

ICS 29.240.20

F 21

备案号: 21247-2007

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 1040 — 2007

电网运行准则

The grid operation code

2007-07-20 发布

2007-12-01 实施

中华人民共和国国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	3
3.1 基本名称	3
3.2 并（联）网部分	3
3.3 运行与控制	4
3.4 安全	5
3.5 其他	5
4 电网运行对规划、设计与建设阶段的要求	6
4.1 一次部分	6
4.2 二次部分	7
5 并网、联网与接入条件	11
5.1 并网程序	11
5.2 应满足的电网技术特性和运行特性	12
5.3 通用并（联）网技术条件	12
5.4 分类并（联）网条款	14
5.5 新设备启动	20
6 电网运行	20
6.1 总则	20
6.2 负荷预测	20
6.3 设备检修	21
6.4 发用电平衡	22
6.5 辅助服务	22
6.6 频率及电压控制	23
6.7 负荷控制	24
6.8 电网操作	25
6.9 系统稳定及安全对策	25
6.10 水电运行	26
6.11 继电保护运行	27
6.12 直流输电系统运行	27
6.13 电力通信运行	28
6.14 调度自动化系统运行	28
6.15 紧急情况下的电网调度运行	29
6.16 事故报告与事故信息通报	29
6.17 系统试验	30
6.18 设备性能测试	31
附录 A（资料性附录） 资料及信息交换	32

附录 B (规范性附录)	并(联)网调试试验项目	37
附录 C (规范性附录)	设备编号和命名程序	38
附录 D (资料性附录)	系统计算所需基本数据	39
附录 E (资料性附录)	短路电流计算所需数据	42
附录 F (资料性附录)	电磁暂态计算所需数据	43
附录 G (资料性附录)	电能质量所需数据	44
附录 H (资料性附录)	电压稳定及中长期过程仿真计算所需数据	45
附录 I (资料性附录)	并网程序中的时间顺序	46

前 言

本标准根据《国家发展和改革委员会办公厅关于下达 2003 年行业标准项目补充计划的通知》（发改委办工厅〔2003〕873 号）的安排制定的。

电力系统的安全、优质、经济运行关系经济社会发展与人民生活正常秩序。为适应网厂分开的电力体制改革新要求，结合我国电网运行与管理的实际情况，制定本标准。

本标准的附录 A、附录 D、附录 E、附录 F、附录 G、附录 H 为资料性附录。

本标准的附录 B、附录 C 为规范性附录。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电网运行与控制标准化技术委员会归口并负责解释。

本标准主要起草单位：国家电网公司。

本标准参加起草单位：国家电力监管委员会、中国南方电网有限公司、中国华能集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司、中国大唐集团公司、中国电力科学研究院、国电自动化研究院、西北电力设计院、华北电力科学研究院。

本标准主要起草人：辛耀中、冷喜武、赵自刚、段来越、吕跃春、张明亮、罗建裕、孙维真、韩刚、牟宏、李顺、周红阳、赵遵廉、黄学农、陈涛、寇惠珍、王玉玲、石俊杰、刘皓、韩放、裴哲义、常宁、郭国川、韩福坤、许慕樑、鲍捷、卜广全、李祥珍、白亚民、贾东旭、张锐、梁吉、秦毓毅、朱翠兰、薛金淮、姜大为、高希洪、唐艳茹、黄明良、刘肇旭、汤涌、刘增煌、朱方、蔡敏、韩学斌、祁智明、岳乔、焦建清、迟建军、张智刚、赵玉柱、向力、史连军、王钟灵、李振凯、何永胜、杨列銓、沈江、李明、王明新、余军。

请各有关单位将该标准在执行过程中的建议或意见及时反馈至中国电力企业联合会标准化中心。

电网运行准则

1 范围

本标准规定了电网运行应遵循的基本技术要求和基本原则。

本标准适用于所有参与电网运行的电网企业、发电企业、电力用户，及其相关的规划设计、建设施工、试验调试、研究开发等单位及有关管理部门。

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。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。凡未注明日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

