

## 目录

|                           |  |
|---------------------------|--|
| 1 范围 .....                |  |
| 2 规范性引用文件.....            |  |
| 3 术语和定义 .....             |  |
| 4 总则 .....                |  |
| 5 调度管辖范围及职责 .....         |  |
| 6 调度管理制度 .....            |  |
| 7 电网运行方式管理.....           |  |
| 8 设备检修管理 .....            |  |
| 9 新设备投运管理.....            |  |
| 10 有功调度及频率管理 .....        |  |
| 11 无功调度及电压管理.....         |  |
| 12 调度操作规定.....            |  |
| 13 电网事故处理.....            |  |
| 14 电网稳定.....              |  |
| 15 继电保护和安全自动装置的调度管理 ..... |  |
| 16 电网通信运行管理.....          |  |
| 17 调度自动化设备运行管理.....       |  |
| 18 水库调度管理.....            |  |
| 19 并网管理.....              |  |
| 20 电网调度运行信息管理.....        |  |
| 附录一省调管辖设备                 |  |

附录二 省调委托地调管辖设备

附录三 省调许可设备与备案设备

附录四 国调许可设备

附录五 华中网调许可设备

附录六 湖北主网电压考核点

附录七 新设备投产前应报送的相关资料清单

附录八 电网调度术语 .....

附录九 省调调度员职责

附录十 调度员交接班制度

附录十一 省调操作指令票示

## 前 言

为加强湖北电网的调度管理工作，保证湖北电网安全、优质、经济运行，依据《中华人民共和国电力法》、《电网调度管理条例》、《电力监管条例》、《电网运行准则》和相关法律、法规，制定本规程。

本标准的附录一、附录二、附录三、附录四、附录五、附录六为资料性附录。本标准的附录七、附录八、附录九、附录十、附录十一为规范性附录。

本规程由湖北省电力公司调度中心具体负责修订、解释。请各有关单位将本规程在执行过程中的建议或意见及时反馈至湖北省电力公司调度中心。

# 湖北电网调度规程

## 1 范围

本规程规定了湖北电力系统电力调度管理工作的基础性原则。

本规程适用于湖北电力系统内发电、输电、配电、售电、用电及其他活动中所有与电力调度有关的行为。

## 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。凡是注明日期的引用文件，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。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，其最新版适用于本标准。

1. 《中华人民共和国电力法》中华人民共和国主席令第 60 号
2. 《电网调度管理条例》国务院令第 115 号
3. 《电力监管条例》国务院令第 432 号
4. 《电网运行准则》DL/T 1040-2007
5. 《电网运行规则》国家电监会 22 号令
6. 《并网调度协议（示范文本）》GF-2003-0512
7. 《发电机组并网安全评价管理办法》电监安全[2007]45 号
8. 《电力系统频率允许偏差》GB/T15945-1995
9. 《电力系统电压质量和无功电力管理规定（试行）》能源电[1993]218 号
10. 《电网调度机构的职权及其调度管辖范围的划分原则和直接调度的发电厂的划分原则》电政法[1994]607 号
11. 《电业安全规程》（发电厂和变电所电气部分）DL408-91
12. 《电业安全规程》（电力线路部分）DL409-91
13. 《电力生产事故调查暂行规定》国家电监会 4 号令

14. 《电网调度规范用语》调办[1994]87号
15. 《电力系统安全稳定导则》DL755-2001
16. 《220-500kV 电网保护装置运行整定规程》DL/T559
17. 《大型发电机变压器组继电保护整定计算导则》DL/T684
18. 《3-110kV 电网保护装置运行整定规程》DL/T584
19. 《继电保护和安全自动化装置技术规程》GB/T1428-2006
20. 《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T995-2006
21. 《电力调度自动化系统运行管理规程》DL/T516
22. 《交流采样测量装置运行检修管理规程》Q/GDW140-2006
23. 《电力二次系统安全防护总体方案》电监安全[2006]34号
24. 《国家电网调度系统重大事件汇报规定》调技[2006]43号
25. 《华中电力系统调度规程》2007-03-01
26. 《湖北电力系统检修票使用规定》鄂电调通[2000]203号
27. 《湖北电网监控中心及220kV 无人值班变电站调度运行管理规定》电司调[2007]34号
28. 《湖北省电力公司关于加强电网设备检修管理及安全考核的通知》鄂电司安[2000]05号
29. 《湖北省电力公司发电机进相运行管理暂行规定》鄂电司生[2000]129号

### 3 术语和定义

下列常用术语和定义适用合于本规程，电网调度专业术语见附录八。

#### 3.1 电力系统

由发电、输电、配电、用电等一次设备以及为保障其运行所需的继电保护、安全自动化装置、调度自动化、电力通信。电力市场技术支持系统等二次设备组成的统一整体。

#### 3.2 电力系统运行

在统一指挥下进行的电能的生产、输送和使用。

### 3.3 电力调度机构

为保障电力系统的安全、优质、经济运行，对电力系统运行进行组织、指挥、指导和协调的机构，在电力系统运行中行使调度权。

### 3.4 电力调度

电力调度机构（以下简称为调度机构）为保障电力系统安全、优质、经济运行和电力市场规范运营，促进资源的优化配置和环境保护，对电力系统运行进行的组织、指挥、指导和协调。

### 3.5 电网企业

负责电网运行和经营的电力企业。

### 3.6 发电企业

负责电网运行的（拥有单个或数个发电厂的）发电公司。

### 3.7 主网

电网主干网架。

### 3.8 电力用户

电网企业向其供电的个人或企业等社会组织。

### 3.9 操巡队

负责对无人值班变电站设备进行巡视和操作的运行单位。

### 3.10 地区监控中心

集中管理地区内无人值班变电站的运行值班单位。负责接受省调的调度指令、指挥操巡队的工作、监控无人值班变电站的运行情况。

### 3.11 电力调度系统

包括各级调度机构和有关运行值班单位。运行值班单位指发电厂、变电站（含换流站、开关站）、地区监控中心、大用户配电系统等的运行值班单位。

### 3.12 电力调度管理

指调度机构为确保电力系统安全、优质、经济运行，依据有关规定对电力系统生产运行、电力调度系统及其人员职务活动所进行的管理。一般包括调度运行管理、调度计划管理、继电保护及安全自动化装置管理、电网调度自动化管理、电力通信管理、水电厂水库调度管

理、调度系统人员培训管理等。

### 3.13 调度系统值班人员

包括各级调度机构的值班调度员和有关运行值班单位的运行值班员。

### 3.14 负荷备用容量

为平衡负荷预计误差和瞬时负荷波动而预留的备用容量

### 3.15 事故备用容量

为防止系统中发输电设备故障造成电力短缺而预留的备用容量。

### 3.16 检修备用容量

为完成发输电设备检修任务而预留的备用容量。

### 3.17 一次调频

并网机组具备的通过原动机调速器来调节发电机组转速，以使驱动转矩随系统频率而变动的功能。

### 3.18 特殊运行方式

电厂或电网接线方式与正常运行方式（包括正常检修方式）有重大变动时，电厂或电网相应的运行方式。

### 3.19 黑启动

整个电力系统因故障停运后，在无外来电源供给的情况下，通过系统中具有自启动能力机组的启动，或通过外来电源供给带动无自启动能力的机组，逐步扩大电力系统的恢复范围，最终实现整个电力系统的恢复。

### 3.20 安全自动装置

在电力系统中发生故障或异常运行时，起自动控制作用的装置。如自动重合闸、备用电源和备用设备自动投入、自动切换负荷、自动低频（低压）减载、电厂事故自动减出力、事故切机、电气制动、水轮发电机自动启动、调相改发电、抽水改发电、自动解列及自动调节励磁等。

