

中国南方电网有限责任公司企业标准

Q / CSG 1 0006—2004

电气操作导则

2004-03-01 发布

2004-06-01 实施

中国南方电网有限责任公司 发布

中国南方电网公司关于颁发《变电运行 管理标准》等十二项生产标准的通知

南方电网生[2004]3 号

超高压输变电公司、中国南方电网电力调度通信中心，各子公司：

为规范公司系统的安全生产行为，开展公司安全生产规范化建设，公司组织编制完成了《变电运行管理标准》等十二项生产标准，并经公司标准化委员会批准通过，现予以颁布，自二〇〇四年六月一日起执行。请各单位认真学习，遵照执行。

- 附件：1. 《变电运行管理标准》
2. 《架空线路及电缆运行管理标准》
 3. 《发电运行管理标准》
 4. 《变电站安健环设施标准》
 5. 《架空线路及电缆安健环设施标准》
 6. 《发电厂安健环设施标准》
 7. 《电气工作票技术规范》（发电、变电部分）
 8. 《电气工作票技术规范》（线路部分）
 9. 《电气操作导则》
 10. 《电力设备预防性试验规程》
 11. 《继电保护及安全自动装置检验条例》
 12. 《输变电设备状态评价标准》

南方电网公司筹备组（代章）
二〇〇四年二月十九日

目 次

前言

- 1 范围
- 2 规范性引用文件
- 3 术语和定义
 - 3.1 设备状态定义
 - 3.2 操作术语

- 3.3 事故及异常情况用语
- 4 电气操作原则
 - 4.1 一般原则
 - 4.2 调度操作原则
 - 4.3 断路器操作原则
 - 4.4 隔离开关操作原则
 - 4.5 母线操作原则
 - 4.6 线路操作原则
 - 4.7 变压器操作原则
 - 4.8 并联补偿电容器和电抗器操作原则
 - 4.9 500kV 线路并联电抗器操作原则
 - 4.10 接地装置的操作原则
 - 4.11 继电保护及安全自动装置操作原则
 - 4.12 验电接地原则
- 5 操作票规范
 - 5.1 操作票格式
 - 5.2 操作票填写说明
- 6 操作票执行
 - 6.1 填写操作票
 - 6.2 审查操作票
 - 6.3 执行操作票
 - 6.4 结束操作票
- 附录 A (规范性附录) 操作票执行流程图
- 附录 B (规范性附录) 操作票样式
- 附录 C (规范性附录) 常用语句示例

前 言

为把中国南方电网有限责任公司建设成为经营型、服务型、一体化、现代化的企业，实现南方电网统一开放、结构合理、技术先进、安全可靠的目标，确保南方电网连续、安全、稳定、可靠运行，按照中国南方电网有限责任公司管理思想现代化、管理制度规范化、管理手段信息化、管理机制科学化的要求，科学地建立和健全中国南方电网有限责任公司标准体系，指导和规范电气运行操作管理，实现电力企业管理标准化、科学化、现代化，加速技术进步和提高企业经济效益，特制定本标准。

本标准由中国南方电网有限责任公司生产技术部提出、起草、归口并解释。

本标准主要起草人：李涟叶、郭克、马辉、徐达明、陈永华、蒋琨、方珂、刘明、刘宏韧、陈忠益、李国强、王志燕。

本标准由中国南方电网有限责任公司标准化委员会批准。

本标准自 2004 年 6 月 1 日起实施。

执行中的问题和意见，请及时反馈给南方电网公司生产技术部。

电气操作导则

1 范围

1.1 本导则适用于中国南方电网有限责任公司系统调度、变电工作中的电气操作。中国南方电网有限责任公司所属发电厂参照执行。

1.2 中国南方电网有限责任公司系统的配电网络及用户变电站、自备发电厂的电气操作可参照本导则执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

中华人民共和国电力法

中华人民共和国安全生产法

DL 408—1991 电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）

DL 409—1991 电业安全工作规程（电力线路部分）

DL 558—1994 电业生产事故调查规程

DL 755—2001 电力系统安全稳定导则

DL / T 800—2001 电力企业标准编制规则

电力工业技术管理法规

电网调度管理条例

继电保护和电网安全自动装置现场工作保安规定

3 术语和定义

3.1 设备状态定义

3.1.1 一次设备状态

运行状态：是指设备或电气系统带有电压，其功能有效。母线、线路、断路器、变压器、电抗器、电容器及电压互感器等一次电气设备的运行状态，是指从该设备电源至受电端的电路接通并有相应电压（无论是否带有负荷），且控制电源、继电保护及自动装置正常投入。

热备用状态：是指该设备已具备运行条件，经一次合闸操作即可转为运行状态的状态。母线、变压器、电抗器、电容器及线路等电气设备的热备用是指连接该设备的各侧均无安全措施，各侧的断路器全部在断开位置，且至少一组断路器各侧隔离开关处于合上位置，设备继电保护投入，断路器的控制、合闸及信号电源投入。断路器的热备用是指其本身在断开位置、各侧隔离开关在合闸位置，设备继电保护及自动装置满足带电要求。

冷备用状态：是指连接该设备的各侧均无安全措施，且连接该设备的各侧均有明显断开点或可判断的断开点。

检修状态：是指连接设备的各侧均有明显的断开点或可判断的断开点，需要检修的设备已接地的状态，或该设备与系统彻底隔离，与断开点设备没有物理连接时的状态。在该状态下设备的保护和自动装置、控制、合闸及信号电源等均应退出。

3.1.2 二次设备状态

运行状态：是指其工作电源投入，出口连接片连接到指令回路的状态。

热备用状态：是指其工作电源投入，出口连接片断开时的状态。

冷备用状态：是指其工作电源退出，出口连接片断开时的状态。

检修状态：是指该设备与系统彻底隔离，与运行设备没有物理连接时的状态。

3.2 操作术语

3.2.1 电气操作

电气操作：是指将电气设备状态进行转换，一次系统运行方式变更，继电保护定值调整、装置的启停用，二次回路切换，自动装置投切、试验等所进行的操作执行过程的总称。常用电气操作如下：