- GB 755—2000 旋转电机 定额和性能
- GB/T 2900.49 电工术语 电力系统保护
- GB/T 2900.50 电工术语 发电、输电及配电 通用术语
- GB/T 2900.52 电工术语 发电、输电及配电 发电
- GB/T 2900.57 电工术语 发电、输电及配电 运行
- GB/T 2900.58 电工术语 发电、输电及配电 电力系统规划和管理
- GB/T 2900.59 电工术语 发电、输电及配电 变电站
- GB/T 7064 透平型同步电机技术要求
- GB/T 7409.1~7409.3 同步电机励磁系统
- GB/T 7894 水轮发电机基本技术条件
- GB/T 12325 电能质量—供电电压允许偏差
- GB 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 13498 高压直流（HVDC）输电术语
- GB/T 13729 远动终端通用技术条件
- GB 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 14429 远动设备及系统术语
- GB/T 14549 电能质量—公用电网谐波
- GB/T 15148 电力负荷控制系统通用技术条件
- GB/T 15149 电力系统远方保护设备的性能及试验方法
- GB/T 15153.1 远动设备及系统 第2部分工作条件 第1篇电源和电磁兼容性
- GB/T 15543 电能质量—三相电压允许不平衡度
- GB/T 15945 电能质量—电力系统频率允许偏差
- GB 17621 大中型水电站水库调度规范
- GB 17859 计算机信息系统安全保护等级划分准则
- GB/Z 20996.1—2007 高压直流系统的性能 第1部分：稳态（idt IEC/TR 60919-1:1991）
- GB/Z 20996.2—2007 高压直流系统的性能 第2部分：故障和操作（idt IEC/TR 60919-2:1991）
- GB/Z 20996.3—2007 高压直流系统的性能 第3部分：动态（idt IEC/TR 60919-3:1999）
- GB/T 50293 城市电力规划规范

DL/T 1040 — 2007

- DL 428 电力系统自动低频减负荷技术规定
- DL 436 高压直流架空送电线路技术导则
- DL 437 高压直流接地极技术导则
- DL 497 电力系统自动低频减负荷工作管理规程
- DL 516 电网调度自动化系统运行管理规程
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
- DL/T 544 电力系统通信管理规程
- DL/T 545 电力系统微波通信运行管理规程
- DL/T 546 电力系统载波通信运行管理规程
- DL/T 547 电力系统光纤通信运行管理规程
- DL/T 548 电力系统通信站防雷运行管理规程
- DL/T 559 220~500kV 电网继电保护装置运行整定规程
- DL/T 583 大中型水轮发电机静止整流励磁系统及装置技术条件
- DL/T 584 3~110kV 电网继电保护装置运行整定规程
- DL/T 598 电力系统通信自动交换网技术规范
- DL/T 614 多功能电能表
- DL/T 623 电力系统继电保护及安全自动装置运行评价规程
- DL/T 650 大型汽轮发电机自并励静止励磁系统技术条件
- DL/T 684 大型发电机变压器继电保护整定计算导则
- DL/T 687 微机型防止电气误操作装置通用技术条件
- DL/Z 713 500kV 变电所保护和控制设备抗扰度要求
- DL/T 723 电力系统安全稳定控制技术导则
- DL/T 730 进口水轮发电机（发电/电动机）设备技术规范
- DL/T 741 架空送电线路运行规程
- DL/T 751 水轮发电机运行规程
- DL 755 电力系统安全稳定导则
- DL/T 769 电力系统微机继电保护技术导则
- DL/T 842 大型汽轮发电机交流励磁机励磁系统技术条件
- DL/T 970 大型汽轮发电机非正常和特殊运行及维护导则
- DL/T 5131 农村电网建设与改造技术导则
- DL/T 5137 电测量及电能计量装置设计技术规程
- DL/T 5147 电力系统安全稳定控制装置设计技术规定
- DLGJ 107 变电所计算机监控系统设计技术规定
- SD 131 电力系统技术导则
- SD 325 电力系统电压和无功电力技术导则
- SDGJ 60 电力系统设计内容深度规定
- SDGJ 84 大型水、火电厂接入系统设计内容深度规定
- SDJ 161 电力系统设计技术规程
- 能源电（1993）228 号 城市电力网规划设计导则
- 电计（1997）730 号 电力发展规划编制原则
- 电计（1997）580 号 电力系统联网可行性研究内容深度规定
- 国家经济贸易委员会 30 号令 电网和电厂计算机监控系统及调度数据网络安全防护规定
- 国电规（1999）521 号 电力系统联网初步可行性研究内容深度规定

