

主编 李洪波 寇太明

DIANLI SHENGCHAN JINENG RENYUAN PEIXUN JIAOCAI

电力生产技能人员培训教材

电网调控运行



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

DIANLI SHENGCHAN JINE

电力生产技能人员培训教材

电网调控运行

主编 李洪波 寇太明



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 简 介

国家电网公司“五大”体系的全面实施和不断深化，对电力生产技能人员的业务能力和专业水平提出了更高的要求。《电力生产技能人员培训教材》应运而生。该丛书共分4册，包括电网调控运行、装表接电、电力电缆、变电检修。

本书为《电网调控运行》分册。全书以岗位能力为核心，对相关生产流程及制度、要求等进行了解读和梳理；涵盖与调控运行紧密相关的发电厂和变电站的知识，侧重电网调度和设备监控技术；以专项培训和综合培训相结合的方式，对发电厂、变电站、调度、监控知识进行了分解和关联。

本书不仅可供各级调控运行人员培训使用，还可以作为变电运行维护人员的辅助培训教材，以及电力职业院校和新入职员工的参考书。

图书在版编目（CIP）数据

电网调控运行 / 李洪波，寇太明主编. —北京：中国电力出版社，2014.12

电力生产技能人员培训教材

ISBN 978-7-5123-6472-1

I. ①电… II. ①李… ②寇… III. ①电力系统调度—技术培训—教材 IV. ①TM73

中国版本图书馆CIP数据核字（2014）第216734号

中国电力出版社出版、发行

（北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>）

航远印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2014年12月第一版 2014年12月北京第一次印刷

787毫米×1092毫米 16开本 19印张 462千字

印数0001—2000册 定价66.00元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签，刮开涂层可查询真伪
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

编 委 会

主 任 张 彬

副主任 李洪波 王润慧 赵玉岩

成 员 寇太明 曹世龙 刘文鹏 孟祥臣

张歆华 郝昌文

编 写 组

主 编 寇太明

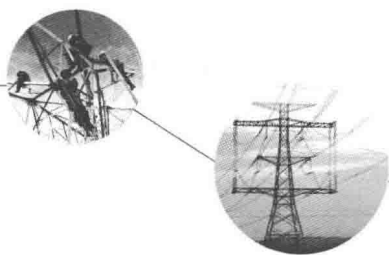
副主编 张国威

委 员 薛 艳 王朕伟 吕 晶 张彦庆

齐 赛 刘艳萍 郭 琦 勾建军

孙 鹏 韩东波 肖 齐

主 审 赵玉岩 曹世龙 郝昌文



前言

随着国家电网公司“大运行”体系建设的全面实施和不断深化，电网调度机构实现了由“调度”向“调控”的转型。在“调控一体化”的新管理模式下，以及网架结构日益复杂、电网运行控制难度不断加大的情况下，对调控运行人员的业务能力和专业水平提出了新的更高的要求。

本书在编写原则上，遵循调控一体化模式的生产特点，以岗位能力为核心，对调控运行人员应掌握的生产流程及相关制度、要求等进行了解读和梳理；在内容定位上，以针对性和实用性为前提，涵盖与调控运行紧密相关的发电厂和变电站的相关知识，侧重电网调度和设备监控技术，对调控运行人员应具备的岗位技能知识进行了深化和拓展；在结构形式上，以专项培训和综合培训相结合，力求各章节独立灵活，对发电厂、变电站、调度、监控各专业知识进行了分解和关联，不仅可供各级调控运行人员培训使用，还可以作为变电运行维护人员的辅助培训教材，以及电力职业院校和新入职员工的参考书。

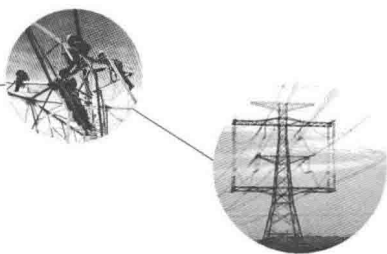
本书共八章，第一章电网调控基础知识；第二章和第三章，分别为发电厂运行管理和变电站运行管理；第四章电网结构及稳定分析；第五章电网及设备运行监控；第六章电网运行调度；第七章电网倒闸操作和第八章电网异常及事故处理。

本书在编写过程中得到了各级领导的大力支持，全体编委会成员以高度的责任感和严谨的治学态度为本书的编写付出了辛勤的劳动，在此，对所有参与和支持本书编辑出版的同志们表示衷心的感谢。