### 3.21 水调自动化系统

由水电厂内采集水文、气象和水库运行信息的子站、调度机构内对水库运行进行监视、预报、调度和管理的主站及相应的数据传输通

道构成的系统。

### 3.22 继电保护故障信息管理系统

由收集各厂站内的继电保护装置动作信息及故障录波信息的子站、具有管理和分析功能的主站及相应的数据传输通道所组成的系统。

### 3.33 调度自动化系统

由采集电网和电厂运行信息及完成控制功能的子站，调度机构内具有分析、应用、管理功能的主站和相应的数据传输通道构成的为电力调度管理服务的系统。一般包括数据采集与监控系统（SCADA）、能量管理系统（EMS）、调度员培训仿真系统（DTS）、电力调度数据网络系统、电能计量系统、电力市场运营系统、水调自动化系统、电力系统实时动态稳定检测、监测系统、调度运行管理系统（OMS）、配电管理系统（DMS）、电力二次系统安全防护系统、相关辅助系统（调度模拟屏、大屏幕设备、GPS 卫星时钟、电网频率采集装置、运行值班报警系统、远动通道检测和配线柜、专用的 UPS 电源及配电柜、相关二次回路等）等。

### 3.24 电力通信网

由各种传输、交换、终端等设备组成的电力店里系统专用通信网络。包括基础网（光纤、数字微波、电力线载波、接入系统等）、支撑网（信令网、同步网、网管网等）和业务网（数据通信网络、交换系统、电视电话会议系统等）。

### 3.25 电力通信机构

电网企业内归口负责组织、指挥、指导、协调电力通信运行和管理工作的机构。它履行调度管辖范围内电力通信网的调度权。

### 3.26 复用保护通信设备

复用继电保护及安全自动装置信号的通信设备。包括复用继电保护及安全自动装置信号的电力线载波、微波、光纤等通信设备及配线架、相关线缆等辅助通信设备。

## 4 总则

4.1 根据《中华人民共和国电力法》、《电网调度管理条例》、《电力监管条例》、《电网运行准则》及电力行业有关标注，制定本规程。



4.2 湖北电网调度坚持安全第一、预防为主方针，实行统一调度、分级管理的原则。

4.3 湖北电网设置三级调度机构，即省级调度机构、地区(市)级调度机构、县(市)级调度机构（以下简称省调、地调、县调）。在电网调度业务活动中，下级调度机构服从上级调度机构的调度。省调与三峡梯调、清江梯调的业务关系按相关规定执行。

4.4 电网调度机构依法对电网运行进行组织、指挥、指导和协调，任何单位和个人不得非法干预电网调度活动。

4.5 省调调度管辖范围内的发电厂、变电站、地区监控中心等运行值班单位，必须服从省调的统一调度管理，遵守调度纪律。各级调度机构按照分工在其调度管理范围内具体实施电网调度管理。

4.6 凡违反本规程的单位和个人，应按照《中华人民共和国电力法》、《电网调度管理条例》、《电力监管条例》、《电力生产事故调查暂行规定》等有关条款承担相应责任。

## 5 调度管辖范围及职能

### 5.1 调度管理任务

2.1.1 调度管理的任务是组织、指挥、指导和协调电网的运行，实现下列基本要求：

1) 保证电网安全运行和连续可靠供电（，电能质量符合国家规定的行业标准；

2)，充分发挥网内发电、供电设备能力，以按最大范围优化配置资源的原则优化调度，最大限度地满足社会和人民生活用电的需要；

3) 依据有关合同、协议或规定，保护发电、供电、用电等各方的合法权益。

5.1.2 省调的主要职责：

1) 接受上级调度机构的调度指挥，负责湖北电网的调度运行管理工作及安全、优质、经济运行；

2) 指挥调度管辖范围内设备的操作；

3) 负责执行上级调度下达的联络线控制标准，负责湖北电网的调峰及所辖范围内无功电压的运行和管理；

4) 指挥湖北电网事故处理，组织和参加电网事故分析，制订提高电网安全运行水平的措施；

5) 负责湖北电网月、日的负荷预测与电力电量平衡工作；

6) 编制和执行湖北电网年、月、日运行方式；

7) 开展稳定计算，编制所辖电网安全稳定规定与事故处理预案；

8) 负责编制调度管辖范围内设备的年度检修计划, 并根据年度检修计划安排月、日检修计划;

9) 负责对湖北电网继电保护和安全自动装置、电网调度自动化的专业管理, 并对下级调度机构同类专业进行技术指导;

10) 负责对电网运行情况进行分析, 提出对电网规划和建设有指导性的措施与建议; 参与湖北电网规划编制工作及电网工程项目的可行性研究和设计审查工作;

11) 批准新建、扩建和改建工程接入电网运行, 参与工程项目的验收, 负责制定新设备投运、试验调度方案;

12) 参与电力生产年度计划的编制, 依据年度及年度分月计划并结合电网实际, 组织编制和实施月、日调度生产计划, 负责实时调度中相关指标的统计考核;

13) 负责电网的经济调度管理及管辖范围内的网损管理, 提出降损措施, 并督促实施;

14) 负责编制和实施电网“黑启动”方案;

15) 负责制定事故和超计划用电限电序位表, 报湖北省人民政府的有关部门批准后执行;

16) 负责调度系统各专业的技术管理, 组织调度系统有关人员的业务培训;

17) 统一协调水电厂水库的合理运行;

18) 负责与发电企业签订并网调度协议;

19) 协调有关所辖电网运行的其他关系;

20) 行使上级部门或者上级调度机构批准(或者授予)的其他职权。

## 5.2 省调调度管辖设备划分原则

湖北电网内, 除上级调度机构管辖外的以下设备为省调管辖设备:

1) 并入湖北电网运行, 装机容量在 100MW 及以上的火电厂和 50MW 及以上的水电厂以及其他规定为省调调度管辖电厂的主设备;

2) 220kV 变电站的 220kV 设备和线路(包括 500kV 变电站的 220kV 设备), 其中部分变电站的 220kV 设备和线路的调度管理权(含继电保护整定及一次设备操作)交由相应的地调行使(见附录二);

3) 220kV 主变中性点接地装置;

4) 管辖设备配置的继电保护及安全自动化装置;

5) 管辖发电机组励磁系统及其电力系统稳定器(PSS)、调速系统、自动发电控制装置(AGC)、自动电压控制装置(AVC);

6) 管辖发电厂、变电站的远动装置和远动专用变送器、电量采集装置、调度数据网设备, 以及变电站综合自动化、网控电气自动化、机组 AGC 及 DCS 接口设备、AVC 及广域相量量测系统(WAMS)接口设备。

省调管辖设备明细见附录一。省调可根据电网实际情况定期修正, 及时公布。

## 5.3 省调委托地调管辖设备的划分原则

省调管辖设备中, 其状态变化对主网运行方式影响不大, 但对地

区电网运行方式有较大影响的发、输电设备，可委托地调管辖。地调对省调委托管辖的设备行使调度管理权并对省调执行许可与汇报制度。

省调委托地调管辖设备明细表见附录二。省调可根据电网实际情况定期调整。

#### 5.4 省调许可设备与备案设备的划分原则

地调管辖范围的设备，其操作对省调管辖范围内的发、输、变电设备或对主网运行方式有较大影响的，为省调许可设备。省调许可设备检修前相关管辖单位应按规定向省调填报设备检修许可票并按检修票相关规定执行。

地调管辖范围内的设备，其操作对省调管辖范围内的发、输、变电设备或对主网运行方式可能产生影响的，为省调备案设备。省调备案设备状态变化前后相关管辖单位均应向省调值班调度员汇报。

省调许可设备、备案设备表见附录三。省调可根据电网实际情况定期调整。

## 6 调度管理制度

6.1 凡要求并网运行的发电机组，不论其投资主体或产权归属，均应按照《中华人民共和国电力法》、《电网调度管理条例》等法律、法规的规定，在并网前向电网企业提出并网申请，根据调度管理管辖范围依法签订并网调度协议并严格执行。

