42(30)	42(30)	42(30)	48(35)			
(24)	125	125	125	145	65	65	65	79			
40.5	185	185	185	215	95	95	95	118			
72.5	325	325	325	375	155	155	155	197			
	350	350									
126 (123)	450	450	450	520	200	200	200	225			
	550	550	550	630	230	230	230	265			
252 (245)	850	850	850	950	360	360	360	415			
	950	950	950	1050	395	395	395	460			
	1050	1050	1050	1200	460	460	460	530			
363	1050	1050	1050(+205)	1050(+205)	460	460	520	520	850	1300	950 850(+205)
	1175	1175	1175(+205)	1175(+205)	510	510	580	580	950	1425	950 850(+205)
550	1425	1425	1425(+315)	1425(+315)	630	630	790	790	1050	1675	1175 1050(+405)
	1550	1550	1550(+315)	1550(+315)	630	630	790	790	1050	1675	1175 1050(+405)
	1550	1550	1550(+315)	1550(+315)	680	680	790	790	1175	1800	1175 1050(+405)
	1675	1675	1675(+315)	1675(+315)	740	740	790	790	1175	1800	1175 1050(+405)

注

- 1 当 10kV 系统中性点为直接接地时，绝缘水平采用括号中的数值；
- 2 表内项(4)、(5)、(12)、(13)中()号内的数值表示反相工频电压的作用。

6.2 外绝缘耐受电压试验方法

对雷电冲击或操作冲击一律使用 2/15 试验法，即连续对试品施加指定水平的冲击电压 15 次，如果在自恢复绝缘部分的闪络不超过 2 次，即可认为通过了试验(见附录 H)。

6.3 SF₆ 断路器(包括 GIS)零表压时能耐受额定电压的能力

取消这一要求(参见附录 J)。

6.4 断路器外绝缘公称爬电比距与凝露条件下的绝缘要求

6.4.1 户外断路器的公称爬电比距要求见 DL/T 593—1996 3.1.2 C。

6.4.2 户内断路器(包括开关柜)的公称爬电比距要求见 DL/T 539—93 3.2 表 2。

对高压开关柜在可能凝露情况下的对策见 DL/T 593—1996 3.1.1 注 3。

注

1 在改造非凝露型高压开关柜以适应偶然凝露条件下的运行工况时，常常是改造周围空气质量更为经济和可靠——采用除湿、空调环境。

2 公称爬电比距是指外绝缘爬电距离与其额定电压(即最高电压)之比，单位是 mm/kV。

6.4.3 超高压断路器断口间的公称爬电比距与对地公称爬电比距之比一般取为 1.15~1.35。如果对地公称爬电比距值较大,取偏小值;如果对地公称爬电比距值较小,取偏大值。当断路器起联络作用时,其断口的公称爬电比距应选择较大的数值,一般不低于 1.2。

7 断路器的开断与关合工况

7.1 与断路器的开断和关合特性有关的工况

7.1.1 故障电流:

- a)端部短路(即出线端短路)故障(方式 1~5, 以及临界电流)。
- b)近区短路故障。
- c)失步状态。
- d)异相接地故障。
- e)并联开断。
- f)发展性故障。
- g)开断变压器二次侧短路电流(由一次侧开断)。

7.1.2 电容性电流:

- a)空载架空线路。
- b)空载电缆。
- c)电容器组①单组电容器; ②多组电容器并联。

7.1.3 小电感电流:

- a)开断感应电动机。
- b)开断并联电抗器。
- c)开断空载变压器。

要按照断路器的预期工况来选定断路器。一种型号的断路器无法同时满足上述所有要求。

7.2 与开断、关合工况有关的某些因素

7.2.1 关于操作顺序, 虽然标准中规定了几种顺序, 但目前国内普遍采用下列操作顺序:

在使用重合闸的场所为 O—0.3s—CO—180s—CO;

对不用重合闸的场所为 O—180s—CO—180s—CO;

当使用合成回路时, 上述顺序的若干代用方法见 5.5 表 3。

7.2.2 首开极因数是指三相电力系统中, 三相短路第一相开断后, 在开关安装处的完好相和另两短路相之间的工频电压与短路消除后同一处相电压之比。

首开极因数与系统中性点接地与否密切相关, 中性点直接接地时的首开极因数为 1.3; 中性点绝缘时首开极因数为 1.5。

在我国, 72.5kV 及以下为中性点绝缘系统, 126kV 及以上为直接接地系统(参见附录 K)。

7.2.3 试验方式见 GB 1984—89 7.15 的规定。

8 额定短路开断电流的选定

额定短路开断电流表征断路器在端部短路下的开断能力, 它由两部分合成: 交流分量有效值和直流分量百分数。

8.1 开断电流中直流分量的计算

系统短路电流中的直流分量衰减时间常数为 45ms, 见图 1 曲线 1; 如要求有更长衰减时间常数, 推荐为 60ms, 见图 1 曲线 2。

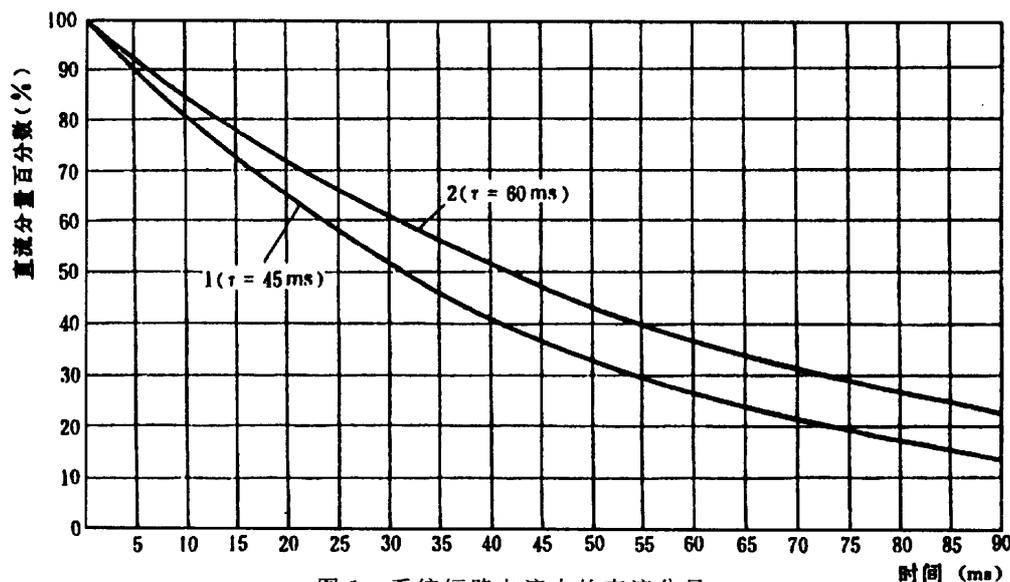


图 1 系统短路电流中的直流分量

从系统出现短路时算起，直到断路器断口分离时的总时间为 t 。对三相断路器而言，指首开极电流的 t 。

t 的数值等于断路器的分闸时间加 10ms。据此，由图 1 可得出首开极开断电流中的直流分量。注意，这儿的分闸时间是指可能的最短时间，即其范围的下限。

当断路器安装在电气上离发电机足够远时，交流分量的衰减可以忽略。在这种情况下，选用的断路器的额定短路开断电流不小于安装处的系统短路电流有效值就足够了。

基本的短路试验方式(DL/T 402—91 19.10)、近区故障下的试验方式(DL/T 402—91 20)和临界开断电流特性(DL/T 402—91 21)已能概括断路器开断能力中的基本属性。因此，当使用地点的预期短路电流较低时，没有必要进行以较低的额定短路开断电流为基础的一系列短路试验。

在某些情况下，直流分量衰减更慢。例如，当断路器临近发电中心，交流分量可能比一般情况衰减得更快，以致短路电流甚至在几个周波内都不过零。在这种情况下可用下述各法减轻断路器的负担，例如：断路器延时分闸，或由另外的辅助触头接入附加的阻尼装置，并使触头依次分闸。如果要求的直流分量百分数大于常规值，则应在订货时特别提出，并应同时考虑其瞬态恢复电压特性的变化。

额定短路开断电流系列值为 6.3, 8, 12.5, 16, 20, 25, 31.5, 40, 50, 63, 80kA。它与额定电压、额定电流的组合优先系列见 DL/T 402—91 4.11 表 6。