由于经验和理论水平有限，书中难免有疏漏之处，恳请各位专家和读者批评指正。

编者

2014年4月



目 录

前言

第一章 电网调控基础知识	1
第一节 电力系统基础	1
第二节 电网调控一体化运行介绍	3
第二章 发电厂运行管理	12
第一节 火力发电厂运行管理	12
第二节 水力发电厂运行管理	24
第三节 核能发电运行管理	31
第四节 新能源发电设备及运行	40
第三章 变电站运行管理	50
第一节 变电站概述	50
第二节 变电站主接线及运行方式	53
第三节 变电站一次设备	57
第四节 变电站二次设备	85
第五节 站用交、直流系统	92
第六节 变电站运维管理	94
第七节 变电站综合自动化	108
第八节 智能变电站	111
第四章 电网结构及稳定分析	121
第一节 电网结构分析	121
第二节 电力系统稳定分析	129
第五章 电网及设备运行监控	137
第一节 运行监控的基本知识	137
第二节 监控信息的基本知识	156
第三节 设备运行监视及告警信息的分析、处置	162
第六章 电网运行调度	208
第一节 负荷及出力调整	208
第二节 系统电压调整	213
第三节 系统频率调整、合理安排备用	217
第四节 系统谐波消除	221
第五节 系统潮流调整	223

第七章 电网倒闸操作	226
第一节 倒闸操作概述	226
第二节 母线停送电操作	231
第三节 线路停送电操作	232
第四节 变压器停送电操作	234
第五节 断路器及隔离开关操作	235
第六节 并、解列与合、解环操作	238
第七节 补偿设备的操作	241
第八节 继电保护及安全自动装置的调整	245
第八章 电网异常及事故处理	252
第一节 事故处理的一般要求	252
第二节 线路事故处理	254
第三节 母线故障及母线失电事故处理	258
第四节 变压器事故及异常处理	260
第五节 断路器和隔离开关异常及故障处理	262
第六节 电流互感器和电压互感器异常及故障处理	265
第七节 补偿设备事故及异常处理	267
第八节 系统铁磁谐振过电压的处理	270
第九节 继电保护及安全自动装置异常处理	272
第十节 通信及自动化设备异常处理	274
第十一节 发电设备异常及事故处理	276
第十二节 频率和电压异常处理	277
第十三节 发电厂、变电站全停事故处理	281
第十四节 系统解列、系统瓦解、大面积停电处理	283
第十五节 系统振荡处理	289
第十六节 反事故演习	292

二、电力生产主要特点

电力生产过程由于其自身独有的特性，使得它与其他工业有很大的差别，主要表现为如下。

1. 同时性

电能不能大量储存，电能的生产、输送、分配、消费、使用实际上是同时进行的，每时每刻系统中发电机发出的电能必须等于该时刻用户使用的电能，再加上传输这些电能时在电网中损耗的电能。这个产销平衡关系是电能生产的最大特点。

2. 整体性

发电厂、变压器、高压输电线路和用电设备在电网中形成一个不可分割的整体，缺少任一环节，电力生产都不可能完成；相反，任何设备脱离电网都将失去意义。

3. 快速性

电能输送过程迅速，其传输速度近似于光的速度，“快”是它的一个极大特点。电能从一处输送至另一处所需要的时间仅千分之几秒，电力系统从一种运行状态过渡到另一种运行状态的过渡过程非常短促。

4. 连续性

如果电能质量不能满足要求，无论对用户还是对电力系统本身都会产生不良后果，因此电能质量需要实时、连续的监视与调整。

5. 实时性

电网事故发展迅速，涉及面大，需要实时安全监视调整和控制。

三、我国电网发展现状

1. 我国电力系统初期概况

1882年，由英国人成立的上海电气公司在上海建设了中国第一座发电厂，并于当年7月26日开始供电。自1882年上海外滩点燃15盏弧光灯，到装机容量和年发电量居世界前列，中国的电力工业已经走过了120多年的发展历程。

在新中国成立前的60多年里，中国的电力工业发展缓慢，技术装备落后。到1949年底，全国发电装机容量185万kW，年发电量仅有43亿kWh，在世界各国排名分别为第21位和第25位。当时中国已形成东北中部电力系统、东北南部电力系统、东北东部电力系统及冀北电力系统等等系统。

2. 我国电力系统现状

随着国民经济的迅速发展，逐步形成以大型发电厂和中心城市为核心，以不同电压等级的输电线路为骨架的各大区、省级和地区的电力系统。除台湾地区外，我国已建成跨省电力系统6个，即华北系统、华中系统、华东系统、东北系统、西北系统和南方电网。华北、华中通过1000kV交流联网，东北与华北采用直流背靠背联网，西北与华北采用直流背靠背联网，华中与华东、华中与南方通过直流实现异步联网，全国联网基本实现。我国电力工业正从大机组、超高压、西电东送、全国联网的发展阶段，向绿色发电、特高压、智能电网的发展新阶段转变。