6.2 省调值班调度员是湖北电网调度管辖范围内的运行操作和事故处理的指挥人，直接对下列受令人发布指令：

1) 发电厂值长（值长不在时，电气值班长或单元长代）、梯调值班调度员；

2) 地调（省调直调的调度机构）值班调度员；

3) 地区监控中心值班员、操巡队受令人；

4) 变电站值班长（值班长不在时，正值班员代）。

6.3 各单位在运行值班人员名单有变化时应及时报相应电网调度机构，省调应按月将省调值班调度员轮值表予以公布。

6.4 调度系统值班调度人员须经培训、考核并取得合格证书方能上岗。

6.5 发布、接受调度指令，双方应先互报单位和姓名，调度指令应简单、扼要、严肃认真，使用统一调度术语并用普通话。受令人接到指令后，应复诵指令内容，发令人认为无误并认可后，方可执行。执行完毕后，应立即汇报。发、受令双方均应作好录音、记录，录音保存期不得少于三个月。

6.6 值班调度员应对所发布调度指令的正确性负责。受令人接到调度指令后应立即执行，对调度指令有疑问时，应立即向值班调度员报告，由其决定该指令的执行或撤消，若发令人重复其指令后，受令者应迅速执行。若认为执行该指令将明显危及人身或设备安全时，受令者应

- 拒绝执行，并立即将拒绝执行的理由报告值班调度员和单位领导人。
- 6.7 受令人不得擅自更改调度指令。受令人不执行或延误执行调度指令，其后果由受令人和相关的领导负责。
- 6.8 调度管辖设备严禁约时停送电。
- 6.9 非调度机构负责人不得要求值班调度员发布任何调度指令，电网企业主管领导发布与调度业务有关的指示，应通过调度机构负责人转达给值班调度员执行。
- 6.10 电网发生重大事件时，应及时启动电网应急指挥系统并组织运行方式、继电保护、自动化、通信等专业人员为领导决策提供技术保障。
- 6.11 各级电网调度室严格实行人员出入管理制度，任何与调度工作无关人员不得随意进入调度室。
- 6.12 当发生危及电网安全运行的情况时，上级值班调度员可以直接指挥操作下级调度管辖的设备，操作后应及时通知下级调度值班调度员。
- 6.13 受令人同时接到两级调度指令时，应由高一级调度决定先执行哪一级调度的调度指令，受令人将执行情况分别汇报两级调度值班调度员；受令人同时接到两级调度相互矛盾的调度指令时，由高一级调度决定执行哪级调度指令。
- 6.14 值班人员发现电网异常时，应立即向值班调度员汇报并按要求及时处理，值班调度员应将电网异常情况向有关单位通报。
- 6.15 湖北省内各级调度机构应执行经政府相应主管部门批准的超计划用电限电序位表和事故紧急限电序位表。
- 6.16 无人值班变电站调度管理
- 6.16.1 湖北电网无人值班变电站由地区监控中心统一管理。
- 6.16.2 正常操作时，省调涉及无人值班变电站的所有调度业务只与地区监控中心值班员进行联系，地区监控中心值班员负责按相关指令指挥操巡队进行现场操作。
- 6.16.3 系统发生事故或异常情况时，省调值班调度员可直接对操巡队受令人发布指令，地区监控中心值班员及操巡队受令人应在值班调度员指挥下按现场运行规程进行事故处理。
- 6.16.4 其它未涉及事宜按照《湖北电网监控中心及 220kV 无人值班变电站调度运行管理规定》相关规定执行。

## 7 电网运行方式管理

- 7.1 调度机构应根据调度管理任务的要求，编制电网年、月、日运行方式。
- 7.1.1 年运行方式编制的内容：
- 1) 所辖电网上一年运行情况分析；
  - 2) 新设备（新建、扩建、改建）项目计划投产时间；
  - 3) 年度和分月用电负荷预计；

- 4) 发电设备和主要输变电设备检修计划及其进度表;
  - 5) 年度交易计划及网供计划;
  - 6) 水库控制运用计划;
  - 7) 年度及分月电力、电量平衡;
  - 8) 年度和分月各发电厂最大出力及发电量计划;
  - 9) 电网接线方式及其潮流分析;
  - 10) 电网稳定计算分析及稳定措施;
  - 11) 电网主要设备的安全电流和控制电流;
  - 12) 超计划用电和事故限电序位表和事故紧急限电序位表;
  - 13) 短路容量分析;
  - 14) 安全自动装置和低频减负荷装置的配置及整定;
  - 15) 无功电压计算分析;
  - 16) 高压网损计算分析;
  - 17) 电网调峰、调频及经济调度要求;
  - 18) 电网运行中存在的其他问题及改进措施或建议。
- 7.1.2 调度机构应于每年 12 月前编制完成下年度运行方式，经电网企业主管生产的领导或总工程师组织审定后下达执行。
- 7.1.3 月运行方式编制的内容：
- 1) 月度电力、电量需求预测;
  - 2) 电网主设备检修计划安排;
  - 3) 新设备投产预安排;
  - 4) 跨区、跨省电力交易计划及网供计划;
  - 5) 水库调度运用计划;
  - 6) 电力、电量平衡计划和备用容量安排;
  - 7) 各发电厂出力及电量计划安排;
  - 8) 节日、重大检修方式下的潮流、电压、稳定计算、相应措施及反事故预案;
  - 9) 电网内各中枢点电压（或无功）运行曲线及其允许的电压偏差值;
  - 10) 提出月运行方式中存在的其他问题和要求。
- 7.1.4 每月 25 日（遇休息日顺延或提前）由省电网企业主持召开湖北电网月运行方式会议，确定下月运行方式，由省调编制完成后下发给有关单位执行。
- 7.1.5 日运行方式编制的内容：
- 1) 电网有功日负荷预计曲线;
  - 2) 电网主设备停电检修时间表;
  - 3) 短期电力交易计划及网供计划;
  - 4) 备用容量安排;
- 负荷备用容量不低于最大发电负荷的 2%~5%；事故备用容量一般为最大发电负荷的 10%左右，但不小于电网中一台最大机组的容量；检修备用容量一般为最大发电负荷的 8%~15%。分配备用容量时应考虑输电网络的送（受）电能力。
- 5) 各发电厂的有功出力曲线及调峰安排;

- 6) 各地区的日用电计划曲线;
- 7) 主设备检修方式通知单(包括接线方式、继电保护和安全自动装置的变动)和稳定措施通知单;
- 8) 操作任务及注意事项;
- 9) 重大方式的安全稳定措施和事故方式的安排;
- 10) 节日方式的安排。

7.2 各发电厂、地区电网的运行方式应与主网的正常运行方式相适应。发电厂的运行方式应保证发电厂的安全运行,特别是厂用电系统的可靠性。地区电网的运行方式应首先保证主网的安全。

## 8 设备检修管理

### 8.1 检修分类

1) 计划检修:凡年度检修计划中所确定的大、小修以及月运行方式会议上安排的检修。

2) 事故检修:由于设备在运行中发生故障被迫停止运行需要进行的检修。

3) 临时检修:除计划和事故外的检修。

### 8.2 编制设备检修计划应遵照以下原则:

1) 设备检修的工期和间隔应符合相关规程的规定,服从电网调度机构的统一安排;

2) 电网企业、电网使用者应根据设备健康状况,向电网调度机构提出年度、月度检修需求计划,电网调度机构应在此基础上考虑设备健康水平和运行能力,与申请设备检修单位进行协商,并统筹考虑技改、基建等工程的配合停运,尽量减少设备重复停运;

3) 调度机构应针对设备检修计划,进行发输变电设备能力、安全稳定裕度等方面的安全校核;

