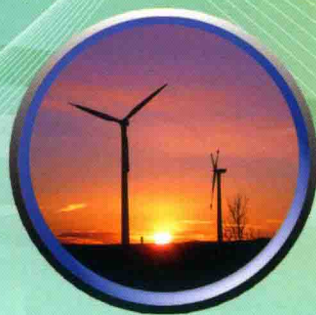


地区电网电力调控专业技术 知识读本

云南电网有限责任公司玉溪供电局 廖威 主编



中国水利水电出版社
www.waterpub.com.cn

地区电网电力调控专业技术 知识读本

云南电网有限责任公司玉溪供电局 廖威 主编

常州大学图书馆
藏书章



中国水利水电出版社
www.waterpub.com.cn

· 北京 ·

内 容 提 要

本书是地区电网电力调控专业技术知识读本和培训教材。全书共三章，包括运行操作、事故处理和案例分析。

本书主要供地、县电力调度控制中心调控员以及电气工程技术人员阅读、学习，也可作为高等院校电气工程及其自动化专业本科及研究生的实践教材和参考书。

图书在版编目（CIP）数据

地区电网电力调控专业技术知识读本 / 廖威主编

— 北京：中国水利水电出版社，2017.12

ISBN 978-7-5170-6086-4

I. ①地… II. ①廖… III. ①地区电网—电力系统调
度 IV. ①TM727.2

中国版本图书馆CIP数据核字(2017)第295131号

书 名	地区电网电力调控专业技术知识读本 DIQU DIANWANG DIANLI DIAOKONG ZHUANYE JISHU ZHISHI DUBEN
作 者 出版发行	云南电网有限责任公司玉溪供电局 廖威 主编 中国水利水电出版社 (北京市海淀区玉渊潭南路1号D座 100038) 网址: www.waterpub.com.cn E-mail: sales@waterpub.com.cn 电话: (010) 68367658 (营销中心)
经 售	北京科水图书销售中心(零售) 电话: (010) 88383994、63202643、68545874 全国各地新华书店和相关出版物销售网点
排 版 印 刷 规 格 版 次 印 数 定 价	中国水利水电出版社微机排版中心 三河市鑫金马印装有限公司 184mm×260mm 16开本 8.25印张 135千字 2017年12月第1版 2017年12月第1次印刷 0001—1500册 40.00元

凡购买我社图书，如有缺页、倒页、脱页的，本社营销中心负责调换

版权所有·侵权必究

《地区电网电力调控专业技术知识读本》

编 撰 委 员 会

主 编	廖 威					
副 主 编	郭 伟	张雍忠	白建林			
编 委	张春辉	徐 扬	叶小虎	张 云	丁五强	
	乔连留	袁 伟	杜 虎	张 琨	李邦源	
	路天君	杨 睿	邵其专	何光层	彭文英	
	郑 伟	王金芹				

审 定 委 员 会

主任委员	郭 伟					
审定委员	黄 霆	陈汝昌	邵其专	何光层	张雍忠	
	杭 斌	白建林	潘 蕊	张碧华	郑 伟	
	彭文英	廖 威				

前 言

中国南方电网公司秉承“人民电业为人民”的企业宗旨，发挥电网企业联系千家万户的基础服务作用，赢得社会各界对公司的情感认同、价值认同。将创新和发展作为员工始终保持的第一动力，是创建创新型企业的关键。作为电网实时运行指挥中心的电网调控员作用举重若轻，其自身业务技能、可持续创新能力将直接影响全局。

本书在系统归纳和总结工作实践经验的基础上，以案例的方式，对实际工作中的电网基本操作、电网事故处理等专业技术知识进行了详细的阐述，内容覆盖面广、针对性强，是一本实用的电网调控员知识读本和培训教材。

