

国家电网公司



STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

发电厂并网运行安全性评价 查评依据

国家电网公司 编



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

发电厂并网运行安全性评价 查评依据

国家电网公司 编



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

内 容 提 要

本书为《发电厂并网运行安全性评价》(简评《评价》)一书的补充本,是对发电厂并网运行进行安全性评价的查评依据。本书按《评价》的顺序排序,并给出查评依据的出处和具体条款,以方便广大读者在使用时查阅。本书主要内容包括与发电厂并网运行有关的电气一次设备和电气二次设备等,为发电厂并网运行提供了较详实的依据。

本书不仅可供发电厂各级生产领导干部和专业人员在安全性评价中阅读使用,也可供开展安全检查和车间、班组技术培训中参考使用。

发电厂并网运行安全性评价查评依据

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

北京红光印刷厂印刷

2004年2月第一版 2004年2月北京第一次印刷
787毫米×1092毫米 16开本 14.25印张 348千字
印数 0001—5000册

书号 155083·940 定价 36.00元

版 权 专 有 翻 印 必 究

(本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换)



使 用 说 明

1. 本书按照《发电厂并网安全性评价》评价项目的序号编排。

2. 为检索方便，在编排上评价项目序号采用黑体字，引用标准名称或反事故技术措施名称用楷体，引用标准内容或反措条目内容一律用原文字体、字号。

3. 同一评价项目的依据，按各有关标准和反措内容分别集中编排，且同一标准或反措的有关内容仍按原条文序号编排（但可能有因未选造成空号）。因此，同一标准或反措的有关内容的先后顺序可能与依据不同，使用时请注意对同一评价项目的依据进行全面浏览，以免遗漏。

4. 查评时，若本书引用的标准或反措已经修订或作废，请以新的标准或反措为准。标准之间有矛盾时，一般以颁发日期较后者为准。

5. 本书引用的部分查评依据是根据当时特定的事故或技术条件制定的，在使用时可根据查评时本单位技术水平和安全管理政策具体掌握。

6. 有些评价项目的评价依据，由于无全国统一的反事故措施，本书引用了部分地方性标准或反措，作为有关单位评价时参考。

7. 引用的标准内容中又提出参见其他标准的，一般不再编入本书。

主 编：张丽英

副 主 编：余卫国 周吉安 张国威

编写人员：赵 鹏 王金萍 樊凤林 刘发旺 张国权 王天君
 石玉衡 卢之桢 蔡新华 苏为民 张 洁 段 南

目录

使用说明

1. 总则	1
2. 必备项目	1
3. 评价项目	48
3.1 电气一次设备	48
3.1.1 发电机	48
3.1.2 主变压器和高压并联电抗器	71
3.1.3 外绝缘和构架	92
3.1.4 过电压保护和接地	98
3.1.5 高压电器设备	120
3.1.6 站用配电系统	164
3.1.7 防误操作技术措施	166
3.2 电气二次设备	169
3.2.1 励磁系统	169
3.2.2 继电保护及安全自动装置	175
3.2.3 调度自动化	184
3.2.4 通信	189
3.2.5 直流系统	213

1 总则 (略)

2 必备项目

2.1 本条必备项目 (见《发电厂并网运行安全性评价》, 简称《评价》) 的查评依据如下。

【依据 1】《220~500kV 变电所设计技术规程》(SDJ 2—1988)。

第四章 电 气 部 分

第 1 节 主变压器和并联电抗器

第 4.1.1 条 主变压器容量和台数的选择, 应根据《电力系统设计技术规程》SDJ161—1985 有关规定和审批的电力系统规划设计决定。凡装有两台 (组) 及以上主变压器的变电所, 其中一台 (组) 事故停运后, 其余主变压器的容量应保证该所全部负荷的 70%, 在计及过负荷能力后的允许时间内, 应保证用户的一级和二级负荷。如变电所有其他电源能保证变压器停运后用户的一级负荷, 则可装设一台主变压器。

第 4.1.2 条 与电力系统连接的 220~330kV 变压器, 若不受运输条件的限制, 应选用三相变压器。500kV 主变压器选用三相或单相, 应根据该变电所在系统中的地位、作用、可靠性要求和制造条件、运输条件等, 经技术经济比较确定。当选用单相变压器组时, 可根据系统和设备情况确定是否装设备用相; 此时, 也可根据变压器参数、运输条件和系统情况, 在一个地区设置一台备用相。