4) 设备检修应做到相互配合,如发电和输变电、主机和辅机、一次和二次设备等之间的检修工作应相互配合;

5) 同一停电范围的设备检修,不同维护单位要相互配合,同步进行。

6) 尽量减少临时检修,但为了防止事故和设备遭受严重破坏,在电网安全运行许可的前提下,可安排临时检修。

### 8.3 设备检修的申请、批答

8.3.1 计划或临时检修,应提前三日(工作日,下同)向省调申报检修票;对电网运行方式有较大影响的计划检修或试验,除按规定填报检修票外,还应提前十五日向省调提交相关方案和要求(如启动方案、试验报告、施工措施等),省调应于计划检修开工时间的三日前回复有关单位。

8.3.2 检修申请的内容应包括:检修设备名称、主要检修项目、工作起止时间、停电范围、检修后试验或试运行的要求等。检修票的填报应使用规范的设备名称、编号和电网调度规范术语,检修申请的内容



应详细、清楚，如对运行方式有特殊要求或可能影响电力通信、电网自动化设备运行时，应在检修票内注明。恢复送电时需校验相序、相位及校对保护极性等在检修票中明确提出。

8.3.3 省调检修管理人员应于检修前一日 12:00 前将批准的检修票发送至值班调度员，由值班调度员于 15:00 前答复申请单位及通知相关单位，与检修票有关的运行方式通知单、继电保护通知单、稳定通知单应于 17:00 前由调度机构相关领导批准后发送至值班调度员。原则上下午不批准检修票。

8.3.4 需报国调或网调的检修票，省调检修管理人员应于计划开工前三日 9:00 前根据检修票内容将检修票向国调或网调检修管理部门申报（星期日、一、二开工检修的，应于上星期四 9:00 前提出申请），经国调或网调值班调度员答复给省调值班员和省调检修管理人员批答后再批答申请单位。

8.3.5 设备因故障停运在 6 小时内不能恢复，则应转入事故检修，并填写事故检修票。

8.3.6 事故检修可随时向值班调度员申请事故检修票，值班调度员应尽快批复。

8.4 省调管辖范围内的设备检修，应由设备所属单位的相关人员或电厂值长向省调提出检修申请，国调或网调管辖设备的检修报省调后由省调向网调申请。

8.5 在省调管辖范围内的设备上带电作业，工期在一日内的，应在当天向省调值班调度员提出申请（作业地点、内容和要求），经批准后才能进行，完工后应及时汇报；工期超过两日的，应提前一个工作日向省调提出书面申请。

8.6 凡影响省调管辖设备的运行或备用的检修和试验工作，均应在得到省调值班调度员的许可后方可进行，完工后应及时汇报。

8.7 省调批准的设备检修工作，应在得到省调值班调度员允许开工的调度指令方可开工。

8.8 计划检修因故不能按期完工，应在原批准的计划检修工期未过半以前向调度办理延期手续，计划检修原则上只允许延期一次。

8.9 因电网原因，已批准的检修票因故不能按计划开工时，调度机构应立即告知检修申请单位。

8.10 已开工的检修或试验，如电网紧急需要，省调值班调度员可以根据情况终止检修或试验，将设备恢复正常运行。

8.11 因设备检修或试验，相关单位需借用非管辖的设备时，应按照国家电网公司管辖设备的检修申请流程办理借用手续，借用期间所借设备的一、二次操作，均由借方负责。

8.12 设备检修时间的计算

8.12.1 发电机组、调相机：设备从运行（或备用）状态转为检修状态时开始，到转为运行（或备用）状态为止，一切操作时间（包括启动、试验等）均算在检修时间内。

8.12.2 输变电设备：设备从运行（或备用）状态转为检修状态后，从值班调度员通知开工起，至值班调度员接到完工汇报为止。

8.13 如设备检修影响省调通信设备运行时，省调和省电力信息通信中心应在设备检修前做好协调工作。凡涉及复合光纤架空地线（OPGW）、复用继电保护和安全自动装置等通信设备检修时，应按“属地管理”原则由相应的地区通信管理部门向省通信调度报“湖北电力通信工作检修票”取得批准，并经省调同意后方可进行检修工作。

8.14 其它未涉及事宜按照《湖北电网设备停运管理工作流程》相关规定执行。

## 9 新设备投运管理

### 9.1 基本原则

9.1.1 新设备投运系指新建、扩建、改建的发电和输配电（含用户）设备（以下简称新设备）竣工后接入电网运行。省调管辖范围内的新设备投运应遵循《湖北电网发电机组并网调度服务指南》、《湖北电网新建输变电工程并网调度服务指南》的有关规定。

9.1.2 省调应严格根据国家法规、技术标准、规程规定等在拟并网设备首次并网前组织认定其并网必备条件，以保证新设备并网后的电网安全稳定运行。

9.2 基建部门每年 9 月底向省调提交下一年度新设备投产进度表及停电施工需求计划表。

9.3 新设备设计单位应在设计审查前半个月将有关资料报有关调度机构。

9.4 省调管辖范围内的新设备在投运前，建设单位应向运行管理单位提供相关资料（相关资料清单参见附录七），再由运行管理单位于预计投产前向省调提供该资料一式两份。

9.5 省调接到上述有关资料后，应开展下列工作：

- 1) 签订并网调度协议；
- 2) 确定调度管辖范围，并确定厂站名称及一次设备命名编号；
- 3) 下发调度值班人员名单，组织指导新上岗人员的培训考核；
- 4) 参加工程验收，下达调试调度方案；
- 5) 进行电网分析（包括稳定分析）计算，确定运行方式；
- 6) 进行继电保护和安全自动装置的整定计算；
- 7) 调整电网功率总加、地区总加及对发电、用电负荷报表。
- 8) 修改对限电序位表、远切负荷及减负荷装置有影响；
- 9) 补充、修改电网接线图及调度自动化信息并完成相关测试；
- 10) 修改电能量计量计费系统数据库及相关报表；
- 11) 修改雷电定位系统相关参数。

9.6 运行管理单位应在新设备送电前将有关实测数据报调度机构。

9.7 新设备启动前应由工程建设单位提供调试方案，经启动委员会批准后，省调根据调试方案负责编制调度方案。运行单位应向省调提交具备投入运行条件报告和投入电网运行申请报告并将投产试运行方案、试验项目、带负荷要求及新设备运行规程、运行值班人员名单、



现场联系人、投产试运行程序及时报省调。

9.8 新建设备投运前，有关调度专业技术人员应到现场参与验收并熟悉设备。对电网影响较大的新设备投产，需指派调度员进行现场调度。

9.9 对主网有影响的地调管辖范围的新设备投运，地调应提前一个月向省调提供电气接线图及其它相关资料。省调应于投运前三日答复。

9.10 凡资料不全、试验不合格、继电保护和安全自动装置未执行反措以及电网自动化、通信、计量装置等不符合要求或未按规定办理新设备投产试运行申请手续的，不能安排绝新设备投入电网运行。

9.11 凡接入电网的电厂和变电站，均应配齐二次设备，并与一次设备同时设计、同时建设、同时验收、同时投运。

9.12 其它未涉及事宜按照《湖北电网新设备投运管理工作流程》相关规定执行。

## 10 有功调度及频率管理

10.1 湖北电网频率的标准是 50Hz，频率偏差不得超过 $\pm 0.2\text{Hz}$ 。湖北电网频率按 $(50 \pm 0.1)\text{Hz}$ 控制，按 $(50 \pm 0.1)\text{Hz}$ 、 $(50 \pm 0.2)\text{Hz}$ 考核。

10.2 为监视电网频率，湖北电网内各级调度机构调度室、发电厂控制室、地区监控中心值班室和 110kV 及以上变电站应装有数字式频率表和电钟。电钟时间应定期与标准时钟进行校对，任何时间电钟与标准时钟不得超过 $\pm 30$ 秒。