a) 单一操作：是指一个操作项完成后，不再有其他相关联的电气操作。

b) 倒母线：是指双母线接线方式的变电站（开关站），将一组母线上的部分或全部线路、变压器切换到另一组母线上运行或热备用的操作。

c) 倒负荷：是指将线路（或变压器）负荷转移至其他线路（或变压器）供电的操作。

d) 并列：是指发电机（调相机）与电网或电网与电网之间在相序相同，且电压、频率允许的条件下并联运行的操作。

e) 解列：是指通过人工操作或保护及自动装置动作使电网中断路器断开，使发电机（调相机）脱离电网或电网分成两个及以上部分运行的过程。

f) 合环：是指将线路、变压器或断路器串构成的网络闭合运行的操作。

g) 同期合环：是指通过自动化设备或仪表检测同期后自动或手动进行的合环操作。

h) 解环：是指将线路、变压器或断路器串构成的闭合网络开断运行的操作。

i) 充电：是指使空载的线路、母线、变压器等电气设备带有标称电压的操作。

j) 核相：是指用仪表或其他手段核对两电源或环路相位、相序是否相同。

k) 定相：是指新建、改建的线路或变电站在投运前，核对三相标志与运行系统是否一致。

l) 代路：是指用旁路断路器代替其他断路器运行的操作。

3.2.2 调度指令

综合令：是指发令人说明操作任务、要求、操作对象的起始和终结状态，具体操作步骤和操作顺序项目由受令人拟订的调度指令。只涉及一个单位完成的操作才能使用综合令。

单项令：是指由值班调度员下达的单项操作的操作指令。

逐项令：是指根据一定的逻辑关系，按顺序下达的综合令或单项令。

3.2.3 操作票执行

操作票：是指进行电气操作的书面依据，包括调度指令票和变电操作票。

操作任务：是指根据同一个操作目的而进行的一系列相互关联、依次连续进行的电气操作过程。

双重命名：是指按照有关规定确定的电气设备中文名称和编号。

模拟预演（模拟操作）：是指为保障倒闸操作的正确和完整，在电网或电气设备进行倒闸操作前，将已拟定的操作票在模拟系统上按照已定操作程序进行的演示操作。

复诵：是指将对方说话内容进行的原文重复表述，并得到对方的认可。

唱票：是指监护人根据操作票内容（或事故处理过程中确定的操作内容）逐项朗诵操作指令，操作人朗声复诵指令并得到监护人认可的过程。

3.2.4 操作常用动词

合上：是指各种断路器（开关）、隔离开关通过人工操作使其由分闸位置转为合闸位置的操作。

断开：是指各种断路器（开关）、隔离开关通过人工操作使其由合闸位置转为分闸位置的操作。

装设地线：是指通过接地短路线使电气设备全部或部分可靠接地的操作。

拆除地线：是指将接地短路线从电气设备上取下并脱离接地的操作。

投入或停用、切换、退出：是指使继电保护、安全自动装置、故障录波装置、变压器有载调压分接头、消弧线圈分接头等设备达到指令状态的操作。

取下或投上：是指将熔断器退出或嵌入工作回路的操作。

插入或拔出：是指将二次插件嵌入或退出工作回路的操作。

悬挂或取下：是指将临时标示牌放置到指定位置或从放置位置移开的操作。

调整：是指变压器调压抽头位置或消弧线圈分接头切换的操作等。

3.3 事故及异常情况用语

3.3.1 事故及异常情况

过负荷：是指发电机、变压器及线路的电流超过额定值或规定的允许值。

冲击：是指系统中发电厂、变电站的电压、电流、功率、频率等参数发生的瞬间剧烈异常变化。

摆动：是指电网的功率、电压、电流、频率等参数往复变化。

振荡：是指电网并列运行的两部分或几部分间失去同期，电压、电流、功率、频率等参数发生大幅度有规律的摆动现象。

母线失压：是指因故障而导致母线电压为零。

全站失压：是指因故障而导致变电站各电压等级母线电压（不包括站用电）为零。

三相不平衡：是指三相电流（或电压）幅值不一致，且幅值差超过规定范围。

直流接地：是指直流系统中某一极对地绝缘降低超过允许值。

3.3.2 设备及装置动作

分闸：是指经人工操作，断路器由合闸位置转为断开位置。

跳闸：是指未经人工操作的断路器由合闸位置转为分闸位置。

断路器偷跳：是指断路器在没有操作、没有继电保护及安全自动装置动作的情况下的跳闸。

断路器拒动：是指断路器在继电保护及安全自动装置动作或在操作过程中拉合控制开关并发出指令的情况下拒绝动作。

保护及自动装置误动：是指继电保护及自动装置发出错误动作指令。

保护及自动装置拒动：是指电力系统故障时，继电保护及自动装置应发出指令而未发出指令的情况。

越级跳闸：是指电力系统故障时，应由保护整定优先跳闸的断路器来切除故障，但因故由其他断路器跳闸来切除故障，这样的跳闸行为称为越级跳闸。

断路器非全相跳（合）闸：是指断路器三相应同时动作而其中一相或两相未按指令动作的情况。

重合闸成功：是指断路器跳闸后，重合闸装置动作，断路器自动合上的过程。

重合闸不成功：是指断路器跳闸后，重合闸装置动作，断路器自动合上送电后，由自动装置再次动作跳闸的过程。

重合闸未动：是指重合闸装置投入，但不满足动作的相关技术条件，断路器跳闸后重合闸装置不动作。

重合闸拒动：是指重合闸装置投入，且满足动作的相关技术条件，但断路器跳闸后重合闸未动作。

停用重合闸：是指退出重合闸装置出口连接片并将相关转换开关投入到停用位置，或将重合闸控制方式转换为闭锁状态。

死开关：是指断路器保护及自动装置全部停用、控制电源断开、机构闭锁或人为锁定，使其不能跳闸的状态。

3.3.3 事故处理

事故处理：是指在发生危及人身、电网及设备安全的紧急状况或发生电网和设备事故时，为迅速解救人员、隔离故障设备、调整运行方式，以便迅速恢复正常运行操作过程。常用事故处理操作如下：

- a) 试送：是指电气设备故障经处理后的首次送电。
- b) 强送：是指电气设备故障后未经处理即行送电。
- c) 限电：是指限制用户部分用电负荷的措施。
- d) 拉闸限电：是指拉开供电线路断路器，强行停止供电的措施。
- e) 保安电：是指为保证人身和设备安全所需的最低限度电力供应。
- f) 开放负荷：是指恢复对拉闸限电、限电用户的正常供电。

4 电气操作原则

4.1 一般原则

4.1.1 电气操作应根据调度指令进行。紧急情况下，为了迅速消除电气设备对人身和设备安全的直接威胁，或为了迅速处理事故、防止事故扩大、实施紧急避险等，允许不经调度许可执行操作，但事后应尽快向调度汇报，并说明操作的经过及原因。

4.1.2 发布和接受操作任务时，必须互报单位、姓名，使用规范术语、双重命名，严格执行复诵制，双方录音。

4.1.3 下列情况可以不填用操作票：

- a) 事故处理；
- b) 拉开、合上断路器、二次空气开关、二次回路开关的单一操作；
- c) 投上或取下熔断器的单一操作；
- d) 投、切保护（或自动装置）的一块连接片或一个转换开关；
- e) 拉开全厂（站）惟一合上的一组接地开关（不包含变压器中性点接地开关）或拆除全厂（站）仅有的一组使用的接地线；