国家电力监管委员会 4 号令 电力生产事故调查暂行规定
 国家电力监管委员会 5 号令 电力二次系统安全防护规定
 国家电力监管委员会 10 号令 电力市场运营基本规则
 国家电力监管委员会 11 号令 电力市场监管办法
 国家电力监管委员会 22 号令 电网运行规则

3 术语和定义

GB/T 2900.49、GB/T 2900.50、GB/T 2900.52、GB/T 2900.57、GB/T 2900.58、GB/T 2900.59、GB/T 13498、GB/T 14429 中确定的以及下列术语和定义适用于本标准。

3.1 基本名称

3.1.1

电力系统 Power System

电力系统是由发电、供电（输电、变电、配电）、用电设施和为保证这些设施正常运行所需的继电保护和安全自动装置、计量装置、电力通信设施、自动化设施等构成的整体。

3.1.2

电网调度机构 Power System Operator

负责组织、指挥、指导和协调电网运行和负责电力市场运营的机构。

3.1.3

电力监管机构 Electricity Regulatory Institution

国家电力监管委员会及其派出机构。

3.1.4

电网企业 Grid Enterprise

拥有、经营和运行电网的电力企业。

3.1.5

电网使用者 User of Grid

通过电网完成电力生产或电力消费的发电企业（含自备发电厂）、主网直供用户等单位。

3.1.6

发电企业 Power Generation Enterprise

并入电网运行（拥有单个或数个发电厂）的发电公司，或拥有发电厂的电力企业。

3.1.7

用户 Customer

通过电网消费电能的单位或个人。

3.1.8

主网直供用户 Bulk Grid Customers

直接与省（直辖市、自治区）级以上电网企业签订购售电合同的用户或通过电网直接向发电企业购电的用户。

3.2 并（联）网部分

3.2.1

联网 Interconnection

电网与电网之间的物理联结。

3.2.2

并网 Connection

发电厂（机组）与电网之间或电力用户的用电设备与电网之间的物理联结。

3.2.3

并网点 Entry Point

发电厂（机组）接入电网的联结点或电力用户的用电设备与电网的联结点。

3.2.4

首次并网日 the First Connection Day

电网企业与拟并网方商定的发电机组与电网的首次同期联结日期。

3.2.5

并网申请书 Connection Application

由拟并网方向电网企业提交的要求将其设备与电网并网的书面申请文件。

3.2.6

电网区域控制偏差（ACE） Area Control Error

电网区域控制偏差（ACE），一般其控制性能评价标准用 A1、A2 或 CPS1、CPS2 来评价。

3.2.7

自动发电控制 A1、A2 标准 Area Control Error (ACE) Standard (A1、A2)

该标准包括 A1、A2、B1、B2 四条准则，A1 准则要求在任一个 10min 间隔内 ACE 至少有一次过零；A2 准则要求在任一个 10min 间隔内 ACE 平均偏差不超过规定范围 L_d ；B1、B2 准则要求 ACE 在扰动开始起 10min 内到零，ACE 在扰动出现后 1min 内向零减小，其中对扰动的定义为 $ACE \geq 3L_d$ 。该标准是北美电力可靠性委员会（NERC）1983 年发布的，基于工程经验，侧重于 AGC 的短期调节性能。

3.2.8

自动发电控制 CPS1、CPS2 标准 Control Performance Standard (CPS1、CPS2)

该标准要求：CPS1 $\geq 100\%$ ，CPS2 $\geq 90\%$ ，在扰动开始后 15min 内 ACE 到零或扰动前水平，其中对扰动定义为控制区域的 ACE 值大于或等于 80% 的控制区域最严重单一故障所产生的 ACE 值。该标准是 NERC 1997 年发布的，基于统计方法，强调 AGC 的长期控制性能。