8.2 额定短路开断电流值的计算方法

按 GB 1984—89 5.11 图 8 的规定计算。但是，应当指出两点：

a) 由于近年来开关设备试验技术的进步，开关设备具有其铭牌所指定的开断能力。如果计算的三相短路电流值接近或等于铭牌值，就应该按照这个电流值来选定断路器。例如，计算所得短路电流值为 40kA，或接近 40kA，就应选择 40kA 的断路器，不必选用更大的断路器。

b) 额定短路开断电流值指断路器动作后在触头分离瞬间的三相短路电流值，不是短路后的“零秒”数值。这中间要包括继电保护的動作时间、断路器的分闸时间，此时短路电流有一定的衰减。在选择断路器的开断能力时应按照衰减后的短路电流实际值来选择。但是，要校验其短时峰值耐受电流是否超过铭牌规定值。

8.3 当系统单相短路电流大于三相短路电流时，如何选定断路器的开断能力

在此情况下的处理原则是所选用的断路器的额定短路开断电流应大于或等于所计算的单相短路电流值(参见附录 L)。

9 断路器的 TRV 参数(暂态恢复电压特性参数)

按照 IEC 的 TRV 参数计算方法, 根据我国电压等级数值计算出各个电压级的 TRV 参数如表 5(用两参数法表示的 7.2kV~72.5kV 的 TRV 特性参数)表 6(用两参数法表示的 126kV~550kV 的 TRV 特性参数)和表 7(用四参数法表示的 126~550kV 的 TRV 特性参数), 表 5~7 中各物理量意义为

U ——电压等级, kV;

%——开断试验中的开断电流百分数;

K_T ——首开极因数;

U_C ——两参数法的 TRV 波形最高幅值, kV;

t_3 ——TRV 波形到达 U_C 的时标, μs ;

t_d ——TRV 的时延, μs ;

u' ——时延线的终止电压, kV;

t' ——时延线 u' 的时标, μs (表 6.7 中括号内的数值与相应 t_d 括号内的下限数值相对应);

U_C/t_3 ——两参数法 TRV 初始上升率, kV/ μs ;

K ——振幅系数;

U_1 ——四参数法 TRV 的第一波峰幅值, kV;

t_1 ——TRV 波形到达 U_1 的时标, μs ;

U_2 ——四参数法 TRV 的第二波峰幅值, kV;

U_1/t_1 值——四参数法 TRV 的初始上升陡度, kV/ μs 。

表 5 用两参数法表示的 TRV 特性参数(7.2kV~72.5kV)

U kV	%	K_T	U_C kV	t_3 μs	t_d μs	u' kV	t' μs	U_C/t_3 kV/ μs	K
7.2	100	1.5	12	51	8	4.1	25	0.24	1.4
7.2	60	1.5	13	22	4	4.4	12	0.60	1.5
7.2	30	1.5	13	11	2	4.4	6	1.20	1.5
12.0	100	1.5	21	61	9	6.9	29	0.34	1.4
12.0	60	1.5	22	26	5	7.3	14	0.85	1.5
12.0	30	1.5	22	13	3	7.3	7	1.70	1.5
24.0	100	1.5	41	88	13	13.7	42	0.47	1.4
24.0	60	1.5	44	38	8	14.7	20	1.16	1.5
24.0	30	1.5	44	19	4	14.7	10	2.32	1.5
40.5	100	1.5	69	116	17	23.1	56	0.60	1.4
40.5	60	1.5	74	50	10	24.8	27	1.48	1.5
40.5	30	1.5	74	25	5	24.8	13	2.96	1.5
72.5	100	1.5	124	166	8	41.4	64	0.75	1.4
72.5	60	1.5	133	72	14	44.4	38	1.85	1.5
72.5	30	1.5	133	36	7	44.4	19	3.70	1.5

表 6 用两参数法表示的 TRV 特性参数(126kV~550kV)

U kV	%	K_T	U_C kV	t_3 μs	t_d μs	u' kV	t' μs	U_C/t_3 kV/ μs	K
126	100	1.5	216	108	(2)12	77	(41)50	2	1.4
126	100	1.3	187	94	(2)10	67	(35)43	2	1.4
126	60	1.5	231	77	(2)13	77	(28)39	3	1.5
126	60	1.3	201	67	(2)11	67	(24)33	3	1.5
126	30	1.5	231	46	(5)8	77	(20)23	5	1.5

126	10	1.5	236	41	5	79	19	5.8	1.7
252	100	1.3	374	187	(2)20	134	(69)87	2	1.4
252	60	1.3	401	134	(2)22	134	(47)67	3	1.5
252	30	1.5	463	93	(5)15	154	(36)46	5	1.5
252	10	1.5	472	67	8	157	31	7	1.7
363	100	1.3	539	270	(2)29	193	(98)125	2	1.4
363	60	1.3	578	193	(2)32	193	(66)96	3	1.5
363	30	1.3	578	116	(5)19	193	(44)58	5	1.5
363	10	1.5	680	82	10	227	37	8.3	1.7
550	100	1.3	817	409	(2)44	292	(148)190	2	1.4
550	60	1.3	876	292	(2)49	292	(99)146	3	1.5
550	30	1.3	876	175	(5)29	292	(63)88	5	1.5
550	10	1.5	1031	103	13	344	47	10	1.7

表 7 用四参数法表示的 TRV 特性参数(126kV~550kV)

U kV	%	K_T	U_1 kV	t_1 μs	U_2 kV	t_2 μs	t_d μs	u' kV	t' μs	U_1/t_1 KV/ μs	K
126	100	1.5	154	77	216	231	(2)12	77	(41)50	2	1
126	100	1.3	134	67	187	201	(2)10	67	(35)43	2	1
126	60	1.5	154	51	231	231	(2)13	77	(28)39	3	1
126	60	1.3	134	45	201	201	(2)11	67	(24)33	3	1
126	30	1.5	154	31	231	231	(5)8	77	(20)23	5	1
252	100	1.3	267	134	374	401	(2)20	134	(69)87	2	1
252	60	1.3	267	89	401	401	(2)22	134	(47)67	3	1
252	30	1.5	309	62	463	463	(5)15	154	(36)46	5	1
363	100	1.3	385	193	539	578	(2)29	193	(98)125	2	1
363	60	1.3	385	128	578	578	(2)32	193	(66)96	3	1
363	30	1.3	385	77	578	578	(5)19	193	(44)58	5	1
550	100	1.3	584	292	817	876	(2)44	292	(148)190	2	1
550	60	1.3	584	195	876	876	(2)49	292	(99)146	3	1
550	30	1.3	584	117	876	876	(5)29	292	(63)88	5	1

10 断路器的型式试验项目

断路器的型式试验项目(参见附录 M)如下:

a)绝缘试验:

- 1min 工频耐压试验;
- 雷电冲击耐压试验;
- 操作冲击耐压试验;
- 人工污秽试验;
- 凝露试验;
- 局部放电测试;
- 控制回路的 1min 工频耐压试验。

b)机械试验:

- 机械操作试验;
- 常温下机械稳定性试验;
- 端子静拉力试验。

c)主回路电阻测量。

d)长期工作时的发热试验(温升试验)。

e)短时耐受电流试验和峰值耐受电流试验(热稳定试验及动稳定试验)。

- f)端部短路条件下的开断与关合试验。
- g)其他条件下的开断与关合试验：
 - 近区故障条件下的开合试验；
 - 失步条件下的开合试验；
 - 异相接地条件下的开合试验；
 - 额定短路开断电流下的连续开断能力试验(电寿命试验)；
 - 临界电流的开合试验。
- h)容性电流开合试验：
 - 空载架空线路的开合试验；
 - 空载电缆的开合试验；
 - 单组电容器的开合试验；
 - 多组电容器并联下的开合电容器组试验。
- i)小电感电流的开合试验：
 - 开合并联电抗器的试验；
 - 空载、起动、制动时电动机的开合试验。
- j)无线电干扰电平测试。
- k)环境条件下的试验：
 - 高、低温试验；
 - 湿度试验；
 - 淋雨试验；
 - 覆冰条件下的试验；
 - 密封试验；
 - 地震考核。

11 近区故障

近区故障性能是选用断路器的必备条件之一。对电压在 72.5kV 及以上，额定短路开断电流在 12.5kA 以上，并与架空线路直接相连的断路器都应具有近区故障开断能力。开断电流值分为额定短路开断电流的 90%、75% 两级，名称叫做 L_{90} 、 L_{75} ，与之相关的标准为 GB 4474—84，操作顺序为“O— t_1 —CO—180s—CO”。