- f) 寻找直流系统接地或摇测绝缘;
- g) 变压器、消弧线圈分接头的调整。

4.1.4 雷电时禁止进行户外操作（远方操作除外）。

4.1.5 电气操作应尽可能避免在交接班期间进行，如必须在交接班期间进行者，应推迟交接班或操作告一段落后再进行交接班。

4.1.6 禁止不具备资格的人员进行电气操作。

4.1.7 电气设备转入热备用前，继电保护必须按规定投入。

4.1.8 电网解列操作时，应首先平衡有功与无功负荷，将解列点有功功率调整接近于零，电流调整至最小，使解列后两个系统的频率、电压波动在允许范围内。

4.1.9 电网并列操作必须满足以下三个条件：

- a) 相序、相位一致；
- b) 频率相同，偏差不得大于 0.2Hz；
- c) 电压相等，调整困难时，500kV 电压差不得大于 10%，220kV 及以下电压差不得大于 20%。

4.1.10 相位相同方可进行合环操作。

4.1.11 合、解环操作不得引起元件过负荷和电网稳定水平的降低。

4.1.12 合环时 500kV 的电压差一般不应超过额定电压 10%，220kV 电压差不应超过额定电压 20%。合环操作一般应检查同期合环，有困难时应启用合环断路器的同期装置检查相角差。合环时相角差 220kV 一般不应超过 25°，500kV 一般不应超过 20°。

4.1.13 操作票实行“三审”制度：操作票填写人自审、监护人初审、值班负责人复审。三审后的操作票在取得正式操作令后执行。

4.1.14 一次设备不允许无保护运行。一次设备带电前，保护及自动装置应齐全且功能完好、整定值正确、传动良好、连接片在规定位置。

4.1.15 系统运行方式和设备运行状态的变化将影响保护的工作条件或不满足保护的工作原理，从而有可能引起保护误动时，操作之前应提前停用这些保护。

4.1.16 倒闸操作前应充分考虑系统中性点的运行方式，不得使 110kV 及以上系统失去接地点。

4.1.17 原则上不允许在无防误闭锁装置或防误闭锁装置解锁状态下进行倒闸操作，特殊情况下解锁操作须经变电运行部门主管领导批准，操作前应检查防误闭锁装置电源在投入位置。

4.1.18 多回并列线路，若其中一回需停电，应考虑保护及自动装置的调整，且在未断开断路器前，必须检查其余回线负荷分配，确保运行线路不过负荷。

4.2 调度操作原则

4.2.1 电网的电气操作应根据调度管辖范围的划分，实行分级管理。各级调度对其调度管辖范围内的设备发布调度操作指令，下级调度机构的值班调度员未经许可不得对上级调度机构调度管辖的设备发布操作指令。

特殊情况下，上级调度机构的值班调度员可对下级调度机构管辖的设备直接发布操作指令，但事后应及时通知下级调度机构的值班人员。下级调度机构的操作对上级调度机构所管辖设备运行或电网安全有影响的，必须得到上级调度机构许可方能进行操作；上级调度机构的操作对下级调度管辖系统有影响时，上级调度在操作前应通知下级调度值班人员。

4.2.2 除事故处理外，对于一个操作任务，凡涉及两个及以上单位共同配合，并按一定逻辑关系才能进行的操作。或虽只涉及一个单位，但对系统运行方式有重大影响的复杂操作，均应使用调度操作指令票且必须使用逐项令。

4.2.3 值班调度员在进行倒闸操作前应充分了解电网运行方式，了解操作对潮流变化、继电保护、安全自动装置、通信以及调度自动化的影响。并认真考虑以下方面：

- a) 接线方式改变后的正确性，电网有功、无功功率与负荷的平衡及必要的备用容量，潮流变化后是否会引起某一元件的过负荷。

- b) 操作时所引起的功率、电流、电压和频率的变化，对电网稳定的影响，网络解列时出现的非同期点，对重要用户供电电源的改变，并把改变后的运行方式事先通知有关单位，以便考虑防止事故的对策。

- c) 对继电保护、安全自动装置和电能计量装置的影响。

d) 对电力通信和调度自动化系统的影响。

e) 雷雨季节应注意网络开口点的防雷保护是否配合。

f) 对 500kV 系统的操作，应尽量防止工频过电压的发生；220kV 及以下系统的操作应防止谐振过电压的发生。

4.2.4 调度电气操作必须由两人进行，其中一人监护，一人执行。一般情况下由副值调度员发布指令（执行），正值调度员负责监护。

4.2.5 线路检修时，线路各端应合上接地开关或装设接地线。线路工作结束时，值班调度员应查明所有工作人员（含用户工作人员）确已全部撤离现场，工作地区所有安全措施确已拆除，方可下令对线路进行送电操作。

4.2.6 调度管辖范围内继电保护和安全自动装置及其通道的投入和停用，需经值班调度员下令后方可进行操作。

4.3 断路器操作原则

4.3.1 断路器允许断开、合上额定电流以内的负荷电流及切断额定遮断容量以内的故障电流。

4.3.2 断路器控制电源必须待其回路有关隔离开关全部操作完毕后才退出，以防止误操作时失去保护电源。

4.3.3 断路器分闸操作时，若发现断路器非全相分闸，应立即合上该断路器。断路器合闸操作时，若发现断路器非全相合闸，应立即拉开该断路器。

4.3.4 用旁路断路器代路前，旁路断路器保护应按所代断路器保护正确投入，且保护定值与被带断路器相符。在合旁路断路器后，先退出被带线路重合闸，后投入旁路断路器重合闸。

旁路断路器代路操作，应先用旁路断路器对旁路母线充电一次，正常后断开，再用被代断路器的旁路隔离开关对旁路母线充电，最后用旁路断路器合环。

旁路断路器代主变压器断路器运行，旁路断路器电流互感器与主变压器电流互感器转换前退出主变压器差动保护连接片。代路完成后投入主变压器差动保护及其他保护和自动装置跳旁路断路器连接片。

使用母联兼旁路断路器代替其他断路器时，应考虑母线运行方式改变前后母联断路器继电保护和母线保护整定值的正确配合。

进行无旁路断路器的代路操作时，应将经操作隔离开关所闭合环路的所有断路器改为死开关。

4.3.5 下列情况下，必须停用断路器自动重合闸装置：

- a) 重合闸装置异常时；
- b) 断路器灭弧介质及机构异常，但可维持运行时；
- c) 断路器切断故障电流次数超过规定次数时；
- d) 线路带电作业要求停用自动重合闸装置时；
- e) 线路有明显缺陷时；
- f) 对线路充电时；
- g) 其他按照规定不能投重合闸装置的情况。