3. 我国电力工业发展的预期

利用特高压输电技术特别是直流技术，可以实现远距离、大容量输电效率，提升电网设备运行水平，减少输电回路数，损耗低，有利于节约土地资源，保护环境，优化资源配置。2009年，1000kV长治—南阳—荆门特高压交流输电试验示范工程正式投入运行，使中

国成为当今世界交流输电电压等级最高的国家。2010年，±800kV特高压向—上直流示范工程投入运行。

特高压交直流输电工程技术成熟、设备可靠、作用突出，表明我国已经具备自主建设、运行和管理世界一流大电网的能力。

第二节 电网调控一体化运行介绍

一、变电运行管理模式介绍

1. 原有运行模式的局限性

随着电网规模的扩大以及复杂程度的日益提高，原有的运行组织模式在确保电网及设备安全优化配置资源、提高人员劳动效率，以及专业管理等方面的局限性越发明显。主要表现在：

(1) 设备运行集约化程度不高。集控站分散建设使监控系统通信等相关设备成倍增加，系统投资运行成本加大。

(2) 调度运行与设备运行业务流程环节多、链条长。各级调度间业务耦合度较高，现有调度运行和设备运行集控分设的模式，增加了运行环节，影响了实时控制效率，不利于进一步提高运行绩效和劳动效率。

(3) 生产结构性缺员矛盾日益突出，人才保障压力大。由于目前集中监控规模偏小，集控站建设分散，存在机构人员配置多，管理成本高的问题，安全压力和风险较大，人才队伍难以满足电网迅速发展的要求。

(4) 对调度核心业务的技术支持不够。随着电网的快速发展，电网调度任务日益复杂繁重。

2. 国内主要变电运行管理模式

国内主要变电运行管理模式主要有四种，即传统模式、集控站模式、监控中心+运维站模式、调控中心+运维操作站（调控一体化）。

(1) 传统模式：以变电站为单元设置，分站监控、分站操作、变电站24h有人值班，人员轮换值班，负责变电站内设备巡视、监视、消缺、操作、状态评价等工作。调度预令、正令直接下达到变电站。优点是事故异常响应速度快；缺点是随着变电站数量的增多，需要庞大的运行人员队伍，人力资源和自动化设备未得到充分利用。

(2) 集控站模式：按照作业半径、分区监控、分区操作，监控操作合一，岗位具有一定互换性，负责所辖变电站设备巡视、监视、消缺、操作、状态评价等工作。调度预令下达集控站，正令下达变电站（各地区根据实际情况略有不同）。优点是一定程度上减少了值班人员；缺点是需建设多个集控站，值班人员仍然较多、集控站监控系统重复建设。

(3) 监控中心+运维站模式：集中监控、分区操作，监控和操作分属两个班组，调度与监控分离，一个地区集中建设1~2个监控中心，按作业半径分设多个运维操作站。监控人员负责受控变电站设备监视、远方简单操作、状态评价等工作；运维操作人员负责状态巡视、消缺、现场操作以及应急处置等。调度预令下达监控中心，正令下到变电站（各地区根据实际情况略有不同）。优点是人力资源使用效率高，充分利用自动化技术，适应电网快速发展需要，有利于向调控一体化过渡；缺点是监控范围大，随着电网发展，监控中心需相应增加监控席位。

(4) 调控中心+运维操作站（调控一体化）：集中监控、分区操作，监控与操作分离，调

度与监控合一、一个地区集中建设一个调控中心，按作业半径分设多个运维操作站。调度人员与监控人员在同一场所值班，都属于调控部门。调控人员负责调度和设备监控、远方遥控操作、状态评价等工作；运维操作人员负责状态巡视、消缺、现场操作以及应急处置等，调度预令下达运维操作站，正令下达变电站（各地区根据实际情况略有不同）。优点是调度掌握设备运行信息更加及时全面准确，事故异常处理命令下达快捷，管理链条缩短，人力资源使用效率高；缺点是调度中心责任加重。

目前，各级电网调度机构亟需调动各种资源为电网调度运行提供全方位的技术支持。因此，需推进调度业务模式转型，实现电网运行资源优化整合，提升大电网集约化控制能力，加快推进电网运行管理组织架构重建与人员合理配置，实现调度运行与设备运行等多专业的有效融合，从而实现调控一体化。