第 4.1.3 条 根据电力负荷发展及潮流变化, 结合系统短路电流、系统稳定、系统继电保护、对通信线路的危险影响、调相调压和设备制造等具体条件允许时, 应采用自耦变压器。当自耦变压器第三绕组接有无功补偿设备时, 应根据无功功率潮流, 校核公用绕组的容量。

第 4.1.4 条 220~330kV 具有三种电压的变电所中, 如通过主变压器各侧绕组的功率均达到该变压器额定容量的 15% 以上, 或者第三绕组需要装设无功补偿设备时, 均宜采用三绕组变压器。对深入市区的城市电力网变电所, 结合城市供电规划, 为简化变压层次和接线, 也可采用双绕组变压器。

第 4.1.5 条 330~500kV 并联电抗器的容量和台数, 应首先考虑限制工频过电压的需要, 并结合限制潜供电流, 防止自励磁, 同期并列及无功平衡等方面的要求, 进行技术经济综合论证。当需要装设备用相时, 也可根据电抗器的参数、运输条件和系统情况, 在一个地区设置一台。

第 4.1.6 条 主变压器调压方式的选择, 应符合《电力系统设计技术规程》SDJ161 的有关规定。当 500kV 变压器采用有载调压时, 应经过技术经济论证。

第 2 节 电气主接线

第 4.2.1 条 变电所的电气主接线应根据该变电所在电力系统中的地位、变电所的规划

容量、负荷性质、线路、变压器连接元件总数、设备特点等条件确定。并应综合考虑供电可靠、运行灵活、操作检修方便、投资节约和便于过渡或扩建等要求。

第 4.2.2 条 330~500kV 配电装置的最终接线方式，当线路、变压器等连接元件总数为 6 回及以上，且变电所在系统中居有重要地位时，宜通过技术经济比较确定采用一个半断路器或双母线分段带旁路母线的接线。

当采用一个半断路器接线时，宜将电源回路与负荷回路配对成串，同名回路配置在不同串内。

当采用双母线分段带旁路母线接线时，宜将电源回路与负荷回路均匀配置在各段母线上。线路、变压器连接元件总数为 6~7 回时，在一条主母线上装设分段断路器，并装设两台母联兼旁路断路器；元件总数为 8 回及以上时，在两条主母线上装设分段断路器，除装设两台母联兼旁路断路器外，还应预留装设一台旁路断路器的位置。

第 4.2.3 条 330~500kV 配电装置最终出线回路数为 3~4 回时，宜采用线路有两台断路器、变压器直接与母线连接的“变压器母线组”接线。

第 4.2.4 条 220kV 变电所中的 110kV 配电装置，当出线回路数在 6 回以下时宜采用单母线或分段单母线接线，6 回及以上时，宜采用双母线接线。220kV 终端变电所的配电装置，当能满足运行要求时，宜采用断路器较少的或不用断路器的接线，如线路变压器组或桥形接线等。当能满足电力系统继电保护要求时，也可采用线路分支接线。220kV 配电装置出线在 4 回及以上时，宜采用双母线或其他接线。

500kV 变电所中的 220kV 配电装置，可采用双母线，技术经济合理时，也可采用一个半断路器接线。当采用双母线，且出线和变压器等连接元件总数为 10~14 回时，可在一条主母线上装设分段断路器；15 回及以上时，在两条主母线上装设分段断路器。

采用双母线或单母线的 110~220kV 配电装置，当断路器为少油（或压缩空气）型时，除断路器有条件停电检修外，应设置旁路母线。当 110kV 出线回路数为 6 回及以上，220kV 出线为 4 回及以上时，可装设专用旁路断路器。

第 4.2.5 条 35~63kV 配电装置，当出线回路数为 4~7 回时，宜采用单母线或分段单母线，8 回及以上时采用双母线，除断路器允许停电检修外，可设置旁路隔离开关或旁路母线。当出线为 8 回及以上时，也可装设专用的旁路断路器。