4.3.6 发生拒动的断路器未经处理不得投入运行或列为备用。

4.3.7 若发现操作 SF₆ 断路器漏气时，应立即远离现场（戴防毒面具、穿防护服除外）。室外应远离漏气点 10m 以上，并处在上风口；室内应撤至室外。

4.3.8 手车式断路器的机械闭锁应灵活、可靠，禁止将机械闭锁损坏的手车式断路器投入运行或列为备用。

4.3.9 禁止用装有电抗器的分段断路器代替母联断路器倒母线。

4.3.10 在进行操作的过程中，遇有断路器跳闸时，应暂停操作。

4.4 隔离开关操作原则

4.4.1 禁止用隔离开关拉合带负荷设备或带负荷线路。

4.4.2 禁止用隔离开关拉开、合上空载主变压器。

4.4.3 允许使用隔离开关进行下列操作：

- a) 拉开、合上无故障的电压互感器及避雷器；
- b) 在系统无故障时，拉开、合上变压器中性点接地开关；
- c) 拉开、合上无阻抗的环路电流；

d) 用屋外三联隔离开关可拉开、合上电压在 10kV 及以下，电流在 9A 以下的负荷电流；超过上述范围时，必须经过计算、试验，并经主管单位总工程师批准。

4.4.4 单相隔离开关和跌落式熔断器的操作顺序：

a) 三相水平排列者，停电时应先拉开中相，后拉开边相；送电操作顺序相反。

b) 三相垂直排列者，停电时应从上到下拉开各相；送电操作顺序相反。

4.4.5 禁止用隔离开关拉开、合上故障电流。

4.4.6 禁止用隔离开关将带负荷的电抗器短接或解除短接。

4.4.7 电压互感器停电操作时，先断开二次空气开关（或取下二次熔断器），后拉开一次隔离开关。送电操作顺序相反。一次侧未并列运行的两组电压互感器，禁止二次侧并列。

4.4.8 隔离开关操作前，必须投入相应断路器控制电源。

4.4.9 手动操作隔离开关时，必须戴绝缘手套，雨天室外操作应使用带防雨罩的绝缘棒、穿绝缘靴。接地网电阻不符合要求的，晴天也应穿绝缘靴。

4.5 母线操作原则

4.5.1 母线操作时，应根据继电保护的要求调整母线差动保护运行方式。

4.5.2 母线停、送电操作时，应做好电压互感器二次切换，防止电压互感器二次侧向母线反充电。

4.5.3 用母联断路器对母线充电时，应投入母联断路器充电保护，充电正常后退出充电保护。

4.5.4 倒母线应考虑各组母线的负荷与电源分布的合理性。

4.5.5 对于曾经发生谐振过电压的母线，必须采取防范措施才能进行倒闸操作。

4.5.6 倒母线操作，应按规定投退和转换有关线路保护及母差保护，倒母线前应将母联断路器设置为死开关。

4.5.7 运行设备倒母线操作时，母线隔离开关必须按“先合后拉”的原则进行。

4.5.8 仅进行热备用间隔设备的倒母线操作时，应先将该间隔操作到冷备用状态，然后再操作到另一组母线热备用。这样的操作不应将母联断路器设置为死开关。

4.5.9 在停母线操作时，应先断开电压互感器二次空气开关或熔断器，再拉开一次隔离开关。

4.5.10 母线断路器停电，应按照拉开母联断路器、拉开停电母线侧隔离开关、拉开运行母线侧隔离开关顺序进行操作。

4.5.11 对母线充电的操作，一般情况下应带电压互感器直接进行充电操作，有以下几种方式：

a) 用母联断路器进行母线充电操作，应投入母线充电保护，母联断路器隔离开关的操作遵循先合电源侧隔离开关的原则；

b) 用主变压器断路器对母线进行充电；

c) 用线路断路器或旁路断路器（本侧或对侧）对母线充电。

4.5.12 两组母线的并、解列操作必须用断路器来完成。

4.6 线路操作原则

4.6.1 线路送电操作顺序，应先合上母线侧隔离开关，后合上线路侧隔离开关，再合上断路器。500kV 11/2 接线方式，线路送电时一般应先合上母线侧断路器，后合中间断路器；停电时操作顺序相反。一般应选择大电源侧作为充电侧，停电时顺序相反。

4.6.2 线路停送电时，应防止线路末端电压超过额定电压的 1.9 倍，持续时间不超过 20min。

4.6.3 500kV 线路停电应先拉开装有并联高压电抗器的一侧断路器，再拉开另一侧断路器，送电时则相反。无并联高压电抗器时，应根据线路充电功率对系统的影响选择适当的停、送电端。避免装有并联高压电抗器的 500kV 线路不带并联高压电抗器送电。

4.6.4 多端电源的线路停电检修时，必须先拉开各端断路器及相应隔离开关，然后方可装设接地线或合上接地开关，送电时顺序相反。

4.6.5 220kV 及以上电压等级的长距离线路送电操作时，线路末端不允许带空载变压器。

4.6.6 用小电源向线路充电时应考虑继电保护的灵敏度，防止发电机产生自励磁。

4.6.7 检修后相位有可能发生变动的线路，恢复送电时应进行核相。

4.7 变压器操作原则

4.7.1 变压器并联运行的条件：

- a) 电压比相同；
- b) 阻抗电压相同；
- c) 接线组别相同。

4.7.2 电压比和阻抗电压不同的变压器，必须经过核算，在任一台都不过负荷的情况下可以并列运行。

4.7.3 变压器并列或解列前应检查负荷分配情况，确认解、并列后不会造成任一台变压器过负荷。

4.7.4 新投运或大修后的变压器应进行核相，确认无误后方可并列运行。

4.7.5 变压器停送电操作：

a) 停电操作，一般应先停低压侧、再停中压侧、最后停高压侧（升压变压器和并列运行的变压器停电时可根据实际情况调整顺序）；操作过程中可以先将各侧断路器操作到断开位置，再逐一按照由低到高的顺序操作隔离开关到断开位置（隔离开关的操作须按照先拉变压器侧隔离开关，再拉母线侧隔离开关的顺序进行）；

b) 强油循环变压器投运前，应按说明书和保护的要求投入冷却装置；

c) 无载调压的变压器分接开关更换分接头后，必须先测量三相直流电阻合格后，方能恢复送电；

d) 切换变压器时，应确认并入的变压器带上负荷后才可以停待停的变压器。

4.7.6 变压器中性点接地开关操作：

a) 在 110kV 及以上中性点直接接地系统中，变压器停、送电及经变压器向母线充电时，在操作前必须将中性点接地开关合上，操作完毕后按系统方式要求决定是否拉开；

b) 并列运行中的变压器中性点接地开关需从一台倒换至另一台运行变压器时，应先合上另一台变压器的中性点接地开关，再拉开原来的中性点接地开关；

c) 如变压器中性点带消弧线圈运行，当变压器停电时，应先拉开中性点隔离开关，再进行变压器操作，送电顺序与此相反；禁止变压器带中性点隔离开关送电或先停变压器后拉开中性点隔离开关。