但是，目前世界各国的近区故障下的操作顺序都按 IEC 标准“仅限于分闸操作的额定操作顺序”，即“O— t_1 —O—180s—O”， t_1 为重合闸的无电流间隙时间。但实际上，采用合成试验多为“单分”三次。从运行中的实际情况来说，备有自动重合闸装置的出线断路器在遇见近区短路时的操作顺序正是额定操作顺序。其他的方案都是“变通的”“替代”方案，这常是因为试验室设备条件难于具备和具体试验进程难于按要求实施所致。

在近区故障条件下也有长、短燃弧时间之分。在中国甘肃兰州附近进行的现场单相试验表明，在长燃弧时间下，断路器开断时声音很大，地面震动，这种工作条件较为沉重。因此，在上述三个“分”中至少应有一次的燃弧时间超过 13ms~14ms。

12 失步条件下的操作特性选择

失步条件下的试验要求(参见附录 N)：

a)失步开断电流额定值为额定短路开断电流值的 25%；

b)中性点直接接地系统单相试验时的工频恢复电压值为产品额定相电压(即最高相电压)的 2 倍；

中性点绝缘系统单相试验时的工频恢复电压值为产品额定相电压(即最高相电压)的 2.5

倍。

13 并联开断与发展性故障

取消这两种考核要求。对近代断路器而言，都不是自能灭弧断路器，开断这两类故障不存在困难。IEC 自 1979 年，已取消为此制定相应的标准。我国在 80 年代，为了取得本国经验，曾由沈阳高压开关厂进行过相应的试验，试验结果表明，开断这类故障并未引起特殊现象。电力部高压开关设备标准化技术委员会也于 90 年代初提出停止这一试验要求。

14 如何选用 12kV 真空断路器

目前我国正在普遍推广配电设备无油化，12kV 级真空断路器应用广泛，35kV 级已有产品，也正在为更高电压等级的真空断路器进行技术准备。

本导则是针对 12kV 级，额定短路开断电流为 20、31.5、40kA 真空断路器提出的，对其他产品可以参照引用。

14.1 表征真空断路器质量的特性数据应包括下列各个方面：

- 绝缘特性(包括污秽条件和凝露条件下的绝缘)；
- 在长期工作时的发热；
- 机械操作特性和机械稳定性；
- 电寿命能力；
- 开、合电动机；
- 开、合电容器组(包括多组并联电容器的开、合试验)；
- 合闸弹跳特性；
- 分闸反弹特性。

对以上各类特性，除应遵守专业标准规定的特性外，本行业标准强调的内容分述如下。

14.2 绝缘特性

- 1min 工频耐压水平 相对地、断口间 42kV，(断口间也可采用 48kV)；
- 雷电冲击耐压 相对地、断口间 75kV；
- 相间净距 不小于 125mm；
- 加相间隔板后，隔板两边距带电体的净距，每边不小于 30mm；
- 对凝露型产品应经受凝露试验；
- 对绝缘爬电比距要求见 DL/T 593—1996。

14.3 长期工作时的温升

- 对户内式断路器，温升试验电流为额定电流的 1.1 倍；
- 对户外式断路器，温升试验电流为额定电流的 1.2 倍。

14.4 机械特性和机械稳定性

取消 6000 次这一级，其余的分级为 10000，20000，30000，40000 次。

14.5 电寿命能力

14.5.1 表征真空断路器电寿命特性的特性数据如下：

- 在额定短路开断电流下的连续开断次数；
- 开断与关合操作顺序；
- 首开极在三相中的分布状况；
- 三相分闸不同期性；
- 开断时间的稳定性，即开断时间是否符合 IEC 56(1987)4.113.1 的要求；
- 三相真空灭弧室中开断电弧弧柱能量(在整个电寿命试验中的)累计值；及各相中电弧弧柱释能的最大值与最小值的比；

- 首开极的最短燃弧时间;
- 后开极的最长燃弧时间;
- 出现超长燃弧时间的次数及它在电寿命试验进程中出现的时间;
- 合闸是否弹跳(弹跳时间);
- 分闸是否反弹(分闸反弹时间及其大小程度)。

12kV, 20、31.5kA 真空断路器特性数据的变动范围(通过电寿命试验后的评级标准参考值, 其他真空断路器的特征值另定)如表 8 所示。

表 8 12kV, 20、31.5kA 真空断路器特性数据的变动范围

指 标 名 称	分 级 岩		
	一级	二级	三级
在额定短路开断电流下的连续开断次数(电寿命) 次	≥50	30	<30
电寿命中包含的“额定操作顺序”个数	≥2	2	2
首开极在三相中分布的不均匀率 ¹⁾ 岩	不均匀率 不大于 0.5	不均匀率 不大于 0.5	不均匀率 大于 0.5
三相分闸不同期性 ms	≤0.5	≤1	≤2
开断时间是否符合 IEC 56(1987)4.113.1 的要求 ²⁾	符合	视同符合 (误差 < 5ms)	不符合 (误差 > 5ms)
首开极最短燃弧时间 ms	≤2.5	≤3.5	≤ 4.5
后开极的最长燃弧时间 ³⁾ 岩 ms	≤10	≤12	>12

注 1 不均匀率 = $\frac{\delta_{n-1}}{\bar{X}}$, 其中 δ_{n-1} 表示标准离差, \bar{X} 表示样本均值(一组数字的算术平均值)。计算表明:
 与不均匀率为 0.5 对应的相间电弧能量差约为 1 : 1.33;
 与不均匀率大于 0.5 对应的相间电弧能量差大于 1 : 1.33。
 2 电寿命试验中, 开断时间的波动范围不得大于 20ms(超过者为不合格品)。
 3 各相中燃弧时间不得大于 15ms(超过者性能不良, 但由于老炼的原因除外, 见 14.5.2)。

14.5.2 当出现长燃弧时间时(指燃弧时间超过 13ms), 应按照它在电寿命试验进程中出现的时间分别判断(参见附录 P):

- a) 出现在电寿命试验进程的最初第一次, 第二次, 第三次开断中, 出现次数 2~4 相次, 产品判断为合格品。导致这一现象的原因属“老炼”过程。
- b) 出现在电寿命试验进程的中、后期, 出现的相次不计, 应判断为产品(真空灭弧室)质量较差, 或质量不稳定。
- c) 不论后灭弧相的超长燃弧时间长达什么程度, 首开极的燃弧时间不得大于 10ms。
- d) 超长燃弧时间的机理视同“滑相”。

14.5.3 对真空断路器进行电寿命试验时应记录的参数。

在进行真空断路器电寿命试验时, 除按有关标准要求记录外, 每次开断中还应记录出下列参数:

- 三相中各相的燃弧时间;
- 每次开断时的开断时间;
- 合闸是否弹跳;
- 分闸是否反弹。

14.6 开、合电动机

真空断路器应具有在电动机起动过程中、在制动状态下、在空载、在带有负载时，开、合电动机的能力。

一般地，开、合电动机的特性通过各种工况下的试运行进行考核(也可以在特殊安排下的试验室试验进行考核)。

14.7 开、合电容器组

单个电容器组的电流值 160~200, 400, 630A;

背对背电容器组电流值 400A。

试验进程由有关电力行业标准作出规定。

14.8 合闸弹跳与分闸反弹

合闸弹跳影响合闸能力和电寿命，分闸反弹影响弧后绝缘。对 12kV 真空断路器以合闸无弹跳，分闸不反弹为好，或者合闸弹跳与分闸反弹量越小越好。

15 断路器开断电容性电流的推荐值

断路器开断电容性电流的推荐值见表 9。

表 9 断路器开断电容性电流的推荐值¹⁾

断路器的额定电压 kV	空载架空线路	空 载 电 缆			单台电容器
	容性电流 A	容性电流 A	涌 流		容性 ²⁾ 电流 A
			电流峰值 kA	频 率 Hz	
12(11.5)		25			580 (3×580)
24		50	3.3	245	
40.5	6	100	3.3	245	660 (3×660)
72.5	10	125	3.3	245	370 (3×370)
126	31.5	140	3.3	245	
252(245)	160	250	3.3	245	
363	350	355	3.3	245	
550	500	500			

注 1 开断时不得发生重击穿。
2 当一相电容器被击穿后，开断电流值为 3 倍。

16 开断空载变压器

各电压等级免去在试验室条件下进行开、合空载变压器的试验。

如有要求，可结合现场投产时进行开、合空载变压器的试验。在试验中，一般地，在 550kV 及以下的过电压不得超过 2 倍额定相电压(参见附录 Q)。

17 关于“二次侧短路开断”