第 4.2.6 条 凡设有旁路母线的 63~500kV 配电装置，主变压器回路中的断路器均宜接入旁路母线。

第 4.2.7 条 110~220kV 母线避雷器和电压互感器，宜合用一组隔离开关，330~500kV 避雷器不应装设隔离开关。

安装在出线上的耦合电容器、电压互感器以及接在变压器引出线或中性点上的避雷器，不应装设隔离开关。

在一个半断路器接线中，前两串的线路和变压器出口处应装设隔离开关。

第 4.2.8 条 各级电压配电装置，初期回路数较少时，应采用断路器数量较少的简化接线，但在布置上应考虑过渡到最终接线方便。

第 4.2.9 条 330~500kV 并联电抗器回路不宜装设断路器或负荷开关，如需装设，应根据其用途及运行方式等因素确定。

第 4.2.10 条 当 330~500kV 变电所低压侧无功补偿设备为并联电容器、电抗器时，

可采用单母线，各变压器低压侧母线之间不作连接。

第3节 所用电

第4.3.1条 变电所宜从主变压器低压侧，分别引接两台容量相同可互为备用的所用工作变压器。每台工作变压器的容量按全所计算负荷选择。只有一台主变压器时，其中一台所用变压器宜从所外电源引接。

第4.3.2条 330~500kV 变电所的主变压器为两台（组）及以上时。所用工作变压器的台数不宜少于两台，并应装设一台专用的所用备用变压器，其容量与工作变压器相同，电源宜从所外可靠电源引接。

第4.3.3条 所用电母线采用按工作变压器划分的单母线接线，各所用变压器之间不考虑并列运行要求，向同一负荷供电的两个回路应分接在不同的母线上。

正常运行方式下，所用电母线电压波动在允许范围内时，所用变压器可不采用有载调压方式。

第4.3.4条 配电装置内应设有固定的检修电源。

第4.3.5条 当远动及所内自动化需要时，变电所应装设一套不停电电源系统（UPS）作为远动和所内微机监测的可靠备用电源。

第14节 电缆选择与敷设

第4.14.1条 变电所电缆选择与敷设的设计，应符合现行的《发电厂、变电所电缆选择与敷设设计技术规程》SDJ26的要求。

第4.15.1条 变电所过电压保护和接地的设计，应符合现行的《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T 620—1997）和《交流电气装置的接地》（DL/T 621—1997）的要求。

【依据2】《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB 50060—1992）。

内容略。

【依据3】根据所在地区电网的有关规定执行。

【依据4】《交流高压断路器参数选用导则》（DL/T 615—1997）。

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。

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，

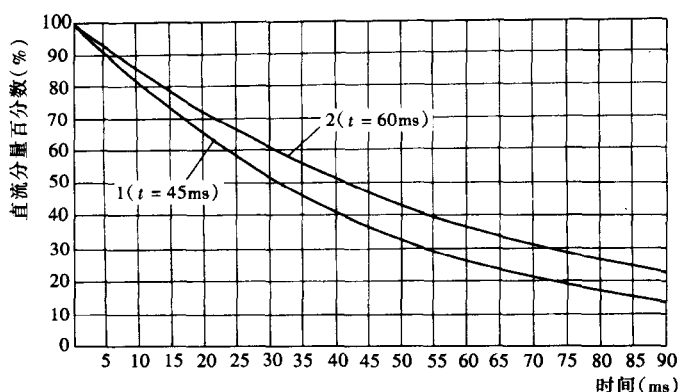


图 1 系统短路电流中的直流分量

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—1991, 19.10)、近区故障下的试验方式 (DL/T 402—1991, 20) 和临界开断电流特性 (DL/T 402—1991, 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—1991 中 4.11 的表 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)。

2.2 本条必备项目 (见《评价》) 的查评依据如下。

【依据】《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》(国电发 [2000] 589 号)。

17 防止接地网事故

17.1 根据地区短路容量的变化,应校核接地装置(包括设备接地引下线)的热稳定容量,并根据短路容量的变化及接地装置的腐蚀程度对接地装置进行改造。对于变电所中的不接地、经消弧线圈接地、经低阻或高阻接地系统,必须按异点两相接地校核接地装置的热稳定容量。

17.7 变压器中性点应有两根与主接地网不同地点连接的接地引下线,且每根接地引下线均应符合热稳定的要求。重要设备及设备架构等宜有两根与主接地网不同地点连接的接地引下线,且每根接地引下线均应符合热稳定的要求。连接引线应便于定期进行检查测试。