4.7.7 未经试验和批准，一般不允许 500kV 无高抗长线路末端带空载变压器充电，如需操作时电压不应超过变压器额定电压的 110%。

4.7.8 变压器有载调压分接开关操作：

a) 禁止在变压器生产厂家规定的负荷和电压水平以上进行主变压器分接头调整操作；

b) 并列运行的变压器，其调压操作应轮流逐级或同步进行，不得在单台变压器上连续进行两个及以上的分接头变换操作；

c) 多台并列运行的变压器，在升压操作时，应先操作负载电流相对较小的一台，再操作负载电流较大的一台，以防止环流过大；降压操作时，顺序相反。

4.7.9 两台及以上变压器并列运行，若其中某台变压器需停电，在未拉开该变压器断路器之前，应检查总负荷情况，确保一台停电后不会导致运行变压器过负荷。

4.8 并联补偿电容器和电抗器操作原则

4.8.1 当母线电压低于调度下达的电压曲线时，应优先退出电抗器，再投入电容器。

4.8.2 当母线电压高于调度下达的电压曲线时，应优先退出电容器，再投入电抗器。

4.8.3 调整母线电压时，应优先采用投入或退出电容器（电抗器），然后再调整主变压器分接头。

4.8.4 正常情况下，刚停电的电容器组，若需再次投入运行，必须间隔 5min 以上。

4.8.5 电容器停送电操作前，应将该组无功补偿自动投切功能退出。

4.8.6 电容器组停电接地前，应待放电完毕后方可进行验电接地。

4.9 500kV 线路并联电抗器操作原则

4.9.1 拉开、合上 500kV 并联电抗器隔离开关时，其所在的 500kV 线路必须停电。

4.9.2 线路并联电抗器送电前，应投入本体及远方跳闸保护。

4.10 接地装置的操作原则

4.10.1 消弧线圈倒换分接头或消弧线圈停送电时，应遵循过补偿的原则。

4.10.2 倒换分接头前，必须拉开消弧线圈的隔离开关，并做好消弧线圈的安全措施（除

自动切换外)。

4.10.3 正常情况下，禁止将消弧线圈同时接在两台运行的变压器的中性点上。如需将消弧线圈由一台变压器切换至另一台变压器的中性点上时，应按照“先拉开，后投入”的顺序进行操作。

4.10.4 经消弧线圈接地的系统，在对线路强送时，严禁将消弧线圈停用。系统发生接地时，禁止用隔离开关操作消弧线圈。

4.10.5 自动跟踪接地补偿装置在系统发生单相接地时起到补偿作用，在系统运行时必须同时投入消弧线圈。

4.10.6 系统发生接地故障时，不能进行自动跟踪接地补偿装置的调节操作。

4.10.7 系统发生单相接地故障时，禁止对接地变压器进行投、切操作。

4.10.8 当接地变压器（兼站用变压器）与另一台站用变压器接线组别不同时，禁止并联运行。

4.11 继电保护及安全自动装置操作原则

4.11.1 当一次系统运行方式发生变化时，应及时对继电保护装置及安全自动装置进行调整。

4.11.2 同一元件或线路的两套及以上主保护禁止同时停用，至少保留一套主保护在投入状态。

4.11.3 运行中的保护及自动装置需要停电时，应先退出相关连接片，再断开装置的工作电源。投入时，应先检查相关连接片在断开位置，再投入工作电源，检查装置正常，测量连接片各端对地电位正常后，才能投入相应的连接片。

4.11.4 保护及自动装置检修时，应将电源空气开关（熔断器）、信号电源开关、保护和计量电压空气开关断开。

4.12 验电接地原则

4.12.1 在已停电的设备上验电前，除确认验电器完好、有效外，还应在相应电压等级的带电设备上检验报警正确，方能到需要接地的设备上验电。禁止使用电压等级不对应的验电器进行验电。

4.12.2 电气设备需要接地操作时，必须先验电，验明确无电压后方可进行合接地开关或装设接地线的操作。

4.12.3 验电完毕后，应立即进行接地操作。验电后因故中断未及时进行接地，若需继续操作必须重新验电。

4.12.4 验电、装设接地线应有明确位置，装设接地线或合接地开关的位置必须与验电位置相符（接地线必须有编号，禁止重复编号）。

4.12.5 装设接地线应先在专用接地桩上做好接地，再接导体端，拆除顺序相反。禁止用缠绕方法装设接地线。需要使用梯子时，禁止使用金属材料梯。

4.12.6 在电容器组上验电，应待其放电完毕后再进行。

4.12.7 500kV 线路的验电接地操作，应将该线路操作至冷备用，且在线路电压互感器二次侧确认无电压后方可进行。

4.12.8 GIS 组合电气合接地开关前，必须满足以下条件：

- a) 相关隔离开关必须拉开；
- b) 在二次上确认应接地设备无电压；
- c) 线路接地前必须与调度核实该线路确已停电。

4.12.9 对于不能进行线路验电的手车式断路器柜（固定密封开关柜）合线路接地开关必须满足以下条件：

- a) 设备停电前检查带电显示器有电；
- b) 手车式断路器拉至试验 / 分离位置；
- c) 带电显示器显示无电；
- d) 与调度核实线路确已停电。

4.12.10 不能直接验电的母线合接地开关前，必须核实连接在该母线上的全部隔离开关已拉开且锁闭，检查连接在该母线上的电压互感器的二次空气开关（熔断器）已全部断开。

5 操作票规范

5.1 操作票格式

5.1.1 调度指令票和变电操作票幅面统一用 A4 纸，纸张质量不低于 70g。

5.1.2 调度操作指令票格式见附表 A.1。

5.1.3 变电操作票格式见附表 A.2。

5.2 操作票填写说明

5.2.1 填票日期：调度指令票填写日期。

5.2.2 填票人：填写调度指令票人员。

5.2.3 审核人（监护人）：调度指令票审核或监护人员。

5.2.4 值班负责人：当值值班负责人或经当值值班负责人授权的正值及以上人员。

5.2.5 发令人：发出调度操作指令的人员。

5.2.6 受令人：接受调度操作任务（指令）人员（必须是当值的值班负责人或经值班负责人授权的正值及以上人员）。

5.2.7 操作人：变电操作票执行操作的人员。

5.2.8 监护人：变电操作票执行操作监护的人员。两人值班时，值班负责人即为监护人。

5.2.9 编号：由企业管理部门按照一定规则统一印制的顺序号。计算机操作票应能按页自动顺序生成，使用中操作票编号不得改动。操作票的编号原则：操作票编号按照 7 位阿拉伯数字编号，其中前两位为年号的后两位数字（00 至 99），后五位数字为操作票顺序号（00001 至 99999）。