二、电网调控一体化模式的概念和优势

1. 电网调控一体化模式的概念

电网调控一体化模式，就是在电网调度和变电监控中心实施一体化设置，使电网调度、监控中心和运行操作站等各方面结合起来，共同对电网进行管理。

2. 调控一体与集控站管理模式、监控中心+运维站模式的对比

(1) 组织结构。在调控一体化运行管理模式中，调度与变电站两级建制结构扁平；而在集控站管理模式中，调度与集控站及监控中心各为独立建制，形成调度、集控站或监控中心、变电站三级结构，较为复杂的业务流程。

(2) 业务流程。在调控一体化运行管理模式中，变电站监视与电网调度于一体，可及时全面准确掌握变电站信息，若对信息产生疑问，可随时回溯，为快速判断处理提供条件；操作指令由调控中心直接下达给变电站，环节少效率高；事故状态下，由调控进行隔离转电操作，提高处置效率；而集控站管理模式由于调度与监控分离，存在如下问题：变电站信息需经变电站监控员汇报调度员，延缓了调度员处理事故的速度；调度可掌握的信息量较少，产生疑问时需向监控问询，来回往复，监控上行要应对省地调，下行要面向各变电站，处在生产瓶颈位置，增加了环节，容易形成信息堵塞，影响生产效率及安全。

(3) 人员配置。原集控站管理模式对监控岗人员要求较低，现有变电运行人员经短时培训即可满足岗位需要；但每个集控站均需配备监控人员，机构较为臃肿。在调控一体运行管理模式下，只需配置一套班组管理人员，经测算，调控定员数少于调度与监控各自独立建制的定员数之和。调度监控轮岗，对上岗人员素质要求高，需掌握调度与变电运行两专业技术，调度岗与监控岗可定期轮岗，人员业务全面，符合一岗多能要求。

3. 电网调控一体化模式的优势

简单地说，调控一体化是在电网规模快速发展的需求下产生的。在电网信息化与智能化的要求，电网公司集约化管理与可持续发展的要求背景下，在原电网调度业务基础上，增加电网监控职能，依靠规范上传的电网信息和智能完善的技术支持系统，全面掌握电网实时运行状态，提高对电网安全稳定运行的可控度。

每个地市供电公司建设一个变电站运行集中监控中心，监控范围与地市供电公司运维范围一致（不包括配网）。按照所监控变电站规模设置相应的监控席。依据变电站重要程度和分布情况，按合理作业范围建立若干个运维操作站。鼓励、支持有条件的单位，从“监控中心+运维操作站”模式向调控合一，即“调控中心+运维操作站”的模式转变。

三、电网调控一体化系统的特点

以地区电网为例，介绍电网调控一体化系统的特点：体系结构、系统平台和应用功能的设计是一体化和标准化的，能够满足调度机构各专业的需要，实现和 SG186 协同运作，基础数据、模型、图形等能够实现源端维护、全网共享。

该系统是综合在“调控一体”模式下的自动化技术系统，该系统必须具备电网调度的基本数据采集和监视功能及电网高层应用功能，同时针对变电运行设备的监控必须具备设备监视细化和监控分析定位功能。将电网调度和设备监控合一，同时又能区分不同需求的功能系统。系统在满足必须具备 SCADA、变电站集中监控、AVC、状态估计、调度员潮流、静态安全分析、负荷预测等基本功能基础上，优先建设二次设备在线监控、综合智能告警、增加综合故障等支持调控一体化运行的功能模块，然后根据实际需求，分步开发供电风险分析、合环操作风险分析等可选功能。

针对调控一体化工作的实施，认真梳理业务流程，建立与之配套的制度保障体系，编写和完善了现有的调度与监控运行及管理制度。制度内容涉及职责划分、安全管理、运行管理、技术管理、培训体系、调度规程、应急预案、操作指导、无功电压管理等方面。明确了调控一体化模式下各单位与岗位的职责，除全面规范主网调控一体化安全生产管理外，对一些重要方面也做了相应规定，如：在极端自然灾害及突发事件下，调度向操作站移交监控职责，以及按电网风险要求落实管理干部到岗到位等。

四、推行地区电网调控一体化取得的成效

1. 安全效益得到充分发挥

(1) 调度对电网运行状况的掌控能力明显提高。强大的调度技术支撑体系的实现，调度更加全面掌握电网一、二次设备状况。如控制过程可视化，变电站监控后台远方调阅，保护、故录信息调阅，进一步提升了对电网、设备运行状态分析的整体性和准确性。

(2) 电网风险得到有效预防和控制。实施调控一体化改造后，监控系统《电网实时风险预警及辅助决策系统》可以按照负荷预测、电网拓扑、设备状态评估、故障概率等因数对各项检修工作电网方式进行风险评估，通过对电网实时扫描提醒调度员电网的实时 N-1 风险；并将电网的风险评估与电网主设备状态检修评估结果相结合，使得风险评估结果得到了量化，对调度实际操作有比较强的指导意义，对电网风险的有效预防和控制提供重要参考。