本书在编写过程中，得到了云南电力调度控制中心、曲靖电力调度控制中心、保山电力调度控制中心、瑞丽电力调度控制中心易门电力调度控制中心、云南电网有限责任公司玉溪供电局各级领导的关怀和云南电网有限责任公司玉溪供电局各部门、各县级供电企业的大力支持与帮助。在编写人员反复研究、修改的基础上，征求了各专业班组、各县电力调度控制中心及电厂专业人士的意见。编写过程中，云南电力调度控制中心黄霆、陈汝昌、邵其专、何光层同志对编写大纲和全书进行了认真审阅，并提出了许多宝贵意见；曲靖电力调度控制中心郑伟、保山电力调度控制中心彭文英等结合各自专业经历提出了编写建议并对全书进行了审阅；易门电力调度控制中心丁五强全程参与了教材编写，在此一并谨表谢意。

本书由云南电网有限责任公司玉溪供电局系统运行部有关专家编写。由于编者水平和能力有限，加之编写时间仓促，书

中难免有错误和不妥之处，敬请读者和相关专业技术人员批评指正。

编者

2017年9月

目 录

前言

第一章 运行操作	1
第一节 操作制度	1
第二节 基本操作	6
第二章 事故处理	15
第一节 事故处理的一般原则和规定	15
第二节 线路事故处理	17
第三节 母线事故处理	20
第四节 变压器事故处理	21
第五节 断路器异常处理	22
第六节 接地故障的处理	24
第七节 发电机事故处理	25
第八节 频率异常及事故处理	26
第九节 电压异常及事故处理	28
第十节 系统解列事故处理	29
第十一节 系统振荡事故处理	29
第十二节 通信中断时的事故处理	30
第十三节 二次设备异常时的事故处理	31
第十四节 调度自动化系统主要功能失效时的事故处理	31
第三章 案例分析	33
案例一	33
案例二	40
案例三	44
案例四	47
案例五	50
案例六	52

案例七	56
案例八	62
案例九	69
案例十	74
案例十一	78
案例十二	83
案例十三	85
案例十四	87
案例十五	90
案例十六	92
案例十七	94
案例十八	97
案例十九	100
案例二十	102
案例二十一	105
案例二十二	109
案例二十三	111
案例二十四	113
案例二十五	116

第一章

运 行 操 作

第一节 操 作 制 度

(1) 电网的运行操作应根据调度管辖范围的划分, 实行统一调度、分级管理。

1) 属调度机构管辖范围内的设备, 由其直接进行操作和运行调度管理, 只有相应的调度机构值班调度员有权发布倒闸操作指令和改变运行状态。

2) 上级调度机构的调度许可设备, 在操作前必须经上级值班调度员同意, 操作后汇报。

3) 在威胁电网安全、不采取紧急措施可能造成严重后果的情况下, 上级调度机构值班调度员可越级对下级调度机构管辖范围内的设备进行操作指挥, 但事后应尽快通知下级调度机构值班调度员。

(2) 电网的运行操作分为电气操作、工况调整等。电气操作是指将电气设备状态转换、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。工况调整是指将电网或设备由当前运行工况调整到另一个运行工况, 主要是指调整频率、电压、发电出力、潮流、相角差等。

(3) 值班调度员应优化操作过程, 合理安排操作后的电网运行方式。因此, 在发布电网操作指令前, 应认真考虑以下几点:

1) 电网运行方式安排是否合理, 稳定是否符合规定的要求, 相应的备用容量是否合理安排。应采取的相应措施是否完善, 并拟定必要的事故预想和防止事故的对策。

2) 操作后可能引起的潮流、电压和频率的变化, 发电机失步, 操作过



电压，设备过负荷，超稳定极限等。

3) 继电保护和安全自动装置是否满足要求，变压器中性点接地方式是否符合规定。

4) 送电前相序或相位是否一致。

5) 由调度下令的安全措施是否装设或拆除（特别注意“T”接线路）。

6) 由于运行方式的改变，对电网中发、供、用电各方面的影响和要求，是否已通知相关单位，并采取相应的措施。

7) 操作顺序如何安排为最优。

(4) 调度操作指令分为综合令、单项令和逐项令三种，在逐项令中可以包含有综合令。

1) 综合令是指值班调度员说明操作任务、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定的调度指令。只涉及一个受令单位完成的操作才能使用综合令。