2.3 本条评价项目(变压器及高压并联电抗器)的查评依据如下。

【依据1】《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》(GB 50150—1991)。

第六章 电力变压器

第 6.0.1 条 电力变压器的试验项目,应包括下列内容:

- 一、测量绕组连同套管的直流电阻;
- 二、检查所有分接头的变压比;
- 三、检查变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性;
- 四、测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数;
- 五、测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\tan\delta$;
- 六、测量绕组连同套管的直流泄漏电流;
- 七、绕组连同套管的交流耐压试验;
- 八、绕组连同套管的局部放电试验;
- 九、测量与铁芯绝缘的各紧固件及铁芯接地线引出套管对外壳的绝缘电阻;
- 十、非纯瓷套管的试验;
- 十一、绝缘油试验;
- 十二、有载调压切换装置的检查 and 试验;
- 十三、额定电压下的冲击合闸试验;
- 十四、检查相位;
- 十五、测量噪声。

注:①1600kVA 以上油浸式电力变压器的试验,应按本条全部项目的规定进行。

②1600kVA 及以下油浸式电力变压器的试验,可按本条的第一、二、三、四、七、九、十、十一、十二、十四款的规定进行。

③干式变压器的试验,可按本条的第一、二、三、四、七、九、十二、十三、十四款的规定进行。

④变流、整流变压器的试验,可按本条的第一、二、三、四、七、九、十一、十二、十三、十四款的规定进行。

⑤电炉变压器的试验,可按本条的第一、二、三、四、七、九、十、十一、十二、十三、十四款的规定进行。

⑥电压等级在 35kV 及以上的变压器,在交接时,应提交变压器及非纯瓷套管的出厂试验记录。

第 6.0.2 条 测量绕组连同套管的直流电阻,应符合下列规定:

一、测量应在各分接头的所有位置上进行；

二、1600kVA 及以下三相变压器，各相测得值的相互差值应小于平均值的 4%，线间测得值的相互差值应小于平均值的 2%；1600kVA 以上三相变压器，各相测得值的相互差值应小于平均值的 2%；线间测得值的相互差值应小于平均值的 1%；

三、变压器的直流电阻，与同温下产品出厂实测数值比较，相应变化不应大于 2%；

四、由于变压器结构等原因，差值超过本条第二款时，可只按本条第三款进行比较。

第 6.0.3 条 检查所有分接头的变压比，与制造厂铭牌数据相比应无明显差别，且应符合变压比的规律；绕组电压等级在 220kV 及以上的电力变压器，其变压比的允许误差在额定分接头位置时为 $\pm 0.5\%$ 。

第 6.0.4 条 检查变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性，必须与设计要求及铭牌上的标记和外壳上的符号相符。

第 6.0.5 条 测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数，应符合下列规定：

一、绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的 70%。

二、当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，可按表 6.0.5 换算到同一温度时的数值进行比较。

表 6.0.5 油浸式电力变压器绝缘电阻的温度换算系数

温度差	K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数	A	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

注 表中 K 为实测温度减去 20℃ 的绝对值。

当测量绝缘电阻的温度差不是表中所列数值时，其换算系数 A 可用线性插入法确定，也可按下述公式计算：

$$A = 1.5^{K/10} \quad (6.0.5-1)$$

校正到 20℃ 时的绝缘电阻值可用下述公式计算：

当实测温度为 20℃ 以上时：

$$R_{20} = AR_t \quad (6.0.5-2)$$

当实测温度为 20℃ 以下时：

$$R_{20} = R_t/A \quad (6.0.5-3)$$

式中 R_{20} ——校正到 20℃ 时的绝缘电阻值 ($M\Omega$)；

R_t ——在测量温度下的绝缘电阻值 ($M\Omega$)。

三、变压器电压等级为 35kV 及以上，且容量在 4000kVA 及以上时，应测量吸收比。吸收比与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不应小于 1.3。

四、变压器电压等级为 220kV 及以上且容量为 120MVA 及以上时，宜测量极化指数。测得值与产品出厂值相比，应无明显差别。

第 6.0.6 条 测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\tan\delta$ ，应符合下列规定：