(3) 事故的快速准确分析与应急处置能力显著提升。监控系统能够提供实时、准确的事故信息，风险预防与控制系统可自动提供事故发生时的处理辅助预案和处理后的风险评估，能够帮助调度员及时准确掌控电网运行情况，并迅速准确地作出判断，通过远方操作快速隔离处置故障。

(4) 交通安全风险有效降低。调度遥控操作大幅减少了运行人员往返变电站的次数，有效降低了运行人员的交通安全风险。

2. 企业的社会效益得到充分发挥

(1) 提高了生产效率。调控业务范围内工作大量减少了操作人员赶往现场次数，缩短了设备停役时间，有效提高了生产效率。现有调度自动化系统可根据指定目的状态即可自动完成运行方式变更的程序化操作的实现，具体可操作范围包括：断路器、隔离开关等一次设备遥控，以及投退软压板、定值区切换、保护电源投退等二次设备遥控。

(2) 提高了供电可靠性。实施调控一体化后,调度对电网运行状况的掌控能力明显提高,事故的快速准确分析与应急处置能力显著提升。尤其是主网调控一体化与配网调控一体化紧密衔接后,可以实现从变电站 110kV 进线开关站至 10kV 线路断路器站的调控一体化,对电网的安全稳定、可靠供电和优质服务提供了更加可靠的保障。

(3) 实现了减人增效。通过变革组织架构,创新管理模式,将调度运行和设备运行集约融合,充分挖掘人力资源潜力,采用调控一体集约化模式后,可以更加充分利用人力资源,有效释放运行人员工作效能。

(4) 降低了企业成本。通过充分利用调度自动化系统“遥控、遥信、遥测、遥调、遥视”功能,减少了现场交接班、巡视以及部分设备的操作,相应的交通、人力成本随之有效降低。

(5) 解放生产力,原有成熟技术通过调控一体化发挥了巨大效益。先进的生产关系可以促进生产力的发展,数字化变电站、变电站后台远程管理系统(KVM)和故障录波与保护信息管理等系统都是相对成熟的先进技术应用,在原有运行管理模式下并未发挥较高的生产效益,通过调控一体化的实施,可以使其更好的为电网安全稳定运行和优质可靠供电服务。KVM 技术通过调控一体化的实施,通过数据网将变电站后台画面、鼠标键盘、声音延伸至调度台,实现对无人值班站辅助管理,为调度员提供全面的变电站设备运行信息,实现如后台信息的远程检阅、顺序控制、远程打印等先进应用。通过调控一体化的实施,故障录波与保护信息管理系统可以为调度员提供故障初步分析简报,包括故障线路、故障类型、故障测距、故障电流、故障持续时间等基础数据,并可为调度台提供具体的录波波形文件及波形分析工具,为调度员进一步分析故障,及时正确的判断故障情况提供了先进技术支持,保障了电网的安全稳定运行和优质可靠供电。

五、设备监控管理

1. 各级调度机构监控范围

根据国家电网公司“大运行”体系实施方案,各级调度机构负责相应电压等级的变电站设备集中监控任务,如表 1-1,给出了各级调度机构调度范围与监控范围的分界点。

表 1-1 各级调度机构调度范围与监控范围

调度机构	设备监控职责
国(分)调	承担±800kV 直流、750kV(重要枢纽站)及以上电压等级变电站运行集中监控、输变电设备状态在线监测与分析业务
省、自治区、直辖市调度机构(省调)	承担省域内±660kV 及以下直流和 750kV(重要枢纽站除外)、500kV、330kV 枢纽站变电设备运行集中监控、输变电设备状态在线监测与分析业务
省辖市级调度机构(地调)	承担地域内 110(66)、220kV 和 330kV 终端站变电设备运行集中监控、输变电设备状态在线监测与分析业务
县级调度机构(县调)	承担县域(城区)内 35kV 及以下变电设备运行集中监控业务

2. 设备集中监控工作内容及要求

监控工作内容主要包括:监控范围内受控站设备监视、无功电压调整、规定范围内的倒闸操作、事故及异常处理、设备验收及启动和输变电设备状态在线监测等。下面以某省调为例,介绍省调的监控内容及要求。

(1) 设备监视。值班监控员负责受控站设备的监视工作,主要包括事故、异常、越限、变位信息;全面掌握各受控站的运行方式、设备状态、异常信号、主设备的负载、电压水平、

故障处理等情况；定期对受控站进行巡回检查，及时发现异常和缺陷。当监控系统发生异常，造成受控站部分或全部设备无法监控时应通知自动化人员处理，并将设备监控职责移交给相应现场运维人员。在此期间，现场运维人员应加强与值班监控员联系。