2) 单项令是指由值班调度员下达的单项操作的操作指令。

3) 逐项令是指根据一定的逻辑关系，按顺序下达的多条综合令或单项令。

4) 不论采取何种指令形式，务必使运行操作人员清楚该项操作的目的、要求，必要时提出注意事项。

(5) 值班调度员在发布操作指令前，应核对一次接线，检查操作程序，务必使操作程序正确，并预先向有关单位说明操作目的，明确操作任务及要求。相关现场人员应根据值班调度员的上述要求及现场运行规程，准备相应的现场操作票。

(6) 值班调度员对其所发布操作指令的正确性负责，但不负责审核有关现场值班人员所填写的具体操作步骤、内容；有关现场值班人员对填写的操作票中所列具体操作内容、顺序等的正确性负责。

(7) 调整继电保护及安全自动装置时，由值班调度员下达对装置的功能性要求，厂站人员按现场运行规程操作，满足功能性要求。继电保护及安全自动装置的现场运行规程中应明确继电保护、安全自动装置的连接片、切换开关、控制字修改等的具体操作要求和操作细则。

(8) 操作接令人汇报值班调度员的操作结果必须是经过检查核实后的设备状态，如断路器、隔离开关、接地开关、二次设备等的实际状态正确，电

流、电压、保护切换回路等的实际情况。

(9) 在操作过程中,调度系统运行值班人员必须注意力集中,并做到以下几点:

1) 严肃、认真,用语简明、扼要,正确使用调度规范用语。

2) 彼此通报姓名。联系时要彼此通报全名“×××(单位)×××(姓名)”。对于集控站和变电运行人员,进行调度联系时通报姓名的要求如下:

- 集控站:××集控站×××(姓名)。不得省略“集控站”。
- 巡检班:××kV××变电站×××(姓名)。其中“××kV××变电站”按巡检班已到达无人值班变电站的站名确定。

3) 双重命名。即带电压等级的设备名称、设备编号缺一不可,如“×××kV(设备名称)×××(设备编号)”。对于集控站,设备双重命名前还应冠以带电压等级的无人值班变电站站名或厂名。

4) 复诵。发布调度指令和汇报操作的执行结果时,受令人或下令人须将对方所说的内容进行原文重复表述,并得到对方的认可。

5) 录音和记录。调度业务联系双方必须录音,并做好操作记录。

6) 严禁只凭经验和记忆发布及执行调度指令。严禁在无人监护情况下进行运行操作或与运行操作有关的调度业务联系。

7) 操作过程中应充分利用调度自动化系统有关遥测、遥信等辅助功能核实操作的正确性。

8) 操作过程中有疑问、发现设备异常或跳闸时,应暂停操作,弄清情况、消除异常和隔离故障后,再决定是否继续操作。

(10) 值班调度员发布的操作指令(或预发操作任务)一律由具备“可接受调度指令”资格的人员接令,其他人员不得接令,值班调度员也不得将调度指令(或预发操作任务)发给其他人员。

(11) 以下操作值班调度员可不填写调度操作指令票,但应填写调度操作指令记录或新设备投产调度指令记录,并做好运行记录。

1) 只涉及一个受令单位的单一元件的操作,常见的操作包括:单一断路器状态改变;单一厂站自动装置的投、退;发电机(调相机)的并列、解列;220kV及以下电压等级的母线(非3/2接线方式)状态改变;220kV及以下电压等级主变(非内桥接线方式)的状态改变。