某些断路器在一定条件下应具有“二次侧短路开断”能力(参见附录 R)。

18 SF₆ 压力容器中的含水量、泄漏率与凝露

为提供完整的资料，本章包括了全部 SF₆ 开关设备的要求。

18.1 容器的条件

a) 气室有无产生电弧的可能。

b) 与产生电弧的气室在气路上相连的气室按哪一种气室对待与联通的方式有关。按照国

内现有结构而论，与 FA 型断路器相似的以导气管，小自封接头、逆止阀等直接联通的装置可视为“不相连”，除此之外，视为“连通”的。

c)设备是运行中，还是交接时。

d)是什么温度(周围空气温度)下测得的含水量?建议以 20℃下的数值作为标准规定值。在其他的周围空气温度下测得的数据在对比时应校正到 20℃。对 FA 型断路器，校正曲线如附录 S 所示。

e)确定含水量标准时考虑的因素是：对有电弧作用的气室是毒性物质的生成量和按-10℃时水蒸气含量不致饱和和进行计算；对没有电弧作用的气室是适应在气温为 0℃时容器内不致产生凝露。为了适应运行中的变化量(水汽在大气条件作用下将通过缝隙逐渐渗入 SF₆ 容器内)，还要考虑数年、十余年的运行期，视设备类型而异。

f)在计算含水量变化过程时，可将容器内外的 SF₆ 与 H₂O 气体按理想气体对待，它们的运动规律互不相干(这样计算的结果比较安全)。

g)有没有足够的吸附剂。

h)地域区分：

在中国地理条件下将全国大致分为两类区域，区域 1 包括华东、华南、华中和西南；区域 2 包括华北、东北和西北。

i)SF₆ 容器中的含水量(体积比)标准值(20℃时)见表 10。

表 10 SF₆ 容器中的含水量(体积比)标准值(20℃时)×10⁻⁶

岩作 用岩	是否有电弧作用	
	产生电弧的气室	不产生电弧的气室
交接验收值	150	500
运行中允许值	300	1000

18.2 充 SF₆、N₂ 等充气设备年泄漏率允许值

a)新品及运行中的 3.6~550kV，工作气压 0.3~0.6MPa(表压)的 SF₆GIS，年 SF₆ 气体泄漏率不得大于 1%。

b)充 SF₆ 开关柜当投运之初的柜内水汽含量(体积比)不超过 1000×10⁻⁶ (20℃时)，其 SF₆ 年泄漏率不得大于 1%；当投运之初的柜内水汽含量(体积比)不超过 500×10⁻⁶ (20℃时)，其 SF₆ 年泄漏率不得大于 2%；但 SF₆ 环网柜的泄漏率在运行中仍不得大于 1%。

c)充 N₂ 柜的年气体泄漏率(新品和运行中)不得大于 2%；加装足量吸附剂后的年泄漏率不得大于 3%。

对上述设备应按其技术条件要求测定其泄漏率。

充 SF₆ 的设备在现场测试年泄漏率时，可采用局部包扎法，即将法兰接口等外侧用塑料膜包扎后历时 5h 以上，根据膜内 SF₆ 含量核算，亦可采用其他方法。

关于充气开关设备的泄漏、含水量和凝露见附录 T。

19 用于低温地区的 SF₆ 电器设备

在低温地区，SF₆ 可能液化，从而降低了其余仍处在气态下的 SF₆ 分压力，也就影响到它的绝缘和开断与关合性能。

在低温地区使用的 SF₆ 电器设备可选用以下方案：

a)将装置装在室内，采暖或对装置本体加热。

b)降低 SF₆ 的工作压力。

c)混和气体(目前主要是混入 N₂ 或空气)。

低温对 SF₆ 电器设备绝缘能力的影响，参见附录 U。

20 断路器的外绝缘与凝露

断路器在下列湿度条件内应能正常工作：

日相对湿度平均值不大于 95%；

月相对湿度平均值不大于 90%；

日温差为 15K。

在这些条件下偶尔会产生凝露，因此应采取注 2、注 3 的措施之一以维持设备的正常运行。

注

1 在高湿度期内产生温度急降时可能出现凝露。

2 为使产品能耐受湿度和偶尔凝露的影响(导致绝缘闪络击穿或金属部件腐蚀)，可采用按此条件设计和试验定型的户内断路器。

3 可用特殊设计的建筑物或小室，进行适当的通风或加热或空调，或采用消湿措施以防止凝露。

附录 A

(提示的附录)

周围空气温度和海拔

A1 周围空气温度

DL/T 593—1996 3.1.1a 和 3.1.2a 规定了使用断路器的周围空气温度。

IEC 在指周围空气温度时用的词是 ambient air temperature，这是指断路器在运行中周围的空气温度。它不是某个地区气象台(站)公布的大气温度。气象部门公布的大气温度是按一定条件装设的百叶箱中测得的大气温度，测点本体并不遭受日照。断路器在运行中有诸多不利因素，例如：水泥地面的热反射，开关场地的局部小气候，其他环境因素(如发电厂锅炉房旁)，密闭不通风场所，以致断路器四周上下左右的局部气温上升。但在另一些场所，例如高寒地区的风口，距地面有一定高度处的局部温度又有可能低于气象台站百叶箱中的温度值。在选用断路器时应将这些局部因素考虑在内。

A2 关于高海拔地区

DL/T 593—1996 2.1 规定，断路器运行地点海拔分级为：

1000m 及以下；

1000~3000m；

3000m 以上。

现有产品海拔规定都是 1000m。1000~3000m 属高海拔专用产品。当使用地区在 3000m 以上时应与制造厂协商。

附录 B

(提示的附录)

短路电流的计量

B1 短路电流中的直流分量是以断路器的额定短路开断电流值为 100%核算的。

举例：断路器的额定短路开断电流为 50kA，但断路器安装地点的短路电流值仅能达到 30kA，当机构快速动作致使开断电流中的直流分量达到 60%时，直流分量值达到

$30 \times 0.6\sqrt{2} = 18\sqrt{2}\text{kA}$ ，以 50kA 核算其直流分量百分数仅为 $\frac{18\sqrt{2}}{50\sqrt{2}} = 36\%$ 。应按 36%向制造厂提出技术要求，而不是 60%。

B2 短路电流中的交流分量和直流分量应分别对待，应该指明：交流分量是若干千安；直流分量是若干千安(当触头分离起弧瞬间)。注意，已废除过去使用的“全电流”概念。所谓“全电流”是指：

$$\text{全电流} = \sqrt{(\text{交流分量})^2 + (\text{直流分量})^2}$$

这已是数十年前使用过的不科学的陈旧概念。目前表征断路器开断特性的参量已经没有这个名词了！

B3 表征断路器开断能力的大小是 4.2.3.1 和 4.2.3.2 中的值。过去所说的“兆伏安”概念已废弃不用。

B4 额定短路关合电流峰值=2.5×额定短路开断电流

这一计算式中系数 2.5 是基于电力系统中的直流分量衰减时间常数 τ 定为 45ms。由于系统的发展，特别是大型发电机和大容量自耦变的投入，系统直流分量衰减时间常数 τ 变大了，IEC 在其 1995 年的修订意见中已规定出=60ms 的情况，上述系数 2.5 应增大为 2.6。

如果是发电机断路器，该系数可能上升为 2.7~2.8，在极端情况下，可能更高，短路电流在初期几个半波没有过零点。这些情况需要区别对待：

其一，核算出的系统短路电流峰值超过 2.5×(额定短路开断电流)时，应选择大一级的“额定短路开断电流”的断路器，使其 2.5 倍数能超过计算出的系统短路关合电流峰值。

又如，在某些地点，当起动感应电动机的过程中出现异常状态，以致起动电流(非正常起动)最大峰值超过了额定短路开断电流的 2.5 倍，则应选择额定短路开断电流更高的断路器。

B5 应该相信目前断路器铭牌上标定的开断能力。现代交流高压断路器已经过反复试验，确证它能达到铭牌上标定的开断能力，不需要再留裕度。

B6 应按照系统运行 15 年上下的发展远景，选定断路器的开断能力。

B7 确定断路器的额定短路开断电流时应严格按照 DL/T 402—91 附录 A 图 A1 所示，以断路器触头分离瞬间的三相短路电流值作为断路器额定短路开断电流值，它不是电网短路后的“零秒”数值。

附录 C

(提示的附录)

分闸与合闸、开断与关合

对断路器来说，凡是不带电情况下的操作叫作分闸与合闸，凡是带电情况下的操作叫开断与关合。它们之间的差异在于不带电时没有燃弧时间和预击穿时间，并应注意在三相情况下的具体规定(因为灭弧瞬间和预击穿瞬间在三相中是不同的)。

附录 D

(提示的附录)