5.2.10 发令单位：变电操作票发出调度指令的单位。

5.2.11 受令单位：调度指令票接受调度指令的下级调度、变电站（包括用户变电站）、发电厂等。

5.2.12 操作项目：操作的具体步骤，应逐项按逻辑顺序逐行填写，不得空行。在操作内容结束的下一行填写“以下空白”。

5.2.13 顺序：填票时，按照操作项目先后顺序填写的相应的阿拉伯数字。

5.2.14 发令时间：发出调度操作指令的时间。

5.2.15 受令时间：接到操作任务（指令）的时间。

5.2.16 操作开始时间：执行操作项目第一项的时间。

5.2.17 操作结束时间：完成最后一项操作项目的时间。

5.2.18 完成时间：操作人员向调度汇报的时间。

5.2.19 操作任务：明确设备由一种状态转为另外一种状态，或者系统由一种运行方式转为另一种运行方式。

5.2.20 备注：在操作中存在的问题或因故中断操作等情况时填写。

5.2.21 操作“√”：变电操作项目完成后，立即在对应栏内标注“√”，由监护人完成。若该操作项目未执行，需加盖“此项未执行”印章，并在备注栏加以说明。

5.2.22 预演“√”：模拟变电操作项目完成后，立即在对应栏内标注“√”。由监护人完成。若该操作项目不需执行，不做标记。

5.2.23 多页票时间、签名位置：时间填写在每一页相应栏，必须在每一页的相应栏亲笔签名。

6 操作票执行

6.1 填写操作票

6.1.1 手工操作票用蓝色或黑色的钢笔或圆珠笔填写，预演“√”和操作“√”均使用红色笔。计算机打印的操作票正文采用四号、宋体、黑色字。操作票票面应整洁，字迹工整易辨认，不得涂改，操作内容无歧义。

6.1.2 填写操作票应正确使用调度术语，设备名称编号应严格按照现场标示牌所示双重命名填写。

6.1.3 一份操作票只能填写一个操作任务。一项连续操作任务不得拆分成若干单项任务而进行单项操作。

6.1.4 如一页票不能满足填写一个操作任务项目时，应紧接下一张操作票进行填写，在前

一页操作票下面留一空白行，填写“下接××号操作票”字样。操作票连续多页时操作任务只填写在第一页对应栏。

6.1.5 操作人（填票人）、监护人（审核人）和值班负责人应当在审核操作票之后，正式操作之前手工签名。姓名的填写必须按照值班表上所列名单填写全名。无人值班站的变电操作票，值班负责人栏可以电子签名或通过电话签名，电话签名时双方必须录音。

6.1.6 时间的填写统一按照公历的年、月、日和 24h 制填写。一张票的所有时间填在该票的首页对应栏目内。

6.1.7 新设备启动投运时的倒闸操作，按新设备启动投运方案顺序进行。

6.1.8 操作项目不得并项填写，一个操作项目栏内只应该有一个动词。

6.1.9 使用计算机票，开票前必须检查二次系统与现场设备使用情况相符；不许直接使用典型操作票作为现场实际操作票。

6.1.10 一个操作项目栏内只有一个受令单位。一个受令单位的连续多项操作，受令单位栏可以只写于该连续的第一项，但是调度操作指令票翻页后，无论受令单位是否发生变化都应填写受令单位。

6.1.11 调度操作指令票的一个操作任务可以包括几个变电站依次进行的系统操作。

6.1.12 调度指令票应根据日调度检修计划和检修停电申请书，充分了解现场工作内容和要求，明确操作任务。

6.1.13 调度指令票一般由副值调度员填写，当班正值调度员审核，由填票人、审核人分别签名生效后方可执行。

6.1.14 调度指令票“操作项目栏”内填写的内容：

- a) 断开、合上断路器和拉开、合上隔离开关；
- b) 拉开、合上接地开关；
- c) 检查拉开、合上的接地开关；
- d) 装设、拆除接地线；
- e) 检查装设、拆除的接地线；
- f) 继电保护和自动装置的调整；
- g) 操作前检查设备运行方式；
- h) 操作后检查设备运行方式；
- i) 核实线路工作完毕、人员已经撤离；
- j) 机组出力的调整和线路潮流的控制；
- k) 与用户联系的有关电气操作的事宜；
- l) 运行方式变化后应通知的相关单位。

6.1.15 无人值班变电站中可以实现遥控和就地操作两种方式的设备，在填写变电操作票时应当明确注明遥控操作项目和就地操作项目。

6.1.16 变电操作票由操作人填写，填写前应根据调度指令明确操作任务，了解现场工作内容和要求，并充分考虑此项操作对其管辖范围内设备的运行方式、继电保护、安全自动装置、通信及调度自动化的影响是否满足有关要求。

6.1.17 当“五防”机监控系统通信不正常时，开票人应人工“置位”，使“五防”机一、二次系统图与现场设备状态相符。

6.1.18 变电站（发电厂）变电操作票“操作项目”栏填写的内容：

- a) 断开、合上的断路器和拉开、合上的隔离开关；
- b) 检查断路器和隔离开关的位置；
- c) 合上隔离开关前检查断路器在断开位置；
- d) 拉开、合上接地开关；
- e) 检查拉开、合上的接地开关；
- f) 装设、拆除的接地线及编号；
- g) 继电保护和自动装置的调整；
- h) 检查负荷分配；
- i) 投入或取下二次回路及电压互感器回路的熔断器；
- j) 断开或合上空气开关；
- k) 检查、切换需要变动的保护及自动装置；

- l) 投入、退出相关的二次连接片；
- m) 投入、退出断路器等设备的操作电源、控制电源；
- n) 投入、退出隔离开关电动操作电源；
- o) 在具体位置检验确无电压（合接地开关、装设接地线前）；
- p) 对于无人值班变电站的操作，应根据操作任务核对相关设备的运行方式；
- q) 装设或拆除绝缘挡板或绝缘罩；
- f) 核对现场设备的运行状态；
- s) 线路检修状态转换时，操作后悬挂和拆除标示牌。

6.2 审查操作票

6.2.1 调度指令票填写完毕后，必须由正值调度员审核合格后，由填票人、审核人（监护人）和值班负责人共同签名后，方可视为可执行调度指令票。

6.2.2 变电操作票填写完毕后，必须由监护人及值班负责人分别审查合格后，操作人、监护人、值班负责人共同在操作票上签名，方可视为可执行变电操作票。

6.3 执行操作票

6.3.1 值班调度员下达调度指令应按已审核批准的调度指令票逐项进行。凡需上一个单位操作完成后下一个单位才能进行下一步操作的，值班调度员应在接到上一个单位操作完成汇报后方可对下一个单位按调度指令票下达操作指令。

6.3.2 严禁由两个调度员同时按照同一份调度指令票分别对两个单位下达调度指令。

6.3.3 严禁约时操作。

6.3.4 值班调度员逐项下达操作指令后，对每一项操作应及时填写发令人、发令时间、受令人，在接到现场执行完成情况汇报后应及时填写完成时间、汇报人。

6.3.5 变电操作票的执行应根据值班调度员或值班负责人的命令，按照准备好的操作票，由监护人持操作票，操作人持操作用具进行操作。

6.3.6 倒闸操作应坚持操作之前“三对照”（对照操作任务和运行方式填写操作票、对照模拟图审查操作票并预演、对照设备名称和编号无误后再操作）；操作之中“三禁止”（禁止监护人直接操作设备、禁止有疑问时盲目操作、禁止边操作边做其他无关事项）；操作之后“三检查”（检查操作质量、检查运行方式、检查设备状况）。