一、当变压器电压等级为 35kV 及以上，且容量在 8000kVA 及以上时，应测量介质损

耗角正切值 $\operatorname{tg} \delta$;

二、被测绕组的 $\operatorname{tg} \delta$ 值不应大于产品出厂试验值的 130 %;

三、当测量时的温度与产品出厂试验温度不符合时, 可按表 6.0.6 换算到同一温度时的数值进行比较。

表 6.0.6 介质损耗角正切值 $\operatorname{tg} \delta$ (%) 温度换算系数

温度差 K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
换算系数 A	1.15	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.9	3.3	3.7

注 表中 K 为实测温度减去 20℃ 的绝对值。

当测量时的温度差不是表中所列数值时, 其换算系数 A 可用线性插入法确定, 也可按下述公式计算:

$$A = 1.3^{K/10} \tag{6.0.6-1}$$

校正到 20℃ 时的介质损耗角正切值可用下述公式计算:

当测量温度在 20℃ 以上时:

$$\operatorname{tg} \delta_{20} = \operatorname{tg} \delta_t / A \tag{6.0.6-2}$$

当测量温度在 20℃ 以下时:

$$\operatorname{tg} \delta_{20} = A \operatorname{tg} \delta_t \tag{6.0.6-3}$$

式中 $\operatorname{tg} \delta_{20}$ ——校正到 20℃ 时的介质损耗角正切值;

$\operatorname{tg} \delta_t$ ——在测量温度下的介质损耗角正切值。

第 6.0.7 条 测量绕组连同套管的直流泄漏电流, 应符合下列规定:

一、当变压器电压等级为 35kV 及以上, 且容量在 10000kVA 及以上时, 应测量直流泄漏电流;

二、试验电压标准应符合表 6.0.7 的规定。当施加试验电压达 1min 时, 在高压端读取泄漏电流。泄漏电流值不宜超过本标准附录三的规定。

表 6.0.7 油浸式电力变压器直流泄漏试验电压标准

绕组额定电压 (kV)	6~10	20~35	63~330	500
直流试验电压 (kV)	10	20	40	60

注 ①绕组额定电压为 13.8kV 及 15.75kV 时, 按 10kV 级标准; 18kV 时, 按 20kV 级标准。

②分级绝缘变压器仍按被试绕组电压等级的标准。

第 6.0.8 条 绕组连同套管的交流耐压试验, 应符合下列规定:

一、容量为 8000kVA 以下、绕组额定电压在 110kV 以下的变压器, 应按本标准附录一试验电压标准进行交流耐压试验;