2) 新设备投产启动、调试(值班调度员按有关新设备投产调度方案执行)。

3) 不涉及其他设备状态改变的旁路代供操作。

4) 运行设备继电保护和自动装置的投入、退出(包括定值区调整)。

5) 事故处理和紧急情况处置。

(12) 除上一条所列情况外,其余倒闸操作均须填写调度操作指令票,并严格按票执行,严禁无票操作。

(13) 调度操作指令票的填写要求如下:

1) 调度操作指令票应根据日调度计划(含方式变更单、调度操作方案)、检修停电申请,充分了解现场工作内容及要求,认真核对安全措施、交接班记录、设备当前的运行状态等,明确操作任务。做到目的明确、任务清楚、逻辑严密、顺序正确,不得错项、漏项、倒项,操作内容无歧义,填写的内容符合有关规程、规定的操作原则。

2) 填写调度操作指令票时应正确使用统一规范的术语和设备双重名称(即设备名称和设备编号)并加电压等级。

3) 调度操作指令票一般由当班副值调度员负责填写,当班正值调度员和值班负责人负责审核,由填票人、审核人、值班负责人分别签名生效后方可执行。

4) 调度操作指令票在满足操作任务技术要求的前提下,应优化操作步骤。

5) 同一设备的停电操作票、送电操作票应分别填写,不允许填写在同一份操作票上。

(14) 调度操作指令票的执行。

1) 调度操作指令票的执行必须由两人进行,其中一人下令,另一人监护。一般由当班副值调度员发令,正值调度员监护。严禁两个调度员同时按照同一份调度操作指令票分别对两个受令单位下达调度指令。

2) 值班调度员按经过审核的调度操作指令票顺序逐项下达操作指令,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。严禁不按调度操作指令票而凭经验和记忆进行操作。

3) 受令人必须得到发令人的调度指令,并记录发令时间后,方能进行

操作。

4) 严格执行彼此通报姓名、复诵、录音制度, 逐项记录操作时间。

5) 操作完毕后, 监护人应对调度操作指令票全面审查, 以防遗漏。

(15) 除紧急情况、重要操作或系统事故外, 倒闸操作应避免在雷雨、大风等恶劣天气、交接班时进行, 必要时应推迟交接班。

(16) 在任何情况下, 严禁“约时”停、送电及“约时”装拆接地线和“约时”开工检修。

(17) 当同时出现事故跳闸、紧急缺陷、计划检修及新设备投产操作等多项工作时, 值班调度员按以下顺序分别进行处理:

1) 事故跳闸隔离故障和恢复送电的操作。

2) 需立即停电的紧急缺陷处理的操作。

3) 有可能造成延时送电的计划检修工作结束, 恢复送电的操作。

4) 不需要立即停电的紧急缺陷处理的操作。

5) 计划检修停复电操作。

6) 影响正常设备恢复供电的新设备投产操作。

7) 除上一条规定之外的新设备投产操作。

8) 其他。

(18) 接地开关(接地线)管理规定如下:

1) 厂站及配网设备线路侧的接地开关和代替线路侧接地开关功能的接地线由管辖调度机构值班调度员直接下令操作。

2) 厂站及配网设备(主要包括断路器、母线、主变等)对应的接地开关(接地线)由运行值班人员负责操作及管理。现场在向值班调度员汇报设备处于“冷备用”状态时, 应确认该设备已无任何接地安全措施。

3) 凡属线路检修工作人员在停电线路工作范围内装设的接地线, 由现场工作负责人负责操作及管理。线路停电后, 经值班调度员许可, 线路工作负责人根据工作票内容要求装设接地线, 待相关工作结束后, 线路工作负责人应将装设的接地线拆除, 将设备恢复至调度员许可工作前的状态后汇报调度。