6.3.7 操作过程中原则上不得解除防误闭锁进行操作，特殊情况下解锁操作须经变电运行部门主管领导批准。

6.3.8 变电操作时，应履行唱票、复诵制。操作人、监护人双方确认无误后再进行操作。操作过程中，监护人应对操作人实施有效监护。

6.3.9 执行变电操作票应逐项进行，逐项打“√”，严禁跳项操作，每项操作完毕后，应检查操作质量。对于第一项、最后一项应记录实际的操作时间。

6.3.10 特殊情况下，在不影响后续操作且取得值班负责人和调度许可的前题下，可以不执行的项目，应在变电操作票备注栏说明原因。

6.3.11 当变电操作票不符合调度指令要求时，应重新填写变电操作票。

6.3.12 变电操作临时变更时，应按实际情况重新填写变电操作票才能继续进行倒闸操作。

6.3.13 执行大量远方操作的母线停电等大型操作，允许增加现场位置检查人和现场检查监护人。现场位置检查人的职责只能是检查设备位置、状态，停送隔离开关操作电源。

6.3.14 允许同一变电站有多组操作人员同时进行没有逻辑关系的倒闸操作任务，但接受调度指令应为同一值班负责人。

6.3.15 一组操作人员只能同时持有一个操作任务的变电操作票进行操作。

6.3.16 操作中发生疑问时，应立即停止操作并向值班负责人报告，必要时由值班负责人向当值值班调度员报告，弄清问题后再进行操作，严禁擅自更改变电操作票。

6.3.17 操作中如有异常应及时处理并汇报调度。操作中发生事故时应立即停止操作，事故处理告一段落后再根据调度命令或实际情况决定是否继续操作。

6.3.18 操作票的操作项目全部结束后，监护人应立即在操作票上填写结束时间，并向发令人汇报操作结果。

6.3.19 操作票中某一操作项目因故未能执行，应经值班负责人确认后，调度指令票在该项目栏对应“完成时间”和“汇报人”处盖“此项未执行”印章，变电操作票在该项目“操作√”栏加盖“此项未执行”印章，并在备注栏内加以说明，同时记录在值班记录簿中。若