3.2.9

购售电合同 Power Purchase Agreement

购电方与发电企业就上网电量的购销等事宜签订的合同。

3.3.10

并网调度协议 Power Dispatching Agreement

电网企业与电网使用者就电网调度运行管理所签订的协议。在协议中规定双方应承担的基本责任和义务以及双方应满足的技术条件和行为规范。

3.3 运行与控制

3.3.1

调度管理规程 Management Code of Power Dispatching

用于规范与电网调度运行有关行为的技术和管理规定。

3.3.2

中长期平衡 Long-Term and Middle-Term Power Balancing

电网企业根据中长期负荷预测、网间中长期功率交换计划、发电企业及用户提供的中长期发供电数据及用电信息，在满足电网安全约束条件下，所做的年、月、周发供电平衡。

3.3.3

短期平衡 Short-Term Power Balancing

电网企业根据短期负荷预测、网间（短期）功率交换计划、发电企业及用户提供的短期发供电数据及用电信息，在满足电网安全约束条件下，所做的日发供电平衡。

3.3.4

实时平衡 Real-Time Power Balancing

电网调度机构根据电网的超短期负荷预测、网间（实时）功率交换计划及发电企业和用户的实时发（供）电数据及用电信息，在满足电网安全约束条件下，所做的实时发供电平衡。

3.3.5**可用发电容量 Available Generation Capacity**

发电机组在实际运行中所能提供的可靠发电功率。

3.3.6**最小技术出力 Minimum Generation Output of a Unit (Power Plant)**

发电机组（发电厂）在稳态运行情况下的最小发电功率。

3.3.7**最大技术出力 Maximum Generation Output of a Unit (Power Plant)**

发电机组（发电厂）在稳态运行情况下的最大发电功率。

3.3.8**计划检修 Scheduled Maintenance**

为检查、试验、维护、检修电力设备，电网调度机构根据国家及有关行业标准，参照设备技术参数、运行经验及供应商的建议，所预先安排的设备检修。

3.3.9**计划停运 Scheduled Outage**

电网调度机构根据电网运行和设备维护、检修需要，参照设备技术参数、运行经验及供应商的建议，预先安排的设备停运。

3.3.10**非计划检修 Non-Scheduled Maintenance**

计划检修以外的所有检修。

3.3.11**非计划停运 Non-Scheduled Outage**

计划停运以外的设备停运。

3.4 安全**3.4.1****系统裕度 System Extra Capacity**

电力系统实际最大可用发电容量和实际最大负荷之间的差值与实际最大负荷的比值（百分数）。

3.4.2**负荷控制 Load Control**

为保障电网的安全、稳定运行，由电网企业对用电负荷所采取的调控措施。

3.5 其他**3.5.1****辅助服务 Ancillary Services**

为保证供电安全性、稳定性和可靠性及维持电能质量，需要发电企业、电网企业和用户提供的一次调频、自动发电控制、调峰、备用、无功电压支持、黑启动等服务。

3.5.2**黑启动 Black Start**

当某电力系统因故障全部停运后，通过该系统具有自启动能力机组的启动，或通过外来电源供给，带动系统内其他机组，逐步恢复系统运行的过程。

3.5.3

系统试验 System Test

为检验系统特性、系统控制能力和确定仿真参数所进行的试验。系统试验不包括调试试验或其他辅助性能的试验。

4 电网运行对规划、设计与建设阶段的要求

4.1 一次部分

4.1.1 概述

4.1.1.1 本章规定了电网企业和电网使用者在电力系统规划、设计和建设过程中应遵循的技术标准、设计标准和工作程序，并列出了电网企业和电网使用者之间应交换的资料（参见附录 A）。

4.1.1.2 电网和电源规划、设计和建设的主要内容包括：

- a) 电网规划，包括全国电网规划、区域电网规划、省区电网规划和地区电网规划（下同）。
- b) 电力系统规划，包括全国电力系统规划、区域电力系统规划、省区电力系统设计和地区电力系统规划。
- c) 大型水、火电厂、抽水蓄能电站和核电站等的规划和接入系统设计。
- d) 大型主网直供用户供电工程专题设计。
- e) 电力系统并（联）网初步可行性研究、可行性研究和系统专题设计。
- f) 电网技术改造专题研究。
- g) 电网工程可行性研究、初步设计、设备采购、工程建设实施、工程验收等。