(2) 无功电压调整。

1) 工作内容：

- 负责受控站母线电压的运行监视。
- 根据网调颁布的电压曲线，在受控站 500kV 电压合格范围内自行投切电容器、电抗器进行电压调整，并做好记录。

2) 工作要求：

- 若值班监控员已无能力进行电压调整时，应及时汇报国调分部值班调度员，由国调分部值班调度员采取其他调节措施控制电压在合格范围内。
- 原则上 500kV 主变压器压器的低压电抗器、电容器只用于调节 500kV 主网电压。

(3) 倒闸操作。

1) 工作内容：

- 只执行拉合断路器的单一调度口令操作。
- 无功电压调整操作。

2) 工作要求：

- 副职及以上值班监控员有权接受各级调度预发的操作任务票（操作预令）核对无误后，转发至受控站，并与现场运维人员核对无误。
- 正值及以上值班监控员有权接受调度操作指令（操作正令）。
- 监控执行的单一操作任务可不填写操作票。
- 遥控操作时，应核对相关变电站一次系统图画面，优先在分画面上操作。

(4) 事故及异常处理。事故及异常发生后值班监控员应本着保人身、保电网、保设备的原则迅速、准确处理，如表 1-2。

表 1-2

事故及异常处理工作要求

<p>异常发生时，应对异常信号、时间等重要相关信息做出初步分析，通知现场运维人员检查处理。监控系统发生异常，造成受控站部分或全部设备无法监控时，值班监控员应通知自动化人员处理，并将设备监控职责移交给相应现场运维人员</p>	<p>对于受控站设备缺陷，若为危机或严重缺陷，现场运维人员应立即告知值班监控员，并由其汇报相关调度。在此期间，值班监控员应对相关设备加强监视。缺陷消除后，现场运维人员应及时告知值班监控员消缺情况</p>	<p>受控站内电网设备发生故障跳闸时，值班监控员应迅速收集、整理相关故障信息，并根据故障信息进行初步分析判断，及时将有关信息向相关值班调度员汇报，同时通知运维人员进行现场检查、确认，并做好相关记录</p>
---	---	--

(5) 设备验收及启动。工程建设单位（指负责工程项目管理的基建单位或生产单位）应在新建工程启动前 3 个月向省调监控提供设计图纸及监控信息表，改、扩建工程应在启动前 1 个月提供相关资料。

监控人员对监控信息表进行审核，提交自动化人员进行数据库维护、画面制作、数据链接等生产准备工作。对于审核发现的问题，应通过工程建设单位与设计单位进行确认。设计单位如有设计变更，也应通过工程建设单位告知省调。

监控验收合格后，设备方可启动。设备检修、消缺、执行反措等工作后，若有二次线回路变更、点位变化等情况，应在现场验收通过后，有现场运维人员通知监控人员验收。监控

验收合格后，工作方告终结。

(6) 输变电设备状态在线监测。目前以江苏监控监视范围内的设备状态在线监测为例，主要包括变电设备和输电设备两大类。其中变电设备状态监测的对象为主变压器、高压电抗器的油色谱；输电设备在线监测主要面向 500kV 过江输电线路，包括了导线温度、过江大跨视频以及线路所在地的微气象。

六、电网调度管理

(一) 电网调度基本概念及任务

电网调度是指电网调度机构（简称调度机构）为保障电网的安全、优质、经济运行，对电网运行进行的组织、指挥、指导和协调，如表 1-3。

表 1-3 电网调度基本概念及任务

产生背景	电力工业生产各环节同时进行，需要实时、连续地监视与调整，确保电压、频率、谐波分量等指标在合理范围之内。在发生异常或故障时，需采取及时措施，避免事故扩大化。电能生产的内在规律，要求对电力系统的运行统一组织、指挥与协调管理，也就是需要电网调度统一进行管理协调，来保证系统正常运行和电力合理供需
基本要求	(1) 国家相关法律法规的要求； (2) 电网运行的客观规律要求； (3) 商品价值规律的要求，（社会主义市场经济）按照有关合同或者协议，保证发电、供电、用电等各有关方面的利益，使电力生产、输送、使用各环节直接或间接地纳入市场经济的体系之中
基本任务	组织、指挥、协调电网生产运行： (1) 合理使用发、输、变电设备能力，保证负荷用电需求； (2) 消除运行隐患、处置异常故障，保证电网安全运行和连续供电； (3) 协调电力系统各环节运行，保证供电质量； (4) 优化安排发电机组运行，保证电网经济运行； (5) 按照有关合同或协议，保证发电、供电、用电等各方面的合法权益