分闸时间的下限

如不规定分闸时间下限值，难于确定它所应开断的直流分量值(方式 5)。例如，只规定分闸时间不大于 0.05s，在型式试验中的调整分闸时间正好是 0.05s，开断时的直流分量调整为 25%左右(按照 GB 1984—89 图 9)，这种试验是合格的。但是，在运行中，断路器的分闸时间有时甚至短于 0.05s，例如 0.03s，此时的直流分量可达 40%，而这在型式试验中并未考核到。因此，在型式试验的开断试验中应按分闸时间允许值下限的直流分量作方式 5 试验，而在运行中的分闸时间不得超过其规定值的上限。

附录 E

(提示的附录)

合闸时间的变动范围

如果不规定出合闸时间的变动范围,难于确定关合试验条件的有效性。例如,只规定出合闸时间不大于 0.12s,在型式试验中的合闸时间却被尽量缩短了,此时,合闸能力加强,合闸缓冲力加大(断路器的寿命可能会受到影响);但在运行中的合闸时间可以调整到“不大于 0.12s”,它的合闸能力没有在合闸力较小的情况下受到考验。因此,在型式试验中应将合闸时间调至规定的最大值附近。

附录 F

(提示的附录)

合分时间

这一时间区段影响到:

- F1 动、静触头在重合时是否能合到底,达到最终合闸状态。
- F2 只有合闸到底,才能保证下一个“分”操作时的“分闸速度”,有利于保持第二个“分”的“开断能力”。
- F3 对某些结构的断路器(例如少油断路器具有压油活塞时,或 SF₆ 断路器的气缸要求有回气时间时)尚要求一定的“合分”时间以保证“分”的开断特性。
- F4 “合分”时间加长时,对系统稳定性起着不利影响。

因此,“合分”时间也应该有个范围:在型式试验中的“合分”时间不得超过规定值,而在运行中的合分时间不得小于规定值。例如,在型式试验中的合分时间应不大于 50ms,而在运行中不得小于 50ms,它在一定范围内应是可调的。

附录 G

(提示的附录)

额定电压等级和绝缘水平

- G1 我国额定电压(即最高电压)与 IEC 的电压标准级别稍有不同。在表 4 中,国标值放在前面,IEC 标准值列于括号中,一切型式试验取较高值为基础核算其试验条件。
- G2 相对地的“额定雷电冲击耐受电压”“3.6kV~550kV”均取自 GB 311.1—1996,其“相间”值等于“相对地”值。
- G3 根据电力部高压开关设备标准化技术委员会(以下简称标委会)第九次年会(山东曲阜)的决定,72.5kV 及以下电压等级的耐压标准仍执行 GB 311—64 的规定,其断路器断口间的耐压水平与相对地的耐压水平相同,不再考虑反相电压的作用。
- G4 按 GB 7674—84 表 1、表 2 确定 72.5~550kV 的额定绝缘水平,但对下列数值应作出修正:
 - 72.5kV 级的(6)~(9)项,根据标准化委员会八、九次年会意见确定,将 140kV、160kV 并为 155kV; 126kV 级的(6)~(9)项,将 185kV 改为 200kV,见 GB 311.1—1996; 项(9)的 126kV 级较其项(8)高 25kV。
- G5 隔离断口包括隔离开关断口以及有隔离作用的断路器断口。
 - 项(5)的 3.6kV~72.5kV 级数值取自 IEC 694 高压开关设备和控制设备的共用特性参量(1996)表 1a 项⑤; 项(9)的 3.6kV~72.5kV 级数值为项(6)数值加反相相电压有效值。
- G6 按 GB 311.1—1996 补充了下列数值:
 - 363kV 1min 工频相对地耐受电压为 510kV; 550kV 1min 工频相对地耐受电压为 740kV。
- G7 根据 IEC 694(1996)表 1a 补充了 126(123)kV 第二档和 252(245)kV 第三档较高的耐压水

我国近年来在一些地区试用接地(经过小电阻)的 12kV 系统, 对此而言, 其首开极因数为 1.3。相应地, 他们的绝缘水平也较低(见表 4 的注)。

附录 L

(提示的附录)

三相开断能力与单相开断能力

断路器的三相开断能力与单相开断能力之间没有等值的换算关系。如果有专门的试验报告作出论证, 可按专门的试验结论处理。

系统容量日增, 自耦变压器的容量越来越大, 单相短路电流计算值在一定条件下有可能大于三相短路电流值。对三相开断条件和单相开断条件分析如下: 在三相短路电流的开断中, 首开极的电压因数为 1.3(超高压系统中性点都直接接地), 在开断单相接地电流时的电压因数为 1.0。因此开断单相短路电流应该轻于三相短路电流(当两种电流值相同时)。

但是, 当单相短路电流超过三相短路电流时, 在近区故障条件下, 其 L_{90} , L_{75} 的数值将超过以原三相短路电流所核算的近区故障电流值。因此, 这新的较大的 L_{90} , L_{75} 并未经受考验。

近区故障是一种严格工作条件, 也是断路器的必试项目, 近区故障的影响在于其电压恢复初始阶段出现了锯齿波。锯齿波的频率由短线阻抗所决定, 与单相或三相无关。锯齿波的高度为电流与短线阻抗乘积所决定, 单相短路电流增加了, 锯齿波高度增加了, 开断更为困难。

因此, 较大的单相短路电流出现后, 其近区故障条件超过了原定试验条件。在此情况下, 即使开断单相短路电流(端部短路)的条件较轻, 也不能随意增大对“单相短路(端部短路)”的开断电流值。

其结论只能是: 所选择的断路器的三相短路电流值应大于所计算的单相短路电流值。

附录 M

(提示的附录)

型式试验项目

M1 这些试验项目的取舍根据产品类型而各不相同。除按相应标准规定的项目外, 其他项目是否引入订货要求由用户与制造厂协商确定。

M2 制造单位仅对其技术条件所标注的技术参数负责。

附录 N

(提示的附录)

失步条件下的开断与关合

这一更动合乎 IEC 标准 56(1987)(包括其修订草稿), 与国际一致。

这一更动能概括大多数使用条件。

失步前系统处于正常运行状态, 断路器两侧系统电压等值矢量之间的夹角为 θ , 一般地, 它小于 60° , 一旦发生事故, 处于联络位置的断路器分闸, 目前的高压、超高压断路器的分闸时间都很短, 0.04s 上下, 计及电弧燃烧时间, 继电保护动作时间, 整个开断过程不超过 0.08~0.1s。

在此时间之末, 系统角度 θ 由其初值摆动到 180° 所需要的时间以秒计。因此, 断路器两端的矢量相角差尚难于达到“全反相”, 断路器即已开断。因此, 失步开断电压倍数不宜取它的极值(直接接地系统为 2.6, 中性点绝缘系统为 3.0)。

专门的计算表明, 失步摇摆电流达到额定短路开断电流的 25% 已能概括多数情况, 特

别是现代断路器的额定短路开断电流值已上升到 40~63kA。

确定失步开断条件有两种提法:

其一,对新产品,对它的使用范围难于明确,有可能将它使用在极其苛刻的地点上。这不是本文的目的。

其二,已有具体系统要求而去选用断路器,这是电力部门的多数情况,也是本文的目的。按照具体情况去核算即可确定失步电流值和恢复电压。

有下列诸因素使短路电流难于达到极端情况:

——并车。在发电机并入电网时,有可能遇见高比值的失步操作电流,但是,这个电流必须通过待并网的发电机,发电机的阻抗值相当大,限制了失步电流的数值。

——处于联络位置的断路器因失灵延误动作,使开断瞬间正好系统夹角 $\theta=180^\circ$ 。但是,一般地讲,事故属不正常状况,属于稀有事例,在开断失步时又正好延误到 $\theta=180^\circ$ 属低概率事故。

当预期上述事件发生的概率较大时,应采取措施,以防止 $\theta=180^\circ$ 出现(例如用专门的继电器来控制开断瞬间使不致出现 $\theta=180^\circ$ 的情况,即超前或滞后)。

对发电机断路器应专门计算其失步工作条件。如前所述,由于失步电流要通过该台发电机,其 X'_d (或 X''_d)严重限制了失步电流值。一般地,这种情况下的失步电流均小于断路器额定短路开断电流的 25%。

附录 P

(提示的附录)

表征真空断路器开断寿命的判据

按照电力部电力科学研究院高压开关所论文《表征真空断路器电寿命的若干判据》所提出的要点提出本要求,其主要论点如下:

——分闸不同期可能导致首开极在三相中的分配不均匀或很不均匀;

——首开极分布不均,使三相灭弧室的电负载不一致,从而影响整体的电寿命;