二、容量为 8000kVA 及以上、绕组额定电压在 110kV 以下的变压器, 在有试验设备时, 可按本标准附录一试验电压标准进行交流耐压试验。

第 6.0.9 条 绕组连同套管的局部放电试验，应符合下列规定：

一、电压等级为 500kV 的变压器宜进行局部放电试验，实测放电量应符合下列规定：

1. 预加电压为 $\sqrt{3} U_m / \sqrt{3} = U_m$ 。

2. 测量电压在 $1.3 U_m / \sqrt{3}$ 下，时间为 30min，视在放电量不宜大于 300pC。

3. 测量电压在 $1.5 U_m / \sqrt{3}$ 下，时间为 30min，视在放电量不宜大于 500pC。

4. 上述测量电压的选择，按合同规定。

注： U_m 均为设备的最高电压有效值。

二、电压等级为 220 及 330kV 的变压器，当有试验设备时宜进行局部放电试验。

三、局部放电试验方法及在放电量超出上述规定时的判断方法，均按现行国家标准《电力变压器》中的有关规定进行。

第 6.0.10 条 测量与铁芯绝缘的各紧固件及铁芯接地线引出套管对外壳的绝缘电阻，应符合下列规定：

一、进行器身检查的变压器，应测量可接触到的穿芯螺栓、轭铁夹件及绑扎钢带对铁轭、铁芯、油箱及绕组压环的绝缘电阻。

二、采用 2500V 兆欧表测量，持续时间为 1min，应无闪络及击穿现象。

三、当轭铁梁及穿芯螺栓一端与铁芯连接时，应将连接片断开后进行试验。

四、铁芯必须为一点接地；对变压器上有专用的铁芯接地线引出套管时，应在注油前测量其对外壳的绝缘电阻。

第 6.0.11 条 非纯瓷套管的试验，应按本标准第十五章“套管”的规定进行。

第 6.0.12 条 绝缘油的试验，应符合下列规定：

一、绝缘油试验类别应符合本标准表 19.0.2 的规定；试验项目及标准应符合表 19.0.1 的规定。

二、油中溶解气体的色谱分析，应符合下述规定：

电压等级在 63kV 及以上的变压器，应在升压或冲击合闸前及额定电压下运行 24h 后，各进行一次变压器器身内绝缘油的油中溶解气体的色谱分析。两次测得的氢、乙炔、总烃含量，应无明显差别。试验应按现行国家标准《变压器油中溶解气体分析和判断导则》进行。

三、油中微量水的测量，应符合下述规定：

变压器油中的微量水含量，对电压等级为 110kV 的，不应大于 20ppm；220～330kV 的，不应大于 15ppm；500kV 的，不应大于 10ppm。

注：上述 ppm 值均为体积比。

四、油中含气量的测量，应符合下述规定：

电压等级为 500kV 的变压器，应在绝缘试验或第一次升压前取样测量油中的含气量，其值不应大于 1%。

第 6.0.13 条 有载调压切换装置的检查 and 试验，应符合下列规定：

一、在切换开关取出检查时，测量限流电阻的电阻值，测得值与产品出厂数值相比，应无明显差别。

二、在切换开关取出检查时，检查切换开关切换触头的全部动作顺序，应符合产品技术条件的规定。

三、检查切换装置在全部切换过程中，应无开路现象；电气和机械限位动作正确且符合产品要求；在操作电源电压为额定电压的 85% 及以上时，其全过程的切换中应可靠动作。

四、在变压器无电压下操作 10 个循环。在空载下按产品技术条件的规定检查切换装置的调压情况，其三相切换同步性及电压变化范围和规律，与产品出厂数据相比，应无明显差别。

五、绝缘油注入切换开关油箱前，其电气强度应符合本标准表 19.0.1 的规定。

第 6.0.14 条 在额定电压下对变压器的冲击合闸试验，应进行 5 次，每次间隔时间宜为 5min，无异常现象；冲击合闸宜在变压器高压侧进行；对中性点接地的电力系统，试验时变压器中性点必须接地；发电机变压器组中间连接无操作断开点的变压器，可不进行冲击合闸试验。

第 6.0.15 条 检查变压器的相位必须与电网相位一致。

第 6.0.16 条 电压等级为 500kV 的变压器的噪声，应在额定电压及额定频率下测量，噪声值不应大于 80dB (A)，其测量方法和要求应按现行国家标准《变压器和电抗器的声级测定》的规定进行。

【依据 2】《电力设备预防性试验规程》(DL/T 596—1996) 表五的要求，详见评价项目 3.1.2.2 项查评依据。

【依据 3】《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》(GB 50150—1991)。

第 2.0.1 条 容量 6000kW 及以上的同步发电机及调相机的试验项目，应包括下列内容：

- 一、测量定子绕组的绝缘电阻和吸收比；
- 二、测量定子绕组的直流电阻；
- 三、定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量；
- 四、定子绕组交流耐压试验；
- 五、测量转子绕组的绝缘电阻；
- 六、测量转子绕组的直流电阻；
- 七、转子绕组交流耐压试验；

八、测量发电机或励磁机的励磁回路连同所连接设备的绝缘电阻，不包括发电机转子和励磁机电枢；

九、发电机或励磁机的励磁回路连同所连接设备的交流耐压试验，不包括发电机转子和励磁机电枢；

十、定子铁芯试验；

十一、测量发电机、励磁机的绝缘轴承和转子进水支座的绝缘电阻；

十二、测量埋入式测温计的绝缘电阻并校验温度误差；

十三、测量灭磁电阻器、自同期电阻器的直流电阻；

十四、测量超瞬态电抗和负序电抗；

十五、测量转子绕组的交流阻抗和功率损耗；

十六、测录三相短路特性曲线；

- 十七、测录空载特性曲线；
- 十八、测量发电机定子开路时的灭磁时间常数；
- 十九、测量发电机自动灭磁装置分闸后的定子残压；
- 二十、测量相序；
- 二十一、测量轴电压。