10.3 正常情况下，发电厂应按照日发电调度计划运行，有功出力的偏差应在日发电调度计划曲线的 $\pm 3\%$ 以内，或按照值班调度员指令运行。发电设备不能按日发电调度计划运行时，应按照下列规定执行：

1) 发生事故紧急停运的，按照现场规程处理，并及时汇报值班调度员；

2) 发生临时性缺陷、燃料质量等原因无法按照日发电调度计划执行的，应及时向值班调度员提出申请后按照值班调度员临时指令执行。

10.4 并网发电机组提供基本调峰的能力必须达到以下要求，发电机组其它各项运行指标与参数必须满足《并网调度协议》中的相关规定。

1) 额定容量 200MW 及以上的火电机组，基本调峰容量不低于机组额定容量的 50%；

2) 额定容量 200MW 以下的火电机组，基本调峰容量不低于机组额定容量的 30%。

10.5 所有并入湖北电网运行的发电机组必须具备一次调频功能。机组正常运行时其一次调频功能必须投入，未经值班调度员许可，不得退出机组的一次调频功能。

10.6 所有并入湖北电网运行的发电机组一次调频死区、转速不等率、最大负荷限幅等基本性能指标应满足《电网运行准则》中相关规定的要求。

10.7 并入湖北电网运行的 200MW 及以上容量的火电机组、40MW 及以上容量的水电机组必须具备 AGC 功能。

10.8 具备 AGC 功能机组的 AGC 可用率、调节容量、调节速率、调节精度和响应时间等参数必须满足《湖北电网自动发电控制技术要求》的规定；机组的 AGC 功能投停方式必须按省调的通知执行，值班调度员可根据电网需要临时投停机组的 AGC 功能。

10.9 具备 AGC 功能的机组正常运行时均应投入 AGC 功能，当调度计划出力超过其 AGC 出力调整范围时，发电厂值班员应自行退出 AGC 功能，并汇报值班调度员。当 AGC 功能退出后，机组出力按日发电调度计划曲线运行。发电厂因设备消缺、运行方式改变不能按规定投入 AGC 功能时，由发电厂值班员向值班调度员提出申请，经同意后方可退出。机组 AGC 功能因故紧急退出后，发电厂值班员应及时汇报值班调度员。

10.10 省调值班调度员可根据系统需要修改各发电厂日发电调度计划曲线，相应发电厂应及时增、减发电出力以满足调整后的发电曲线。

10.11 地区电网解列时后，孤立小电网的频率调整由所在地区的地调值班调度员或主力发电厂值班员负责。几个地区和几个发电厂解列为同一电网时，由省调指定相应的地调值班调度员或主力电厂值班员负责频率调整。

## 11 无功调度及电压管理

11.1 湖北电网发电厂 220kV 母线正常运行上限、下限值为 242kV 和 220kV，各省调发电厂 220kV 母线电压运行超过规定限值时，发电厂值班人员应不待值班调度员指令自行调整，使电压恢复至允许范围内，调整无效时，应立即报告省调值班调度员；变电站 220kV 母线正常运行上限、下限值为 235kV 和 213kV，变电站值班人员应加强对 220kV 电压运行的监视，保证各级电压运行在规定范围内，当 220kV 母线电压超过规定限值时，应及时报告省调值班调度员。

11.2 无功调整应按无功负荷就地平衡的原则，实行无功功率分层分区平衡，减少长距离输送无功，减少电网的有功损耗和无功损耗。

11.3 各级调度部门应按调度管辖范围实行无功电压分级管理。

11.4 根据电网稳定水平、调压能力和电网负荷季节性的变化，调度机构按季下达电压考核点电压（或无功）运行曲线，标明正常运行电压和允许的偏差范围。湖北电网电压考核点参见附录六。

11.5 各电压考核点的厂、站运行人员应严格执行调度机构下达的电压（或无功）曲线。有调整手段的厂、站要尽力做到逆调压

11.6 电网需要时，值班调度员可临时改变电压（或无功）运行曲线。

11.7 发电机、调相机的自动励磁、强励、低励限制装置和失磁保护应正常投入运行，如遇特殊情况需退出运行时，应征得值班调度员同意。

11.8 电压调整的方法：

- 1) 改变发电机和调相机的励磁；

- 2) 投、切电容器、电抗器;
  - 3) 调整变压器的分接头;
  - 4) 改变厂、站间的负荷分配;
  - 5) 改变电网接线方式;
  - 6) 启动备用机组;
  - 7) 向上级调度汇报, 请其协助调整;
  - 8) 电压严重超下限运行时, 按规定切除相应地区部分用电负荷。
- 11.9 湖北电网内发电机组必须具备按照电网要求随时进相运行的能力, 其功率因数应能在数分钟内在设计的功率因数范围内进行调整, 且调整的频度不应受到限制, 100MW 及以上机组在额定功率时超前功率因数应能达到  $\cos \beta = 0.95 \sim 0.97$ 。发电机进相运行期间, 发电厂运行值班人员应注意加强机端电压、厂用电等方面的监视。
- 11.10 各地区电网企业应在每月五日前将本地区上月及上月累计电压合格率、无功补偿运行情况报省调。
- 11.11 网损管理
- 11.11.1 湖北电网高压网损实行分层、分区管理。省调负责 220kV 及以上关口网损的统计和分析工作; 各地区供电公司负责所辖 220kV 以下网损的统计和分析工作。
- 11.11.2 湖北电网高压网损包括: 关口所辖 220kV 电压等级以上变压器损耗和 220kV 及以上电压等级的线路损耗。
- 11.11.3 各发电厂、地区电网企业应于每月 2 日前向省调上报上月 220kV 及以上变电站、发电厂关口上网电量和母线电量平衡表。
- 11.11.4 各地区电网企业应于每月 5 日前向省调上报上月变压器经济运行情况简报。
- 11.11.5 各地区电网企业应于每季第一个月 15 日前向省调上报上季度网损分析报告及降低网损的调度运行措施。

## 12 调度操作规定

### 12.1 操作管理

12.1.1 电气设备状态的转换应按管辖设备的值班调度员的指令执行, 有特殊规定者除外。

凡省调管辖设备, 其操作须由省调值班调度员发布调度指令方可执行 (办理过借调手续的除外); 调度管辖范围内的设备, 其状态改变将影响上级调度管辖设备的运行时, 应经上级调度值班调度员许可后方可进行, 如对下级调度管辖设备的运行有影响时, 省调值班调度员应在下达操作指令前通知有关下级值班调度员并征求同意后进行。

12.1.2 值班调度员在下令操作前应考虑:

1) 接线方式改变的正确性, 电网运行方式变化引起的潮流、电压、频率的变化, 设备是否过载, 对微机稳控、系统断面潮流的影响及对电网稳定措施的影响;

- 2) 继电保护及安全自动装置的调整;
- 3) 主变压器中性点的调整;
- 4) 可能出现的过电压;
- 5) 可能对调度管辖范围以外的设备和供电质量产生影响;
- 6) 可能出现异常情况事故预想和运行方式变化后的事故处理;
- 7) 正常情况下, 保证设备检修按计划时间开工。

12.1.3 调度操作指令票分逐项操作指令票和综合操作指令票两种。正常操作应填写操作指令票。两个或两个以上单位共同完成的操作任务, 应下达逐项操作指令票, 仅由一个单位完成的操作任务, 应下达综合操作指令票。

12.1.4 运行单位应根据调度下达的操作指令票的要求, 按有关规程和典型操作票自行填写现场倒闸操作票。严禁用综合操作指令票或逐项操作指令票代替现场倒闸操作票。

12.1.5 下列操作不用填写操作指令票, 但应作好相应记录:

- 1) 事故处理;
- 2) 断开、合上开关的单一操作;
- 3) 拉开接地刀闸或拆除全厂(站)仅有的一组接地线;
- 4) 投退继电保护及安全自动装置或定值调整;
- 5) 投退稳定措施;
- 6) 启停机炉;
- 7) 投退 AGC、AVC 装置。

12.1.6 操作指令票制度

12.1.6.1 填写操作指令票应以检修票、运行方式通知单、继电保护通知单、稳定通知单和有关规定为依据;

12.1.6.2 操作指令票的票面应整洁、无涂改、字体清楚, 内容简明, 操作任务中设备名称应使用双重编号(设备名称与设备编号), 并正确使用调度术语。

12.1.6.3 拟写逐项操作指令票时, 电气设备状态的转换应遵循: 逐级转换, 严禁跨状态, 即遵循: 运行状态 $\leftrightarrow$ 热备用状态 $\leftrightarrow$ 冷备用状态 $\leftrightarrow$ 检修状态的原则。

12.1.6.4 操作指令票应经过拟票、审票、下票、执行四个环节, 其中拟票、审票不能由同一人完成。

12.1.6.5 有计划的操作, 操作指令票应提前 4 小时以上下达给操作单位; 如遇复杂操作, 应提前 6 小时以上下达给操作单位, 特殊情况除外。

12.1.7 操作指令的执行

12.1.7.1 值班调度员在进行操作时, 应遵守发令、复诵、记录、汇报等制度并使用统一的调度术语, 下令过程中应使用普通话。值班调度员发布调度指令时, 应发出“发令时间”, 现场值班人员接受操作指令后应复诵。“发令时间”是值班调度员正式发布操作指令的依据, 现场值班人员未接到“发令时间”不得进行操作。

12.1.7.2 逐项操作指令票在执行过程中应坚持逐项发令、逐项执行、逐项汇报的原则。在不影响安全的情况下, 如遇连续几项由同一单位

操作，则可将这几项一次按顺序下达，操作单位则逐项执行，记录每项操作完成时间后一次汇报。

12.1.7.3 值班调度员对下达的操作指令的正确性负责，受令人对操作的正确性负责。

12.1.7.4 操作过程中如有疑问应停止操作，待情况弄清楚后方可继续操作。

12.1.7.5 受令人在操作中，如听到调度电话铃声，应中止操作，迅速接听调度电话。

12.1.7.6 值班调度员只有在得到现场执行操作指令完毕的完整汇报后，该指令才算执行完毕，操作指令票执行完毕后，应仔细检查一遍，并加盖“已执行”印章，某一项不执行，应注明“不操作”及其原因，作废操作指令票加盖“作废”印章。

省调调度操作指令票的格式及范例见附录十一。

12.1.8 电网操作应避免在交接班和高峰期间进行，事故及特殊情况除外。

12.1.9 调度机构之间相互借用的调度管辖设备在使用完毕后，应在双方协商后由借方恢复到对方要求的状态交还给对方调度机构。

12.1.10 当遇通信困难时，上级调度机构可委托下级调度代为转达调度指令，但三方对调度指令均应作好详细记录，并复诵无误。

12.1.11 对于外送网络由所在地的地调调度管辖但发电机组由省调调度管辖的发电厂，在发电机组的运行状态发生变化时，应同时向省调和地调值班调度员汇报。

## 12.2 基本操作规定

### 12.2.1 并列与解列操作一般规定

#### 12.2.1.1 并列操作条件：

1) 相序相同；

2) 频率相等，调整有困难时，允许频差不大于 0.5Hz；

12) 并列点两侧电压基本相等，220kV 系统电压差不得大于额定电压的 20%。

12.2.1.2 解列操作时，应先将解列点有功潮流调整至零（或接近零），电流调整至最小，如调整困难时，可使小电网向大电网输送少量的有功，无功潮流调整至尽量小，使解列后的两个系统的频率、电压均在允许范围内。

### 12.2.2 合环和解环操作一般规定

12.2.2.1 合环前必须确认相位一致；

12.2.2.2 合环前应将合环点两端电压差调整至最小，220kV 系统允许电压差不得大于额定电压的 20%；

12.2.2.3 合环时，一般应经同期装置检定，功角差不大于 30 度；

12.2.2.4 合环后核实线路两侧开关状态和潮流；

12.2.2.5 解环前，应先检查解环点的有功、无功潮流，确保解环操作后系统各部分电压在规定范围内，确保解环操作后不引起微机稳控及其它安全自动装置的不正常（意外）动作，满足任一设备不超过稳定极限及继电保护等方面的规定。

### 12.2.3 变压器操作一般规定

#### 12.2.3.1 变压器并联运行条件：

- 1) 结线组别相同;
  - 2) 电压比相等 (允许差 5% );
  - 3) 短路电压相等 (允许差 10% )。
- 12.2.3.2 变压器送电时不应使电压超过分头所在位置的额定电压的 5% 。
- 12.2.3.3 变压器停电时,先断开负荷侧开关,送电时,先合上电源侧开关。对于多侧电源的变压器,则应选择保护完善和励磁涌流较小的一侧充电。
- 12.2.3.4 变压器在送电或停电过程中,应先推上中性点接地刀闸,再进行变压器操作。
- 12.2.3.5 并联运行的两台变压器,其中性点进行倒换时,应先推上未接地的中性点接地刀闸,然后拉开原运行的中性点接地刀闸。
- 12.2.3.6 数台变压器并联于不同的母线上运行时,中性点接地的变压器分别接至不同的母线上运行。
- 12.2.3.7 倒换变压器时,应检查送电变压器确已带上负荷,再将需停电的变压器退出运行。
- 12.2.3.8 对新投产和大修的变压器送电时,在合环前应校对相位,合环后应校对保护极性。
- 12.2.4 线路操作一般规定
- 12.2.4.1 操作线路时,应监视电网潮流变化,控制设备不过负荷,输送功率不超过稳定极限,必要时可降低有关线路的输送功率;
- 12.2.4.2 联络线一般由送电端解、合环,受电端投、切空线路,或由对系统冲击最小的一端投、切空线路;
- 12.2.4.3 馈电线停电时,首先转移负荷,再断开受电侧开关,最后断开送电侧开关,送电顺序与上述相反;
- 12.2.4.4 线路停电检修操作,首先断开线路上所有开关,其次拉开线路侧刀闸,再拉开母线侧刀闸,最后在线路上验电接地,送电程序与上述相反;
- 12.2.4.5 新建、改建或大修后的线路,必要时应在合环前应校对相位,合环后应校对保护极性。
- 12.2.5 开关操作一般规定
- 12.2.5.1 开关应能切断遮断容量以内的故障电流;
- 12.2.5.2 开关投入运行前,应按有关规程要求进行检查;
- 12.2.5.3 110kV 及以上电压等级的开关,禁止在带电的情况下就地手动合闸;
- 12.2.5.4 使用母联兼旁路开关或旁路开关代替其他开关运行时,应考虑继电保护和自动装置的相应调整;
- 12.2.5.5 110kV 及以上电压等级的开关,不允许非全相运行。
- 12.2.6 刀闸操作一般规定
- 12.2.6.1 禁止用刀闸推、拉负荷电流、故障电流;
- 12.2.6.2 可带电推、拉电压互感器、避雷器、变压器中性点及空母线刀闸;
- 12.2.6.3 用刀闸在厂、站内等电位解、合环,有关开关操作电源应停用,避免带负荷拉刀闸。
- 12.2.7 母线操作一般规定
- 12.2.7.1 母线充电应用开关进行;