4.1.1.3 规划、设计和建设的主要内容及时间应按下列要求执行：

- a) 电网规划分为短期电网规划（规划期 5 年）、中期电网规划（规划期 5~15 年）和长期电网规划（规划期 15 年以上）。一般以中期电网规划为主，必要时可以开展短期电网规划和长期电网规划。电力系统设计一般以 5~10 年为设计期间，设计水平年的选取宜与国民经济计划的年份相一致。
- b) 大型水、火电厂接入系统设计可与该工程的可行性研究同步进行，在工程初步设计开始前完成。必要时也可按发电企业委托的进度要求进行。
- c) 主网直供用户供电工程专题设计一般应与该工程的可行性研究同步进行，在工程初步设计开始前完成。必要时也可按主网直供用户委托的进度要求进行。
- d) 电力系统并（联）网按照并（联）网工程设计的不同阶段和工程建设程序要求进行。必要时也可按电网企业委托的进度要求进行。
- e) 电网新、改扩建工程按照基建程序进行。必要时也可按电网企业委托的进度要求进行。

4.1.1.4 电网规划、设计和建设的职责划分与工作流程如下：

- a) 区域电网规划和区域电力系统的设计由区域电网企业负责组织有关单位完成。经上级主管部门组织有关咨询或中介机构评审通过后执行，可作为电力项目报批和建设的前提。
- b) 省（市、自治区）电网规划和省区电力系统的设计由省级电网企业负责组织有关单位完成。经上级主管部门组织有关咨询或中介机构评审通过后执行，可作为省（市、自治区）电网电力项目报批和建设的依据。
- c) 大型水、火电厂的接入系统设计，包括接入系统、升压站、发电机组带负荷能力、调峰性能、励磁及调速系统的性能、高频及低频特性、继电保护及安全稳定控制措施、通信及自动化系统设计等，由该发电企业负责委托具备资质的设计单位完成。经电网企业组织技术评审通过后，可作为该发电企业项目报批、建设及签订《并网调度协议》和《购售电合同》的依据。
- d) 主网直供用户的供电方案专题设计，由主网直供用户负责委托具备资质的设计单位完成。经拟为其供电的电网企业组织评审通过后，可作为该主网直供用户项目报批、建设及签订《并网调度协议》和《购售电合同》的依据。

- e) 涉及两个独立电网企业的关于电力系统联网的初步可行性研究、可行性研究和系统专题设计一般由联网双方共同负责组织有关单位完成。经上级主管部门组织有关咨询或中介机构评审通过后,可作为联网双方的电网企业联网项目报批、互供电协议签订和项目建设的依据。
- f) 电网新、改扩建工程的设计和建设,原则上由相应电网企业负责组织有关单位进行,按照电网工程基建程序,完成工程的初步设计、工程建设实施、工程验收、工程投运等各阶段工作内容。

4.1.2 技术原则

4.1.2.1 电网的规划、设计和建设应以 DL 755 为基础,依据电网规划、设计、建设和运行的相关技术标准进行,并满足下列要求:

- a) 满足经济性、技术先进性、可靠性与灵活性及一、二次系统协调发展的基本要求。
- b) 具备必要的有功电源和无功电源储备。
- c) 统筹考虑、合理布局,贯彻“分层分区”与“加强受端电网建设”的原则,合理控制系统短路电流。
- d) 电网中任一元件无故障断开,应能保持电力系统的稳定运行,且不出现其他元件过负荷和系统频率、电压超出允许偏差。
- e) 电网中任一元件发生单一故障时,不应导致主系统非同步运行,不应发生频率崩溃和电压崩溃。
- f) 采用符合电网运行实际的计算参数。

4.1.2.2 电网规划应以电计[1997]730号《电力发展规划编制原则》为指导,以能源电[1993]228号《城市电力网规划设计导则》、GB/T 50293、DL/T 5131 等为依据,进行多方案综合评价,以达到优化资源配置、优化建设进度和投融资结构、优化目标网架等目的。