注：①容量 6000kW 以下、电压 1kV 以上的同步发电机应进行除第十四款以外的其余各款。

②电压 1kV 及以下的同步发电机不论其容量大小，均应按本条第一、二、四、五、六、七、八、九、十一、十二、十三、二十、二十一款进行试验。

③无起动电动机的同步调相机或调相机的起动电动机只允许短时运行者，可不进行本条第十六、十七款的试验。

【依据 4】《水轮发电机基本技术条件》(GB/T 7894—2001)。

6.4 水轮发电机现场主要交接试验项目应包括：

- a) 定子铁心磁化（铁损）试验（额定容量为 12.5MVA 及以下者根据用户需要决定）；
- b) 水直接冷却定子和转子绕组的水压、流量和检漏试验；
- c) 绕组对机壳及绕组相互间绝缘电阻的测定；
- d) 测温元件绝缘电阻的测定；
- e) 绕组在实际冷态下直流电阻的测定；
- f) 定子绕组对机壳直流耐电压试验；
- g) 绕组对机壳及绕组相互间工频交流耐电压试验；
- h) 定子绕组整体起晕电压试验（额定容量为 12.5MVA 及以下和额定电压为 6300V 以下者不试验）；
- i) 定子绕组对地电容电流测定（额定容量为 12.5MVA 及以下者不测）；
- j) 转子每个磁极交流阻抗的测定（额定容量为 12.5MVA 及以下者根据用户需要决定）；
- k) 轴承绝缘电阻的测定（滚动轴承无绝缘者不测）；
- l) 油-气-水系统试验（压力和功能试验）。

6.5 水轮发电机的起动试运行和性能试验的主要试验项目应包括：

- a) 轴承温度的测定；
- b) 振动测定；
- c) 动平衡校准（有必要时）；
- d) 过速试验；
- e) 相序测定；
- f) 轴电压测定（滚动轴承无绝缘者不测）；
- g) 短时过电流和升高电压试验；
- h) 空载特性的测定；
- i) 三相稳态短路特性的测定；
- j) 额定励磁电流和电压变化率的测定；
- k) 电压波形正弦性畸变率和电压谐波因数（THF）的测定；

- l) 甩负荷试验;
- m) 噪声水平测定;
- n) 绕组电抗和时间常数的测定 (仅对额定容量为 500kVA 以上的水轮发电机进行);
- o) 效率及损耗的测定 (发电机的推力轴承损耗, 只计入由发电机转动部分引起的那部分损耗);
- p) 温升试验;
- q) 过励及欠励调相运行试验 (可按用户要求进行);
- r) 三相突然短路试验 (可按用户要求进行);
- s) 飞逸转速试验 (可按用户要求进行)。

注: 其中 m) 项~s) 项为性能试验项目, 由用户选择一台机组在设备保证期限内的适当时机进行。

【依据 5】《进口水轮发电机 (发电/电动机) 设备技术规范》(DL/T 730—2000)。

6.4 现场常规试验项目应包括 (作为现场交接试验内容, 但不仅限于此):

- a) 定子铁心磁化试验 (当定子铁心在现场叠装时);
- b) 发电机定、转子绕组直流电阻测定;
- c) 发电机定、转子绕组绝缘电阻测定;
- d) 发电机定、转子绕组绝缘耐压试验, 包括定、转子绕组交流耐压和定子绕组直流耐压试验;
- e) 整机起晕电压试验;
- f) 转子每个磁极交流阻抗测定;
- g) 机组轴线校正盘车试验;
- h) 制动器强度和密封性能试验;
- i) 轴承绝缘电阻测定;
- j) 测温元件绝缘电阻测定;
- k) 推力轴承高压油顶起装置试验;
- l) 推力轴承、导轴承运行瓦温测定;
- m) 短路特性试验;
- n) 空载特性试验;
- o) 定子绕组匝间绝缘试验;
- p) 轴电压测定;
- q) 相序试验;
- r) 机组振动、摆度测定;
- s) 动平衡校准 (有必要时);
- t) 发电机定、转子间静态空气间隙测定;
- u) 波形畸变系数试验;
- v) 定子单相接地及对地电容电流测定;
- w) 电话谐波因数试验 (THF);
- x) 过速度试验;
- y) 甩负荷试验;