——开断时间不稳定,使原定分闸时间额定值失去意义;

——燃弧时间的长短是灭弧室与断路器以及开关柜内主回路布置综合确定的重要特性数据,首开极的最短燃弧时间是表征真空灭弧室质量的重要指标;

——合闸弹跳影响合闸时的过电压和熔焊;

——分闸反弹可能导致开断后的重击穿。

详情可参阅该论文。

附录 Q

(提示的附录)

空载变压器的开、合试验

由于在试验室条件下不可能具备众多的大容量变压器专供开断试验用。因此,这类试验一般地都是结合变电所,发电厂投产之前的某一时机,组织人力在变压器安装地点进行断路器的操作试验。因此,其试验参数是不能随机改变的。

在 20~30 年前,开断空载变压器有时导致较高的过电压,并因此引起变压器套管闪络,从而形成发展性故障。产生这一过电压的原因是较大的空载电流和截流水平。

现在,冷轧硅钢片的应用使空载电流下降,大型变压器的入口电容上升,近代蓬勃发展的 SF₆ 断路器截流值下降,这些因素的综合影响使开断空载变压器的过电压大为下降,一般不超过额定相电压的 2 倍甚或更低。在许多情况下,没有显著过电压。

不论在高压侧或低压侧安装的避雷器(阀式或 ZnO 避雷器)都能有效地防止这一过电压。

因此,开、合空载变压器的试验可列为“选择性”的“参考性”的,它已不是严重问题。在试验室条件下可以不进行这种试验。

附带说明,国外厂商为了提供这一数据,曾多次在变压器次极侧加装可调空芯电抗器以改变负载电流,虽然这仍然是感应性电流,但磁能储存在次极的空芯电抗器中。这个磁能释放时几乎没有太大的损耗,它转换成变压器入端电容上的等值过电压很高,常达到额定相电压的 2.5~3 倍或更高。这是错误的。由于空载变压器的磁能储存在空载变压器的铁芯中,它的释放要承受铁芯损耗(磁滞损失)。这一损耗量可占去 90%,因而外释的能量不大,在空载变压器的入端电容上形不成危险过电压。

附录 R

(提示的附录)

二次侧短路开断

所说“二次侧短路开断”这个名称并没有统一的定义,它的本意是:在一个降压变压器高压侧设置的断路器应能开断其低压侧的短路故障(当低压侧的断路器拒动时)。

例如,在一个容量仅为数千千伏安的 35/10kV 降压变电所中,原边(35kV)的断路器为 DW8—35 型多油断路器,而低压侧为 10kV 供电线路。当 10kV 侧出现短路而它的保护断路器拒动,应由 35kV 侧的多油断路器去断开线路。由于变压器容量较小,因而短路电流也不大。设置在 35kV 侧的 DW8—35 多油断路器,它开断小电流(在其额定电流附近)的特性很差(不能开断),而这类断路器的动、静触头在分离后尚处在灭弧室内,形不成油中的长断口,因而电弧不灭。这种电弧电流虽小,但总不灭,以致起火,终致爆炸。火油漫延,使变压器起火,烧毁了整个变电所。此类情况在国内外均曾发生多次。

这种故障下的短路电流很小,甚至低于断路器额定电流。开断这种小电感电流常产生截流过电压,它的频率和幅值都较高,使开关设备上的 TRV 和 RRRV 均高于标准中的规定值,致使开断失败。

此种开断情况下影响 TRV 值的因素有:

——变压器阻抗。阻抗增大时,使 TRV 幅值增加,频率减小。

——变压器的入口电容(包括套管,高压绕组对地,高、低压绕组之间,以及高压绕组的匝间等)。当入口电容增加时,TRV 的幅值与频率均下降。

——由断路器至变压器之间的母线(或电缆)电容。当此电容增大时,TRV 的幅值与频率均减小。

——二次侧短路故障点距变压器出口处的距离。当此距离增大时,TRV 幅值增加,频率减小。

——变压器和系统的接地情况(35kV 侧中性点有没有电抗器,即消弧线圈)。当有消弧线圈时,TRV 幅值增加,频率减小。

对“二次侧短路开断”在国内、外尚无标准。下列数据可作参考:

——在 110kV 系统中,当截流值为零,变压器容量小于 100MVA 时,变压器中、低压侧短路,高压侧断路器断开时的 TRV 特性小于标准值;在其他情况下的 TRV 特性超出标准值。

——在 220kV 系统中,当截流值为零,变压器容量小于 240MVA 时,变压器中、低压侧短路,高压侧断路器断开时的 TRV 特性小于标准值;在其他情况下的 TRV 特性超出标准值。

——在 330kV 系统中,变压器中压侧短路,当截流值为零,高压侧的 TRV 特性小于标准值;随着截流值增加,恢复电压峰值小于标准值,但上升率大于标准值。

在 330kV 系统中,变压器低压侧短路,当截流值小于 10A 时,高压侧断路器分断时的

TRV 特性小于标准值；随着截流值增大，TRV 峰值和上升率均大于标准值。

在 330kV 系统中，变压器低压侧短路，在中压侧断路器分断时，如截流值为零，且变压器容量小于 200MVA 时，TRV 特性小于标准值；其余情况下的 TRV 均超过标准值。

——在 500kV 电力系统中，当考虑衰减特性，“二次侧短路开断”的 TRV 特性均低于标准值。

以上计算结果均未考虑现场安装中的引线电容，及其他入口附属电容。因此，当考虑一些附加电容的影响时，当截流值为零，或在零附近时的 TRV 值均低于标准值。

以此推断，当采用 SF₆ 断路器作为高压侧开断装置时，由于其截流值较小，此类情况下的“二次侧短路开断”不存在什么困难。

当截流值增加而 TRV 有可能超限时，可装设避雷器或阻容支路限压装置。

对具体情况应进行计算；当使用的中压等级断路器开断小电感电流有困难时(自能式灭弧类) 尤宜特加注意。

附录 S

(提示的附录)

FA 型 SF₆ 断路器含水量测量值与周围空气温度之间的校正曲线

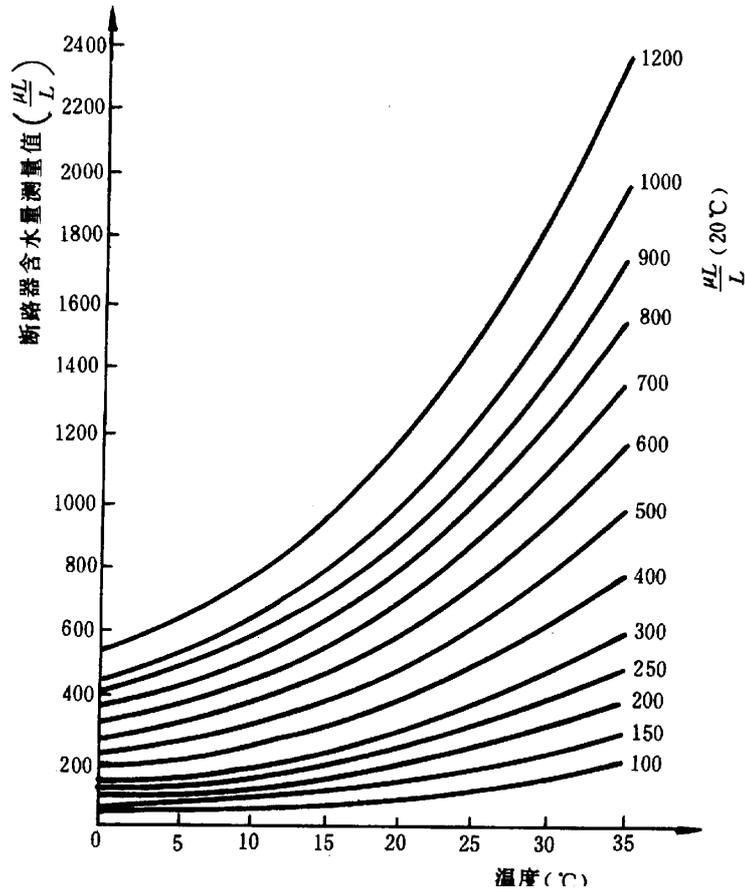


图 S1 FA 型 SF₆ 断路器含水量测量值与周围空气温度之间的校正曲线

附录 T

(提示的附录)

关于充气开关设备的泄漏、含水量和凝露

目前, SF₆类开关设备越来越多, 此外, 又出现了充气开关柜(充 SF₆、N₂等)。任何密封设备, 都有一定的泄漏, 泄漏表明缝隙的存在。

充气设备内部在出厂时是经过干燥处理的, 其含水量处在一定的水平之下。但在运行中, 开关设备周围大气中有一定的水汽含量(由相对湿度及当时的周围空气温度所决定)。这些水汽的分压力大大超过充气设备内部的水汽分压力, 开关设备内部将逐渐受潮。