4) 发电厂、变电站主变中性点接地方式由管辖调度机构确定, 调度员只下令厂站的中性点接地数目, 变压器中性点接地开关由厂站值班人员负责操作及管理。

5) 现场在调度许可的停电设备上做安全措施时, 操作应符合有关安全规程的要求, 不得影响其他运行设备的正常运行。

第二节 基本操作

一、断路器操作

(1) 断路器允许断、合额定电流以内的负荷电流及额定遮断容量以内的故障电流。

(2) 断路器合闸前, 继电保护必须按照规定投入; 断路器合闸后, 应检查三相电流是否平衡, 自动装置按规定设置。

(3) 断路器分闸后, 应检查三相电流是否为零, 并现场核实。

(4) 断路器分(合)闸操作时, 如发生断路器非全相分(合)闸, 按断路器异常情况有关规定处理。

(5) 用旁路断路器代供时, 旁路断路器保护应按代供定值正确投入, 先用旁路断路器向旁路母线充电正常后, 再继续操作, 在确认旁路断路器三相均已带上负荷后方可断开被代供断路器。所代断路器与旁路断路器不在同一段母线上时, 必须确认母联断路器在运行状态。

(6) 断路器操作出现远方操作失灵时, 在现场规程允许的情况下, 方可进行现场操作, 但必须三相同时操作, 不得进行分相操作。

二、隔离开关操作

(1) 允许使用隔离开关进行下列操作:

- 1) 拉、合无故障的电压互感器及避雷器(无雷、雨时)。
- 2) 无接地故障时, 拉、合变压器中性点接地隔离开关或消弧线圈。
- 3) 母线倒闸操作, 拉、合同电压等级经断路器或隔离开关闭合的站内环流(拉、合前先将环路内断路器操作电源切除)。
- 4) 拉、合电容电流在隔离开关允许值内的空母线及空载线路。
- 5) 超过上述范围时, 必须经过试验, 并经设备运行维护单位确认。

(2) 500kV 隔离开关不能进行下列操作:

- 1) 带负荷拉、合短引线。
- 2) 向母线充电或切空载母线(如需操作, 须经设备运行维护单位确



认)。

3) 严禁用隔离开关拉、合运行中的 500kV 线路并联电抗器、空载变压器、空载线路及电容式电压互感器。

(3) 角形接线和 500kV 3/2 接线的母线，是否可以用隔离开关拉、合母线环流，应遵守制造厂的技术规定或通过试验确定。

(4) 严禁解除防误闭锁装置拉、合隔离开关。

三、并列、解列操作

(1) 电网并列操作的条件如下：

1) 相序一致，相位相同。

2) 频率相等，或频率偏差不大于 0.5Hz，但两网的频率必须在合格范围内。

3) 电压相等或电压偏差尽量小，允许电压偏差：500kV 不超过 10%，220kV 及以下不超过 20%。

(2) 严禁非同期并列。

(3) 电网解列操作。两电网解列前，应先调整解列点的潮流，使有功功率接近零，无功功率尽量小，以保证解列后两个电网的频率、电压变动在允许范围内。

(4) 发电机并（解）列操作。发电机与电网并（解）列操作时，由发电机调整频率和电压在合格范围内进行。

(5) 有关单位应定期维护，保证同期装置正常。凡装有并列装置的厂、站的运行人员均应熟练掌握同期并列操作的技能。

四、电网合环、解环操作

(1) 合环操作必须相序相位正确，整个环路内的变压器接线组别之差为零。不同电压等级的网络解、合环路前应掌握上级网络的运行情况，否则须向上级调度询问并征得同意。

(2) 合环、解环操作前必须考虑到潮流、电压的可能变化，是否会引起某一元件过负荷，继电保护及安全自动装置的配合及对电网稳定的影响，并通知有关单位。

(3) 合环时 500kV 的电压差一般不超过额定电压的 10%，220kV 及以

下电压差不超过额定电压的 20%。

(4) 环状电网合环点设有同期装置时,应启动同期装置进行合环。当经同期合环有困难时,应启用合环断路器的同期装置检测相角差。合环时,500kV 相角差一般不应超过 20° ,220kV 及以下相角差一般不应超过 25° 。