该项操作影响到以后的操作，应重新填写操作票。

6.3.20 严禁凭记忆进行操作。

6.4 结束操作票

6.4.1 操作票全部执行或仅部分执行，结束后在盖章处加盖“已执行”印章。

6.4.2 合格的操作票全部未执行，在盖章处加盖“未执行”印章，并在备注栏内说明原因。

6.4.3 错误操作票在盖章处加盖“作废”印章。

6.4.4 印章样式：

a) “此项未执行”样式如图 1 所示，其外围宽度 0.83cm，外围长度 2.54cm；



图 1 “此项未执行”样式

b) “已执行”样式如图 2 所示，其外围宽度 0.83cm，外围长度 2.54cm；



图 2 “已执行”样式

c) “未执行”样式如图 3 所示，其外围宽度 0.83cm，外围长度 2.54cm；



图 3 “未执行”样式

d) “作废”样式如图 4 所示，其外围宽度 0.83cm，外围长度 2.54cm。

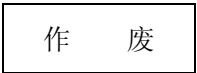


图 4 “作废”样式

附 录 A
(规范性附录)
操作票执行流程图

调度操作指令票执行流程图如图 A.1 所示，变电站（发电厂）电气操作票执行流程图如图 A.2 所示。

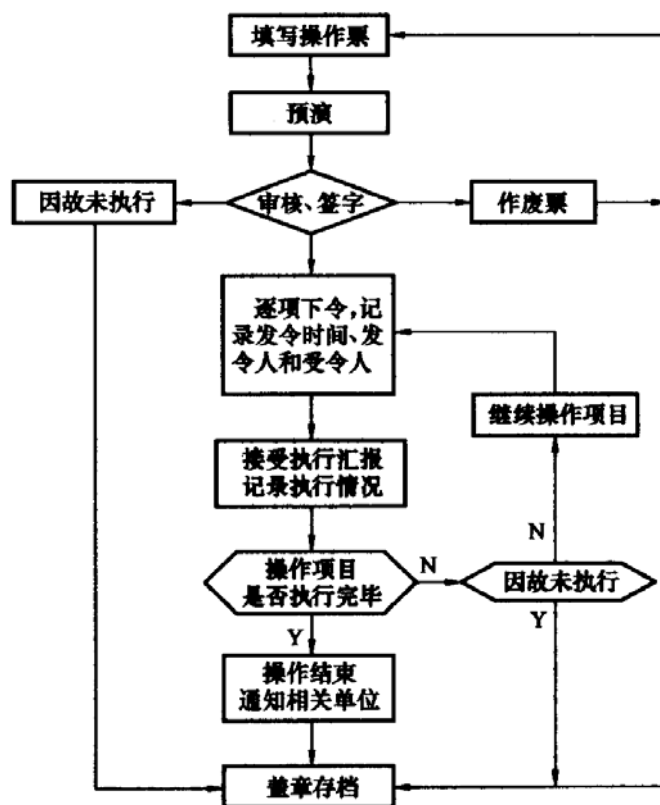


图 A.1 调度操作指令票执行流程图

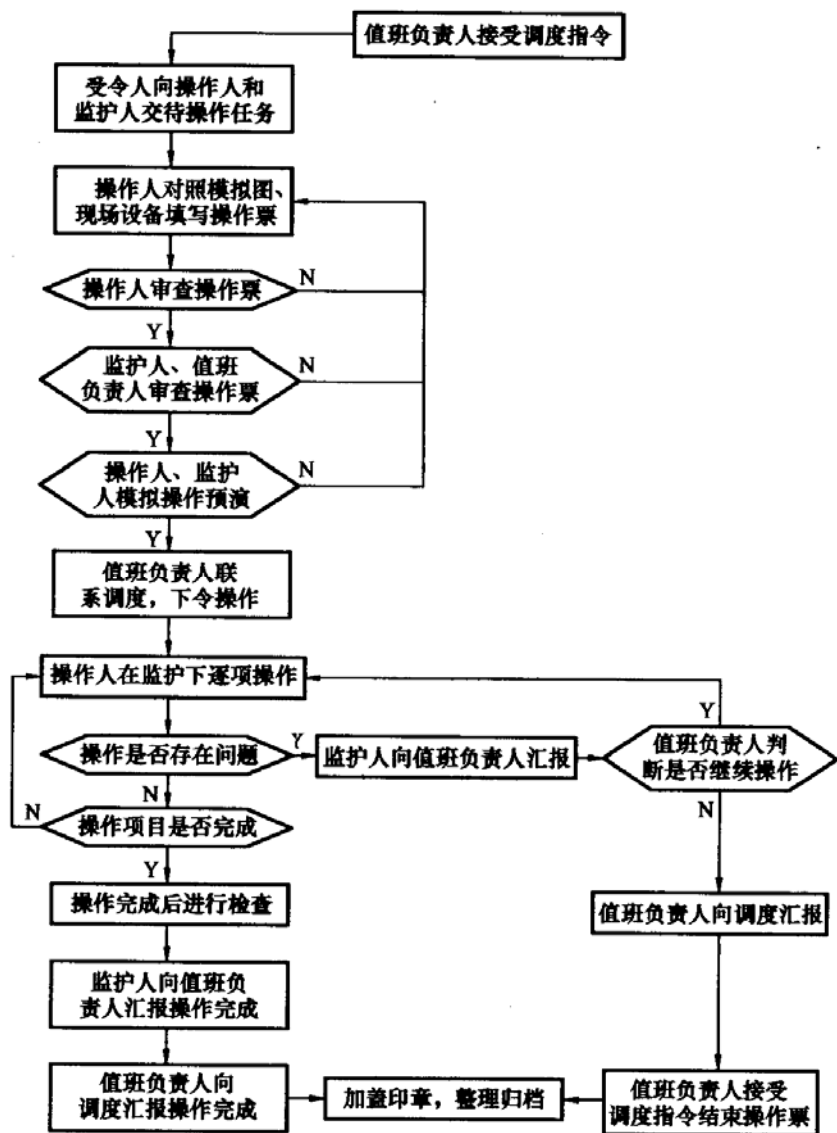


图 A.2 变电站（发电厂）电气操作票执行流程图

附录 B

（规范性附录）

操作票样式

×××调度操作指令票（见表 B.1），××变电站（发电厂）电气操作票（见表 B.2）。

表 B.1 ×××调度操作指令票

<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px 10px;">盖章处</div> <div>编号：</div> </div>									
填票日期	年 月 日	操作 开始日期	年 月 日	操作 结束日期	年 月 日				
操作任务									
顺序	受令	操作项目			发令	发令	受令	完成	汇报人

	单位		人	时间	人	时间	
备注							
填票人		审校人(监护人)		值班负责人			

表 B.2 ××变电站（发电厂）电气操作票

盖章处

编号:

[illegible]

备注					
操作人		监护人		值班负责人	

附 录 C

（规范性附录）

常用语句示例

C.1 操作指令票填写

- C.1.1** 线路检修：将××kV××线由运行（热备用、冷备用）转为检修。
- C.1.2** 断路器（变压器）检修：将××站（所）××kV××线 ××断路器（变压器）由运行（热备用、冷备用）转为检修。
- C.1.3** 电压互感器（避雷器）检修：将××站（所）××kV××母线电压互感器（避雷器）由运行（备用）转为检修。
- C.1.4** 母线检修：将××站（所）××kV××母线由运行（热备用、冷备用）转为检修。
- C.1.5** 继电保护：将××站（所）××kV（电压等级）××××（设备名称和编号）××保护定值由××（方式）改为××（方式）。
- C.1.6** 重合闸：将××站（所）××kV××（线路名称）××（编号）断路器重合闸由××（方式）改为××（方式）。

C.2 变电操作票操作任务填写

- C.2.1** 主变压器（断路器及线路、站用变压器、并联电容器、并联电抗器）：
- 将×号主变压器由运行转检修（热备用、冷备用）；
 - 将×号主变压器由检修（热备用、冷备用）转运行。
- 注：并联电容器、并联电抗器操作应在名称编号前加电压等级。
- C.2.2** 旁路断路器代路：
- 用××kV 旁路××断路器代××kV××（设备名称编号）断路器运行；××kV××（设备名称编号）断路器由运行转检修；
 - ××kV××（设备名称编号）断路器由检修转运行，××kV 旁路××断路器由运行转热备用。
- C.2.3** 倒母线：
- 将××kV××（名称、编号）断路器由Ⅰ母线倒至Ⅱ母线运行；
 - 将××kV××（名称编号）断路器由Ⅰ母线倒至Ⅱ母热备用；
 - ××kV××母线由运行转检修，负荷转××母线运行。
- C.2.4** 电压互感器：
- 将××kV××母线电压互感器由运行（备用）转检修；
 - 将××kV××母线电压互感器由检修（备用）转运行。
- C.2.5** 继电保护：
- 将××kV（电压等级）××××（设备名称和编号）××保护投入；
 - 停用××kV（电压等级）××××（设备名称和编号）××保护。

C.2.6 重合闸：

- a) 停用××kV××（线路名称）××（编号）断路器××（重合闸方式）重合闸；
- b) 投入××kV××（线路名称）××（编号）断路器××（重合闸方式）重合闸。

C.3 变电操作票操作项目填写

C.3.1 断路器：

- a) 断开（合上）××kV××（设备名称）××××（设备编号）断路器；
- b) 用××kV××（设备名称）×××（设备编号）断路器同期合环。

C.3.2 隔离开关（接地开关）：

- a) 拉开（合上）××kV××（设备名称）×××（设备编号）隔离开关（接地开关）；
- b) 拉开 1 号主变压器××kV××（设备名称）×××（设备编号）接地开关；
- c) 合上 1 号主变压器××kV 中性点×××（设备编号）接地开关。

C.3.3 接地线：

- a) 在 1 号主××隔离开关（设备编号）××侧安装×号接地线一组；
- b) 拆除××kV××线××隔离开关（设备编号）××侧×号接地线一组。

C.3.4 连接片：投入（退出）××kV（电压等级）××××（设备名称和编号）××保护出口××连接片。

C.3.5 熔断器：取下（投入）××kV（电压等级）××××（设备名称和编号）××熔断器。

C.3.6 空气开关：合上（断开）××××（设备名称和编号）××空气开关。

C.3.7 主变压器挡位调整：将×号变压器（高压或中压侧）分头由×挡调至×挡。

C.3.8 其他操作：

- a) 用××kV××TV 与××kV××TV 核相；
- b) 用××kV（电压等级）××（设备名称）×××（设备编号）断路器对××线（强送）试送一次；
- c) 用××kV、××、×××（电压等级、设备名称、设备编号）断路器对××（设备名称）冲击合闸×次。

C.3.9 检查用语：

- a) 检查××（双重命名）断路器在分闸位置；
- b) 检查××（双重命名）断路器在合闸位置；
- c) 检查××（双重命名）隔离开关（接地开关）在拉开位置；
- d) 检查××（双重命名）隔离开关（接地开关）在合上位置；
- e) 检查××（双重命名）双回线负荷情况；
- f) 检查 1 号、2 号主变压器负荷分配情况。

C.3.10 保护及其调整：

- a) 将××（设备或线路名称）保护方向元件短接（或修改其控制字后），取消××（设备或线路名称）××保护方向元件；
- b) 将××（设备或线路名称）保护方向元件短接线拆除（或将修改后的控制字恢复原定值），恢复××（设备或线路名称）××保护方向元件；
- c) 将××（设备或线路名称）××保护由信号位置改为跳闸位置；
- d) 将××（设备或线路名称）××保护由跳闸位置改为信号位置；
- e) 将××（设备或线路名称）××保护由跳闸（信号）位置改为停用位置。