目前, 对 SF₆高压开关设备的泄漏和含水量的一般规定见 DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》的表 10 中的序号 1、2 和表 38 中的序号 1, 对充气柜和 SF₆中压开关设备尚无统一的规定。

T1 在考虑本问题时的各点原则

a) 气体被认为是理想的, 即其分子间各不相干。分子的能态被绝对温度所决定。

b) 在充有几种气体的容器中, 各种气体互不影响, 各种气体的分压力为 P_{SF_6} , P_{N_2} , P_{H_2O} , …, 则容器壁上呈现的压力 $P = P_{SF_6} + P_{N_2} + P_{H_2O}$, …。各种气体各按自己的属性运行。

c) 同容器的各种气体有同一的温度。

d) 近似的假设, 通过缝隙的某种气体流速与该气体在缝隙两侧的分压力差成正比。

由上述各点可引伸出:

e) 对同一个缝隙而言, 气体的流向被其分压力差所决定。对 SF₆而言, 它将由容器内向外逸出, 因为大气中的 SF₆很少; 而水汽将由大气中渗入容器内, 因为开关设备内部是相当干燥的。它们在缝隙中各走各的路, 互不相干。

f) 缝隙的大小一方面影响气体的泄漏率(泄漏率以百分率表示, 每年百分之几, SF₆设备的压力因泄漏导致压力不足而需补气), 另一方面, 泄漏率也表示缝隙的大小, 泄漏率大的缝隙大, 因而水汽进入设备内的年增加率就高, 水汽一旦进入设备内部就再也出不来了(只有解体干燥)。外在气温一年之中变化很大(可达 80K 以上)。水汽分压力达到饱和点时, 出现凝露。如果凝露时的周围空气温度在 0℃以上, 凝露水滴将破坏设备的内绝缘, 导致危险的绝缘破坏事故。为此, 要求凝露温度不得高于 0℃, 又为了保持一定裕度, 要求凝露温度处在 -5℃或 -10℃以下, 即凝冰。冰粒对内绝缘的影响较小。

g) 含水量尚影响 SF₆在电弧高温下因分解而产生有毒物质。SF₆的组份可能不纯, 在 H₂O 参与下经高温分解形成有害于绝缘和人体健康的多种氟化物。规程中根据国内、外经验所提出的泄漏水平和含水量标准能保证 SF₆设备的正常运行。

T2 关于充气柜和 SF₆装置的含水量

T2.1 对充气柜设备和中压 SF₆装置目前尚无统一的泄漏与含水量标准, 这是当前要论证的课题。这类装置分为两类:

其一, 中、低压小型 GIS, 它们同高压大容量 GIS 一样, 圆筒形, 内部压力稍低于高压大容量的 GIS 的内压力。

其二, 非圆筒形, 各类充气柜(充 SF₆或充 N₂), 内部压力多在 0.05MPa(表压)以下。

对这两类设备过去认为(没有根据地)其年泄漏率似可放宽到 2%~3%, 甚至更高。这要经过论证才能选定, 不能盲目自定。

对前者, 小型 GIS 内部含水量的影响与高压 GIS 完全一样, 不能随便放宽。

对后者, 由于内部尺寸较大, 含水量对绝缘的影响虽不如前者那么紧张, 但也不允许在周围空气温度变化时出现凝露。这类设备的内压力大大低于高压 GIS, 即使规定同一的泄漏率, 这意味着它的缝隙远大于高压 GIS 在同泄漏率下的缝隙, 即它更易于受潮。在工艺上, 非圆形的箱体的年泄漏率也不易作得很小(选材较差, 密封较差), 要考虑工艺和造价。

T2.2 计算年泄漏率和含水量变化时要用到大气中的水蒸气饱和和特性数据, 抄录如表 T1。

表 T1 在冰面上的水汽饱和参数

温度℃	-30	-20	-10	-8	-4	0	5	10	20	30	40	50
水汽饱和压力 ×10 ² Pa	0.388	1.05	2.65	3.16	4.46	6.23	9.09	12.8	24.3	44.1	76.6	122
水汽饱和密度 ×10 ⁻³ kg/m ³	0.297	0.788	2.14	2.54	3.51	4.84	6.85	9.40	17.3	30.3	51.2	83.2
压力/密度	1.31	1.33	1.24	1.24	1.27	1.29	1.33	1.36	1.40	1.45	1.50	1.47

T2.3 典型气象条件分区

如上所述，年泄漏率的大小意味着“缝隙”的大小，泄漏率越大，表示缝隙越大，箱外大气中的水汽从此缝隙进入箱内的量也越大。假设，通过缝隙的气体流量与分压力差(处于缝隙内、外两边的)成正比(近似)，水汽进入箱体的流量由这两个分压力差确定。箱外水汽分压力由该地区气象条件确定。为了简化计算，将全国分成两种气象区：

区域 1 华东、华南(它们的湿度严于华中，因而也代表了华中)；

区域 2 华北(它们代表了西北、东北)。

这两种区域的湿度特征值见表 T2。

表 T2 区域 1(华东、华南)和区域 2(华北)的湿度年分布

区域 1	环境气温 ℃	变化范围	-5~0	0~10	10~20	20~32	32~40
		日平均	-3	5	15	26	35
		月平均	-2	3	13	24	33
	月平均相对湿度		0.85				
	该湿度在一年中所占比重		0.5/6	1/6	1/6	2.5/6	1/6
区域 2	环境气温 ℃	变化范围	-8~0	0~16	16~28	28~38	
		日平均	-4	8	22	32	
		月平均	-2	6	20	30	
	月平均相对湿度		0.8				
	该湿度在一年中所占比重		2/6	1.5/6	1.5/6	1/6	

有关专业标准规定，GIS 在投运之初的含水量标准为：

断路器隔离室 $150 \frac{\mu L}{L}$ 以下；

非断路器隔离室 $500 \frac{\mu L}{L}$ 以下。

在运行中：

断路器隔离室 $300 \frac{\mu L}{L}$ 以下；

非断路器隔离室 $1000 \frac{\mu L}{L}$ 以下。

对充 N₂ 和充 SF₆ 的充气柜而言，目前没有关于其含水量值的标准，但要求，在充气柜的整个运行期中，其内不得出现凝露(当周围空气温度变化时)。为了有一定裕度，暂订在-10℃时柜内的水汽含量达到饱和为计算泄漏限额的依据。

在计算年泄漏量(水汽进入箱内)时应将一年分成表 T2 中的几个时间区段，分阶段地求出箱内、外的水汽压力差，然后求出在一年之中积累的水汽进水量。

T2.4 电力科学研究院开关所以对年泄漏率的计算结果

在各种工况下的年泄漏率与安全运行年限的计算值(以-10℃时不饱和)综合如表 T3。

表 T3 年泄漏率计算结果总表

年泄漏率	产品和工况		安全运行年限计算(年)		
			区域 1	区域 2	
1%	10~35kV 充 N ₂ 柜, 压力 0.15MPa, 氮瓶充氮温度 50℃	周围空气温度 20℃	10	10	
		一年四季变化气温下	8.8	14.1	
	10~35kV 充 N ₂ 柜, 压力 0.15MPa, 氮瓶充氮温度 30℃	周围空气温度 20℃	13.3	13.3	
		一年四季变化气温下			
	充 SF ₆ 开关柜(SF ₆ 只作绝缘), 柜内压力 0.12MPa	周围空气温度 20℃	15.2	15.2	
		一年四季变化气温下	13.4	20.5	
	高压 GIS(SF ₆ 压力 0.6MPa)	周围空气温度 20℃	4.68	4.68	
		一年四季变化气温下	4.2	6.36	
	高压 GIS(SF ₆ 压力 0.3MPa)	周围空气温度 20℃			
		一年四季变化气温下	2.08	3.2	
	2%	10~35kV 充 N ₂ 柜, 压力 0.15MPa, 氮瓶充氮温度 50℃	周围空气温度 20℃	5.0	5.0
			一年四季变化气温下	4.4	7.05
10~35kV 充 N ₂ 柜, 压力 0.15MPa, 氮瓶充氮温度 30℃		周围空气温度 20℃	6.65	6.65	
		一年四季变化气温下			
充 SF ₆ 开关柜(SF ₆ 只作绝缘), 柜内压力 0.12MPa		周围空气温度 20℃	7.6	7.6	
		一年四季变化气温下	6.7	10.25	
高压 GIS(SF ₆ 压力 0.6MPa)		周围空气温度 20℃			
		一年四季变化气温下	2.1	3.18	
中压 GIS(SF ₆ 压力 0.3MPa)		周围空气温度 20℃			
		一年四季变化气温下	1.04	1.6	