12.2.7.2 倒母线操作，应在母联开关合上，其操作电源断开后进行，先推上待推的刀闸，再拉开待拉的刀闸，有关继电保护和安全自动装置做相应操作；

12.2.7.3 在母线停、送电操作中，应避免电压互感器二次侧反充电。

12.2.8 冲击合闸操作

新建、改建、扩建的输变电设备在投运时应按有关规定进行冲击合闸试验，在冲击合闸前应考虑以下问题：

1) 被冲击设备无异状；

2) 冲击合闸的开关，切除故障电流次数在规定范围内，有完善的继电保护；

3) 有条件时，可改变运行方式，用正常开关串联进行；

4) 冲击合闸电源应选择对电网影响最小的电源，必要时适当降低重要联络线输送功率，以提高电网的稳定性；

5) 新投产设备以工作电压冲击的次数的规定：变压器 5 次、线路及母线设备 3 次；

6) 大修后的输变电设备有必要时，在投运前应进行冲击合闸试验。

12.2.9 零起升压操作

12.2.9.1 担任零起升压的发电机应防止发生自励磁，零起升压时，发电机的自动励磁和强励装置应停用；

12.2.9.2 加压回路的重合闸应停用；

12.2.9.3 对变压器加压时，变压器中性点应直接接地；

12.2.9.4 根据电流、电压判断加压设备是否正常。

## 13 电网事故处理

13.1 事故处理的基本原则

13.1.1 事故处理的基本原则：

1) 迅速限制事故发展，消除事故根源，并解除对人身和设备安全的威胁；

2) 尽力保持正常设备的运行和对重要用户及厂用电的正常供电；

3) 尽速恢复对停电用户的供电，优先恢复厂、站自用电和重要用户保安用电；

4) 调整电网运行方式，使其恢复正常运行。

13.2 事故处理时，值班调度员应避免以下情况发生：

1) 因联系不畅、情况不明或现场汇报不准，造成误判断；

2) 设备过负荷跳闸；

3) 电网非同期并列；

4) 电网稳定破坏；

5) 开关遮断故障次数超过允许次数。

13.3 事故处理的一般规定

13.3.1 电网发生事故时，事故单位值班人员应迅速、正确地向值班调度员报告下列情况：

- 1) 跳闸开关的名称和跳闸时间；
- 2) 继电保护及安全自动装置的动作情况；
- 3) 异常设备的名称和现象。

13.3.2 电网发生事故时，非事故单位应加强监视，做好防止事故蔓延的预想和对策，不得占用调度电话询问事故情况；

13.3.3 为防止事故扩大，事故单位无须接受调度指令即可进行下列操作，并在事后将情况向值班调度员简明报告：

- 1) 将直接威胁人身和设备安全的设备停电；
- 2) 恢复发电厂、变电站自用电及重要用户供电；
- 3) 现场规程规定的其它操作。

13.3.4 事故处理时，事故单位领导有权对本单位值班人员发布指示，但不得与调度机构发布的调度指令相抵触，如认为值班人员不适，可直接指挥或指定他人代替，但应向调度机构报告，通知有关单位并负相应责任。

13.3.5 发生事故时，如通信中断，事故单位除进行必要的处理外，同时应设法与调度机构取得联系。

13.3.6 事故发生后，值班调度员应及时向有关领导汇报。

13.3.7 事故如发生在交接班期间，应由交班值负责处理，接班值应协助事故处理，直到事故处理完毕或事故处理告一段落，方可交接班。

13.3.8 事故处理完毕后，值班调度员应按规定汇报，并依据事故时的原始材料填写事故报告。

#### 13.4 异常频率的处理

13.4.1 电网频率超出  $50 \pm 0.2\text{Hz}$  范围时为异常频率。

13.4.2 当频率低至  $49.79 \sim 49.00\text{Hz}$  时，省调应立即调出备用出力，控制各地区用电负荷，保证网供鄂负荷在计划内。控制负荷有困难时，可申请网调支援并协助网调将频率调整至正常。各地调应主动控制负荷。

13.4.3 当频率低于  $49.00\text{Hz}$  时：

1) 各发电厂应不待调度指令，按事故过载能力将出力加至最大，水电厂应不待调度指令开出备用机组发电，抽水机组立即转为发电运行。但应及时向有关调度汇报，并不使相应线路过载或超过稳定极限；

2) 各级值班调度员应不待上级调度指令，均按超计划用电和事故限电序位表限电（不论负荷是否超用电计划），协助网调将频率调整至正常；

3) 各厂、站应检查低频减负荷装置动作情况，并按规定处理。

13.4.4 当频率高至  $50.20 \sim 50.50\text{Hz}$  时，省调值班调度员按正常频率调整方法进行调整。

13.4.5 当频率超过  $50.50\text{Hz}$  时，各电厂应不待调度指令，立即降低发电机出力直至频率正常，省调值班调度员应采取紧急停机、停炉措施。

13.4.6 事故拉闸限电及低频减负荷装置切除的线路，均不得自行送



出或经自备投装置送出，如危急人身设备安全时，可先送保安用电，再向省调值班调度员汇报，不准将停电线路负荷倒至其他线路供电（保安用电除外）。

### 13.5 异常电压的处理

13.5.1 中枢点电压偏差不得超出电网调度规定的电压曲线值 $\pm 5\%$ ，且延续时间超过 60 分钟；或偏差超出 $\pm 10\%$ ，且延续时间超过 30 分钟。

13.5.2 当中枢点电压低于规定的下限电压时：

1) 现场值班人员应不待调度指令，增加发电机、调相机励磁，投入补偿电容，调整静补无功，使电压恢复至下限以上。如无法调整，应报值班调度员；

2) 值班调度员采取正常调压措施后，可按超计划用电和事故限电序位表对低电压地区限电，直至电压恢复至允许下限电压以上。

13.5.3 当 220kV 中枢点电压低至 180kV 时：

1) 值班调度员应充分发挥发电机、调相机及静补的事故过负荷能力，将电压调至 180kV 以上；

2) 各级值班调度员应不待上级调度指令，按超计划用电和事故限电序位表限电，直至电压恢复至下限电压以上。

13.5.4 在负荷集中地区，当运行电压降低无调整手段时，值班调度员可发布切除部分负荷的调度指令，或有计划解列，以防止发生电压崩溃。

13.5.5 中枢点电压过高时，值班调度员应采取一切调压手段，将电压调至允许范围内，若电压仍超上限，应向有关领导汇报处理。

### 13.6 变压器事故的处理

13.6.1 变压器主保护动作跳闸时，一般不得送电，若经检查变压器无异状，且确认变压器跳闸不是由于内部故障引起，经运行单位总工程师同意后可试送一次，有条件时可用发电机零起升压，如不成功，不得再强送电。

13.6.2 变压器后备保护动作时，经检查主保护无问题且变压器无异状，可试送一次。

13.6.3 变压器属误碰保护跳闸时，应立即送电。

### 13.7 线路跳闸事故的处理

13.7.1 线路开关跳闸，重合闸未投或未动作，开关检查无异常时，可强送一次。

13.7.2 线路开关跳闸，重合闸动作不成功，开关检查无异常时，对重要线路可强送一次。

13.7.3 全部为电缆的线路开关跳闸，在未确认跳闸原因前不得强送。

13.7.4 部分为电缆的线路开关跳闸，对重要线路，经调度机构分管领导批准后可强送一次。

13.7.5 故障线路强送电原则：

1) 强送端应选择离主要发电厂及重要变电站较远且对电网稳定影响较小的一端；

2) 若强送电开关遮断次数已达规定值，开关检查无异常，仍须运行单位总工程师同意后，方能强送；

3) 要求将重合闸停用的带电作业的线路跳闸后，不允许立即强送，待查明工作人员确已撤离现场后才可强送。

13.7.6 线路跳闸后，值班调度员应通知有关单位带电查线，并向其提供继电保护动作情况、雷电定位、故障录波及行波测距等相关数据。

### 13.8 开关异常的处理

13.8.1 当 110KV 及以上开关发生两相运行时，现场值班人员应立即恢复全相运行，若无法恢复，应立即断开该开关，当开关发生一相运行时，则立即断开该开关，事后应迅速报告值班调度员。若开关断不开，则可采取如下措施：