(5) 凡属下级调度机构调度的电磁环网环路操作,若环路内有上级调度机构的管辖或许可设备,应事先向上级调度机构值班调度员问明是否属于同期系统,并避免采用大迂回进行环路操作。其环路操作时设备是否过载,继电保护与安全自动装置是否适应、配合等问题,由环路相关设备的管辖调度机构分别考虑。

五、线路操作

(1) 环状或并联运行线路中的一部分线路停(送)电时,必须考虑运行设备是否会过载,继电保护定值及安全自动装置是否适应,电网稳定是否满足要求,线路相位、相序是否一致等。

(2) 线路停(送)电操作原则如下:

1) 高压长距离线路一般应由大电源侧停电或充电,当确实需要小电源侧向大电源一侧充电时,必须考虑避免发电机产生自励磁,并满足线路保护灵敏度的要求。

2) 装有并联电抗器的线路送电时,原则上不允许该线路无并联电抗器送电。如电网需要线路不带并联电抗器充电或运行,应有计算分析或试验依据,并经调度机构领导批准。单侧装有并联电抗器的线路,优先选择带有线路并联电抗器侧为充电的对端,当确实需要由带有并联电抗器侧对线路充电时,必须考虑线路末端电压不得越限。停电时相反。

3) 双电源或环网中一回线路停电时,一般先在功率送出端解环,再由受入端停电;送电时由功率受入端充电,对侧合环,以减少断路器两侧电压差。

4) 单侧电源线路停电,先停负荷端,后停电源端。联络线路停电,先停小电源端,后停大电源端。复电顺序与上相反。

5) 线路作业完毕,送电前一般不进行绝缘检测(新建或改建线路和考虑操作对电网稳定有重大影响且需要者例外)。

6) 除新建、改建线路外,线路正常送电和事故处理时,对线路充电不

投入线路充电保护。

(3) 3/2 断路器接线方式，线路送电时一般应先合上母线侧断路器，后合中间断路器，停电时相反。

(4) 线路并联电抗器（无专用断路器）操作必须在线路冷备用或检修状态下进行。

(5) 多端电源的线路停电，必须先断开各端断路器，再拉开相应隔离开关，然后方可合上接地开关或装设接地线，送电时相反。

(6) 线路检修时，线路各侧接地开关均应合上或装设接地线。线路工作结束时，必须在所有工作单位都已汇报完工、工作人员已全部撤离现场、工作范围内所有安全措施确已拆除后，方可进行送电操作。

(7) 新建、改建或检修后相位有可能变动的线路送电前，施工单位必须进行核相，送电正常后必须进行带电核相，确认相位正确。新建和改建线路第一次送电时，应以额定电压对线路冲击 3 次（全电缆线路试验合格后可直接投运）。

(8) 35kV 及以上电压等级不得对末端带有变压器的线路进行充电。

(9) 线路停电时应考虑对通信和调度自动化系统装置的影响。

六、母线操作

(1) 母线操作时，现场按照运行规程调整母线差动保护运行方式。

(2) 运行母线进行倒闸操作前，应确保所倒换两段母线间母联断路器的两侧隔离开关及母联断路器均合上，并将母联断路器的操作电源切除。

(3) 进行母线停、送电操作时，须防止电压互感器低压侧向母线反充电引起电压互感器二次小断路器跳闸或保险熔断，避免继电保护失压或安全自动装置误动作。

(4) 用母联断路器对空母线充电时，凡有母线充电保护的应投入，但在母联断路器带负荷前必须切除。母联断路器的保护应投入。凡有联跳母联断路器的保护应投入。

(5) 用旁路断路器代供运行前，应先用旁路断路器对旁路母线充电一次，正常后再用线路（或主变）上旁路母线的隔离开关对旁路母线充电，最后用旁路断路器合环。

(6) 对于母线倒闸操作中会发生谐振过电压的发电厂、变电站母线，必