T2.4.1 对表 T3 分析判断时应考虑的因素:

a) 容器内部元件所含有的水汽和吸附剂:

在开关设备箱体内有各种元件。当将这些元件组装成整体时应经过干燥处理。但这种处

理只能除去元件表层的水汽。在元件深层处仍有潮气，它们在设备投入运行之后逐渐溢出，增加了箱体内的水汽含量。

在 GIS 内部，一般均附有吸附剂。在容积为 2m^3 (一个大气压力下)，含水量(体积比)为 300×10^{-6} 的 SF_6 气体内含水量约重 0.46g 。这对于以千克计的吸附剂来说并不多。

在运行中，由于元件中逸出的水汽使箱体内的水汽含量值与日俱增，但由于吸附剂的作用，箱内的水汽含量是先增后降。这过程可达数月之久，当元件深层处的水汽不再逸出时，箱体内的水汽值降到一定程度，又因水汽从缝隙中不断渗入，水汽含量又继续逐年上升，直到限值，要求处理。

b) 补新气所带入的水份：

泄漏使 SF_6 气体逐年外逸，致使容器内的 SF_6 密度下降，压力下降。当压力降到预定的限值时应补入新的 SF_6 气体。新气的水汽含量(体积比)按标准规定为不大于 64×10^{-6} 。这一含量虽然微小，但对容器箱体来说是只有进，没有出的，积累下来也有可能达到可观的数值。

c) 日温度、湿度变化的影响：

在一天之内，大气温度与湿度不断变化。除去潮湿高热的暑天之外，许多地区的日变化较大，并不是在每天之中的湿度都能维持在 0.8 (或 0.85) 的水平，特别是在春、秋、冬季，甚至在相当长的一段时间中的湿度都低于这一水平。

d) 实际的设备年泄漏率：

箱体的年泄漏率 1% 指的是上限，箱体的实际的泄漏率常低于此限值。如果泄漏率实际值仅为限值之半，安全运行年限将成倍地增加，但因密封老化，在实际运行中也有可能超过 1% ，则安全年限下降。

T2.4.2 分析表 T3 可得的结论：

a) 关于高压和超高压 GIS 的年泄漏率目前所订的不超过 1% 的规定是适宜的，不能放宽。按表 T3 计算值，安全年限在 5 年上下。计及上述可变因素，安全年限为 10 年上下。

b) 用于农网中的中压 SF_6 断路器 (SF_6 压力约 0.3MPa) 的年泄漏率取为 1% 的安全运行年限为 2~3 年，计及上述可变因素，安全运行年限为 4~6 年。这可以适应广大农村地区的要求。这一年泄漏率不能放宽到 2% 。

c) 对仅以 SF_6 作绝缘介质用的开关柜 (充 SF_6 柜)，年泄漏率为 1% 的安全期限较长，在运行中此值可适当放宽到 2% ，但应核算补气年限。

对 SF_6 不仅用作柜的绝缘，也用作灭弧介质，例如，环网柜中的负荷开关的这种情况应按 GIS 对待。但是，这种情况下的箱体体积和 SF_6 气体的量甚大于同电压等级 GIS 中的情况。目前，本文建议仍保持这一水平，但在运行中可适当放宽到 2% 。

d) 充氮柜的年泄漏率可定为 2% ，如加装吸附剂 (其数量应经过核算)，可放宽到 3% 。

T3 现场测试时可采用局部包扎法，即将法兰接口等外侧用塑料膜包扎后历时 5h 以上，每膜内 SF_6 含量 (体积比) 应不大于 30×10^{-6} 。亦可采用其他方法。

附录 U

(提示的附录)

低温下 SF_6 介质的绝缘强度

对低温 (液化) SF_6 介质绝缘强度的研究方法及其结论有下列各点可供参考：

U1 试验电压为工频电压及冲击电压。

U2 SF_6 状态包括完全气态、间隙有雾状凝结点 (温度降至液化点时) 以及液滴状态 (温度继续下降， SF_6 液化滴落在电极表面)。

U3 冷却方式有以 N_2 降温，试验装置 (缸及电极) 全部降温，或仅缸内电极处局部降温，最低温度 -40°C 。

U4 电极形状: 直径为 85mm 的逻戈斯基电极(表面光洁度 $15\mu\text{m}$), 间隙长 5~10mm, SF_6 压力 0.4~0.5MPa(20°C时, 表压); 极间是 SF_6 气体, 或有绝缘体(环氧树脂或瓷套表面)。

U5 试验方法为电压上升法, 进行 10 次破坏性试验(击穿)。

U6 试验结果描述。

将各种情况下的击穿电压值与理想气体空间绝缘的击穿电压值相比较(以后者为基准求标么值)。

在常温条件下, 由于表面光洁度与表面(沿面)放电的影响, 击穿电压值下降了 20%~50%。

在局部冷却(仅电极间冷却), SF_6 低温, 但无液滴条件下, 由于 SF_6 在极间呈游动状态, 与常温相比, 击穿电压值没有降低。

在电极间存在 SF_6 液滴条件下, 这又分为下述两种状态:

- 只是极间局部冷却, 击穿电压与常温时相比不但没有降低, 反而有些提高;
- 罐体及电极全部冷却, 再进行极间降温, 仅击穿电压最低值稍有下降。

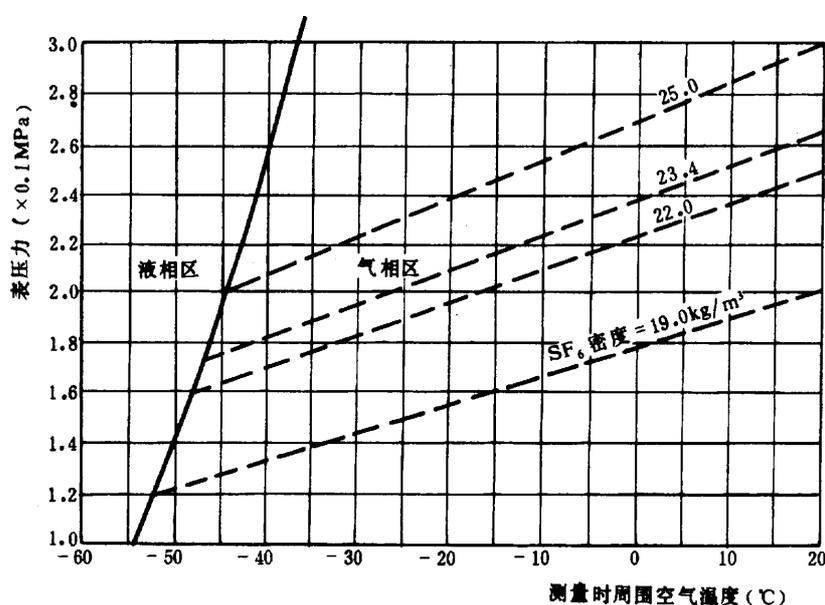


图 U1 SF_6 气态—液态图谱

U7 分析意见

试验表明, 即使 SF_6 液滴存在, 其绝缘性能几乎不下降, 反而有升高的情况。分析是: 当发生局部液化, 气态部分的密度下降。因此, 这一部分绝缘的击穿电压较低, 但已液化处的周围, SF_6 密度不但不下降, 反而上升。此外, SF_6 液滴处电场集中(达 1.4~1.8 倍), 但在其他处成为纯粹的气体间隙。液化后的 SF_6 液体在电极上形成覆盖层, 这使击穿电压稍有上升。

U8 结论

a) 在实用电极上, 存在 SF_6 液滴时, 绝缘性能较之常温下并不下降。

b) 如果只是温度下降, 在液化之前, SF_6 密度不下降, 绝缘能力不变(SF_6 气态—液态图谱如图 U1 所示, 当起始压力确定后, 气温下降时, SF_6 气体参数沿虚线下降, 与实线相交时液化, 液化致使 SF_6 分压力下降, 因而一部分 SF_6 仍保持为气态)。

c) 上述试验结果引用于数十厘米长间隙时, 液滴的影响更小一些。

d) 一般来说, 在没有采暖的情况下, 户内、户外的温度差别可按 10K 考虑。

e) 大型设备在极端周围空气温度低限时, 其内部温度是否能达到最低值应考虑大型设备热时间常数的影响(滞后性质)。