1) 若检修人员在现场，由检修人员断开该开关；

2) 有旁路开关可代时，用旁路开关代；

3) 无旁路开关可代时，若是双母线运行时，可将所在母线的其他开关倒至另一母线上，最后断开母联开关。

13.8.2 开关异常出现“合闸闭锁”尚未出现“跳闸闭锁”时的处理：

1) 若为 3/2 接线方式，不影响设备运行时断开此开关；

2) 其它接线方式应首先停用该开关的合闸电源，按现场规程进行处理，仍无法消除故障时，则按 13.8.1 所述方法处理。

13.8.3 开关异常出现“跳闸闭锁”时应停用开关的跳闸电源，并按现场规程进行处理，如无法消除故障时，则可采取如下措施：

1) 若为 3/2 接线方式，可用刀闸远方操作，解本站组成的环，解环前确认环内所有开关在合闸位置；

2) 其他接线方式则按 13.8.1 的方法处理。

### 13.9 母线失压事故的处理

13.9.1 母线失压，如检查失压母线及所连设备有故障时，故障厂、站应立即自行断开连接在该母线上的全部开关，并向有关调度汇报。

13.9.2 母线失压，值班调度员应迅速查明故障原因，隔离故障点，再恢复送电。

13.9.3 母线失压，检查失压母线及所连设备无异常，应合理选择电源，对停电母线试送电。有条件时，可对失压母线进行零起升压。

13.9.4 双母线中的一组母线失压，故障点不能很快隔离时，应将失压母线上正常元件倒至正常运行母线上，恢复送电。

### 13.10 电网解列事故的处理

13.10.1 事故情况下，电网解列成几部分时，省调值班调度员可指定有关地调或发电厂负责局部电网调频、调压和事故处理，使其尽快恢复并列运行。

13.10.2 电网事故时，两个电网频率差、电压差太大时，可通过停电倒换负荷、调整出力或倒换发电机缩小差值之后并列。

### 13.11 设备过负荷（过热）的处理

13.11.1 运行值班人员应认真监视电网设备，发现过负荷（过热）时，要及时报告值班调度员。

13.11.2 设备过负荷（过热）时，值班调度员可采取下列措施处理：

- 1) 调整电厂有功、无功出力，必要时可按事故过负荷能力运行；
- 2) 改变运行方式；
- 3) 在过负荷设备受端按超计划用电和事故限电序位表限电；
- 4) 在保证电网安全的前提下，将过热设备停止运行。

13.12 电网振荡事故的处理

13.12.1 异步振荡

13.12.1.1 电网异步振荡是指个别电厂或局部电网与主网之间失去同步。

13.12.1.2 异步振荡的标志：

1) 发电机、变压器和线路的电压、电流、有功和无功表指针周期性的剧烈摆动，发电机、变压器和电动机发生周期性的轰鸣声；

2) 电压波动大，电灯忽明忽暗，振荡中心（约位于失去同期的发电厂或局部电网与主网之间等值联系阻抗中心）的电压波动最大，电压周期性地降低至零；

3) 失去同步的发电厂或局部电网与主网之间联络线输送功率往复摆动，每个振荡周期内的平均有功功率接近零；

4) 失去同步的两个电网（电厂）之间出现明显的频率差异，送端电网频率升高，而受端频率降低，且略有摆动（数字频率表无法反映）。

13.12.1.3 异步振荡的处理方法：

1) 各厂、站值班人员应不待调度指令，增加发电机、调相机、静补装置等的无功出力，并发挥其过载能力，尽量提高电压；

2) 电厂值班人员应不待值班调度员指令，退出机组 AGC、AVC 功能；

3) 电厂值班人员未得到值班调度员的允许，不得将发电机从系统中解列（现场事故规程中有规定者除外）；若由于大机组失磁而引起电网振荡，可不待调度指令，立即将失磁机组解列；

4) 因环状电网或并列运行的双回路的操作或误跳而引起的电网振荡，应立即合上解环或误跳的开关；

5) 若电网振荡超过 3 分钟，经采取措施后，仍未消除时，应迅速按规定的解列点解列，防止电网扩大事故。电网恢复稳定后，再进行并列；

6) 为使失去同步的电网能迅速恢复正常运行，在满足下列各种条件的前提下可以不解列，允许局部电网短时间的非同步运行，经过采取有效的措施进入同步运行：

①通过发电机、调相机等的震荡电流在允许范围内，不致损坏电网重要设备；

②电网重要变电站的母线电压波动最低值在额定值得 75%以上，不致甩掉大部分负荷；

③电网只在两个部分之间失去同步，通过预定调节措施，能使之迅速恢复同步运行者，若调整无效则应予解列。

7) 电网发生稳定破坏，又无法确定合适的解列点时，只能采取适当措施，使之再同步，防止电网瓦解并尽量减少负荷损失。其主要

办法是：

①频率升高的发电厂，应立即自行降低机组有功出力，使频率下降，直至震荡消失，但不得使频率低于 49.50Hz，同时应保证厂用电的正常供电；

②频率降低的发电厂，应立即增加机组有功出力至最大值或启动备用水轮机组，直至恢复电网频率到 49.50Hz 以上，震荡消除；

③各级值班调度员应在频率降低侧（受端）迅速按照计划用电和事故限电序位表限电，使频率升高，直至震荡消除。

### 13.12.2 同步振荡

#### 13.12.2.1 同步振荡的特征：

1) 发电机和线路电流表、功率表周期性变化，但变化范围较小，发电机鸣声较小，发电机有功、无功不过零；

2) 发电机机端和电网电压波动较小，无局部明显降低；

3) 发电机及电网频率变化不大，全电网频率同步降低或升高；

4) 发电厂出线功率振荡不过零。

#### 13.12.2.2 同步振荡的处理方法：

1) 发电厂值班人员在发现电网发生同步震荡时，应立即向上级调度值班调度员汇报；值班调度员在发现电网发生同步震荡时，应立即通知有关电厂，加强监控；

2) 发电厂值班人员可不待调度指令，退出机组 AGC、AVC 功能，适当增加机组无功出力；

3) 发电厂值班人员应立即检查机组调速器、励磁调机器等设备，查找震荡源，若发电机调速系统故障或励磁调节器故障，应立即减少机组有功出力，并消除设备故障。如一时无无法消除故障，经值班调度员同意，解列该发电机组；

4) 值班调度员应根据电网情况，提高送、受端电压，适当降低送端发电出力，增加受端发电出力，限制受端负荷。

### 13.13 电网黑启动

13.13.1 当省网发生系统全停电事故时，省调值班调度员应根据各种信息做出准确判断，确认省网发生了系统全停电事故，及时向网调值班调度员和省调主管领导汇报，并迅速实施《湖北 220kV 及以下主网黑启动方案》。

13.13.2 各地调、发电厂、变电站值班人员在接到省调值班调度员下达的执行《湖北 220kV 及以下主网黑启动方案》的指令后，应立即按该方案规定的要求执行。

13.13.3 在恢复启动过程中各级运行值班人员应注意有功、无功功率平衡，防止发生自励磁和电压失控及频率的大幅度波动，应考虑恢复过程中的稳定问题，合理投入继电保护和安全自动装置，防止保护误动而中断或延误系统恢复。

13.13.4 具有自启动能力机组的水电厂，应加强对机组的日常维护，水电厂对具有自启动能力的机组进行改造，如影响机组的自启动能力时，应事先经省调许可。

13.13.5 各运行单位应加强对直流电源设备的管理，以保证在系统全

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文，请访问：<https://d.book118.com/148017065075007005>