(二) 电网调度管理

电网调度管理是指调度机构为确保电网安全、优质、经济运行，依据有关法律或法规，按照一定原则对电网生产运行、调度系统及其人员职务活动所进行的管理活动，由各级调度机构负责具体实施。由于调度管理体制不同，各国调度机构设置和管理内容也有所不同，分为统一调度和联合调度两种基本模式，如表 1-4。

表 1-4 电网调度管理的两种基本模式

调度模式分类	含 义	实例
统一调度模式	对全网负荷平衡、发电厂出力分配、设备检修、电能质量和安全经济运行进行统一调度	中国、法国
联合调度模式	互联电力系统按签订的协议进行调度，各系统调度机构之间相互平等，系统内部实行统一调度，系统之间实行联合调度	欧洲发输电协调联盟联合电力系统

国务院 1993 年正式颁布了《电网调度管理条例》（国务院令第 115 号，简称《条例》），明确规定我国电力系统调度管理实行统一调度、分级管理的原则。

1. 我国电网调度管理的基本原则

(1) 统一调度、分级管理的原则（如表 1-5）。《电网调度管理条例》第四条明确指出，电网运行实行统一调度、分级管理。两者是一个有机整体，统一调度以分级管理为基础，分级管理是为了有效地实施统一调度，目的是为了有效地保证电网安全、可靠、优质、经济运行，确保全社会的有序供电，维护社会的公共利益。

表 1-5

统一调度、分级管理的原则

统一调度	<p>(1) 统一组织全网调度计划（或称运行方式）编制和执行。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 平衡全网电力供需和实施全网发电、供电调度计划。 • 协调组织和安排全网主要发电、供电设备的检修进度。 • 安排全网的主接线方式。 • 布置和落实全网安全稳定措施。 • 统一指挥全网的运行操作和事故处理。 <p>(2) 统一协调和规定全网继电保护、安全自动装置、调度自动化和调度通信系统的运行。</p> <p>(3) 统一布置和指挥全网的调峰、调频和调压。</p> <p>(4) 统一协调水电厂水库的合理运用。</p> <p>(5) 按照规章制度统一协调有关电网运行的各种关系</p>
分级管理	<p>根据电网分层运行的特点，为明确各级调度机构的责任和权限，有效地实施统一调度管理，由各级调度管理机构在其管辖范围内具体落实电网调度管理的分工安排</p>

(2) 按照调度计划发电、用电的原则。为统筹安排电力供应，合理分配电能资源，最优化全社会整体利益，《电网调度管理条例》第十三条对电网调度机构、发电厂、变电站、电力用户提出了明确的发电、用电要求。

- 调度机构。应根据国家计划、有关供电协议和并网协议、电网设备能力，并考虑备用容量后，合理制定发电计划和用电计划，不得克扣电力、电量，并报送有关部门备案。

- 发电厂、变电站。必须按照调度机构下达的调度计划和规定的电压范围运行，并根据调度指令调整功率和电压，不得以任何借口（另有规定的除外）拒绝或拖延执行调度指令或不执行调度计划等，不能自行任意多发或少发电能。

- 电力用户。必须严格执行用电计划，不得超计划用电，对于超计划用电的用户调度机构可予以警告或发布限电指令，可以强行扣还部分电力、电量；当超计划用电威胁电网安全运行时，调度机构可以部分或者全部暂时对超计划用电用户停止供电，后果由超计划使用电力或者电量的单位和个人负责。

(3) 值班调度员履行职责受法律保护的原则，如表 1-6。

表 1-6

值班调度员履行职责受法律保护的原则

值班调度员履行职责受法律保护的原则	<p>(1) 任何单位和个人不得非法干预调度系统值班人员发布或执行调度指令，调度值班人员依法执行公务，有权拒绝各种非法干预。</p> <p>(2) 电网管理部门的主管领导发布的一切有关调度业务的指示，应当通过调度机构负责人转达给值班调度员。</p> <p>(3) 非调度机构负责人，不得直接要求值班调度人员发布任何调度指令。</p> <p>(4) 任何人均不得阻挠值班人员执行上级值班调度员的调度指令</p>
-------------------	--

(4) 调度指令具有强制力的原则。调度指令具有强制力，这样才能保证调度指挥的畅通和有效，才能及时处理电网事故，保证电网安全、优质和经济运行，如表 1-7。

表 1-7

调度指令具有强制力的原则

调度指令的强制性原则	<p>调度指令必须执行，当执行调度指令可能危及人身或设备安全时，值班人员应当向上级值班调度人员报告，由上级值班调度人员决定调度指令的执行或者撤销。如果发令值班调度员重复该指令时，接令值班人员原则上必须执行，但如执行该指令确将危及人身、设备或者电网安全时，值班人员应当拒绝执行，同时将拒绝执行的理由及改正指令内容的建议报告发令的值班调度员和本单位直接领导人。</p> <p>电网管理部门的负责人或者调度机构负责人，对上级调度机构的值班调度人员发布的调度指令有不同意见时，可以向上级电网电力行政主管部门或上级调度机构提出，但是在其未做出答复前，受令调度机构的值班调度人员，必须按照上级调度机构值班人员发布的调度指令执行。</p> <p>调度系统的值班人员不执行或者延迟执行上级调度机构值班调度员的调度指令，则未执行调度指令的值班人员以及不允许执行或者允许不执行调度指令的领导人均应当对此负责</p>
------------	---

(5) 应维护电网整体利益, 与保护有关单位和电力用户合法权益相结合的原则。

1) 原因。电网实际运行中, 电力企业、电力用户的局部利益要服从电网整体利益, 电网调度应维护整体利益, 确保电网安全、优质和经济运行, 实现全社会利益最优。

2) 实例—限电序位表。调度机构应根据本级人民政府的生产调度部门的要求、用户的特点和电网安全运行的需要, 提出事故及超计划用电的限电序位表, 经本级人民政府的生产调度部门审核, 报本级人民政府批准后, 由调度机构执行。

(6) 应符合社会主义市场经济的要求和电网运行客观规律的原则, 如表 1-8。

表 1-8 符合社会主义市场经济的要求和电网运行客观规律的原则

调度管理工作				
服从社会主义市场经济要求				
服从于发展社会主义市场经济的大局	充分认识电能具有价值和使用寿命等商品属性	遵守国家法律法规、相关政策、标准和规范要求	维护并网运行各方的合法权益, 公平、公正、公开	符合电网运行客观规律

2. 我国电网调度机构

电网调度系统包括各级电网调度机构以及调度管辖范围内的发电厂、变电站的运行值班单位, 调度机构在电网运行中扮演着双重角色, 一方面是电网生产运行单位, 负责指挥电网内发、输、变、配电设备的运行、操作和事故处理, 向用户有计划地供应符合质量标准的电能, 保证电网安全、优质、经济运行; 另一方面又是电网管理部门的职能机构, 代表本级电网管理部门在电网运行中行使调度权。根据统一调度、分级管理基本原则, 我国电网调度机构分为如表 1-9 所示的五级调度, 各级调度在电网业务活动中是上、下级关系, 下级调度必须服从上级调度。

表 1-9 我国电网调度机构

调度机构	数量	职 责
国家调度机构 (国调)	1	(1) 负责各大区电力系统间 500kV 及以上电压等级联络线运行管理; (2) 协调确定各大区电力系统间的交换功率; (3) 负责大区电力系统互联的安全稳定运行; (4) 协调各大区电力系统的经济的运行; (5) 收集全国各电力系统的信息, 并进行统计分析
跨省、自治区、直辖市调度机构 (分中心)	5	(1) 直接调度大区内大型水力和火力发电厂, 500 (330) kV 及以上电压的线路和变电站, 220kV 省级电力系统间联络线路和变电站以及直接调度的发电厂的送电线路; (2) 负责大区电力系统的安全经济运行和电能质量的管理; (3) 监督各省级电力系统执行发电和用电计划, 或监督各省级电力系统按计划控制联络线的交换功率; (4) 收集全电力系统的信息, 并进行统计分析和上报国调
省、自治区、直辖市调度机构 (省调)	28	(1) 调度省内 220kV 线路和变电站, 以及部分水、火力发电厂 (由大区直接调度的除外); 调度地区电力系统间 110kV 的联络线; (2) 负责省级电力系统范围内的安全经济运行和电能质量的管理; (3) 按计划完成发电任务和控制用电负荷, 或控制与相邻省级电力系统间的联络线功率; (4) 收集本省级电力系统的信息并进行统计分析和上报大区电力系统, 独立的省级电力系统则直接上报国调
省辖市级调度机构 (地调)	325	(1) 调度 110kV 及以下电压线路变电站 (由省级电力系统调度的除外); (2) 负责地区电力系统和配电网的运行管理工作; (3) 掌握和分析用电负荷情况, 并对高压大用户和县供电所进行调度管理; (4) 负责地区小水电厂、小火电厂的调度管理; (5) 收集地区电力系统的信息, 并进行统计分析和上报省级电力系统调度
县级调度机构 (县调)	1523	(1) 负责 35kV 及以下配网的调度运行管理; (2) 协调所辖范围内的涉及电网运行管理的其他工作; (3) 接受上级电力管理部门、调度机构授权或委托的与电力调控相关的工作