4.1.2.3 电力系统设计应以通过评审的电网规划为指导,以相关电力系统技术导则为依据,并按照 SDGJ 60、SDJ 161 等标准的要求,设计经济合理、安全可靠的网架结构,提出电源、电网协调的建设方案,并为系统继电保护设计、系统安全稳定控制自动装置设计创造条件。

4.1.2.4 大型水、火电厂的接入系统设计应以通过评审的电力系统设计为指导,以相关电力系统技术导则为依据,并按照 SDGJ 84 的要求,深入研究该电厂与电力系统的关系,确定和提出电厂送电范围、出线电压、出线回路数、电气主接线及有关电气设备参数的要求,为电厂的初步设计提供依据。

4.1.2.5 电力系统并(联)网的初步可行性研究、可行性研究应以通过评审的电网规划或并(联)网规划为指导,以相关电力系统技术导则为依据,并按照国电规[1999]521号《电力系统联网初步可行性研究内容深度规定》、电计[1997]580号《电力系统联网可行性研究内容深度规定》的要求,以安全为基础,效益为中心,体现平等协商、投资与收益均衡、贯彻国家产业政策和资源优化配置等原则,为并(联)网工程初步设计提供依据。

4.1.2.6 新建直流输电系统接入系统设计应以评审过的电力系统设计为指导,以相关电力系统技术导则(DL 436、DL 437、GB/Z 20996.1、GB/Z 20996.2、GB/Z 20996.3)为依据。

4.1.2.7 电网工程的可行性和初步设计应以通过评审的电力系统设计为指导,以相关电力系统技术导则为依据,并按照有关变电所、送电线路设计规范的要求开展设计。设计方案应做到技术可行、经济合理、运行安全可靠、有利于统一管理和建设,并为工程的施工图设计提供依据。

4.2 二次部分

4.2.1 概述

电力二次部分应统一规划、统一设计,并与一次系统的规划、设计和建设同步进行。二次部分包括继电保护、安全自动装置、调度自动化系统、电力系统通信等。电网使用者的二次设备及系统应符合电网二次部分技术规范(DL/Z 713、DL/T 687 等)、电力二次部分安全防护要求(国家经贸委 30 号令、国家电监会 5 号令、GB 17859)及相关设计规程(DL/T 5137、DL/T 5147、DLGJ 107 等)。

4.2.2 规划、设计的主要内容

- a) 二次部分规划,包括各级电网的继电保护、安全自动装置、调度自动化、电力系统通信等的规

划。

- b) 并（联）网工程二次部分可行性研究。
- c) 二次部分设计，包括各级电网的继电保护、安全自动装置、调度自动化、电力系统通信等的设计。
- d) 大型水、火电厂、抽水蓄能电站和核电站，变电所（换流站）的接入系统二次部分设计。
- e) 电网的二次部分技术改造或重大技术项目专题可行性研究。
- f) 二次部分的工程设计（包括初步设计、施工图设计、竣工图设计）。

4.2.3 工程建设的设计原则

- a) 二次部分的规划、并（联）网可行性研究、系统设计、接入系统设计应遵循国家产业政策和技
术政策，在已通过评审的系统一次部分电网规划，电力系统并（联）网可行性研究，电力系统
设计，大型水、火电厂（含抽水蓄能电站和核电站）接入系统设计的基础上进行。
- b) 统一规划，统一设计，分步实施。
- c) 二次部分的规划、并（联）网可行性研究、系统设计、接入系统设计均应进行评审。
- d) 二次部分的工程建设必须有完整的工程设计。工程设计须在已通过评审的并（联）网可行性研
究、接入系统设计的基础上进行。
- e) 工程设计应遵循国家和行业的标准、规程、规范，采用先进成熟的系列产品。
- f) 工程设计采用经科技项目立项的工程设备（系统）为蓝本时，被推荐采用的设备（系统）至少
应有系统原型或实验室实测建立的模型，以确保其所提供的设备（系统）能够满足电网安全、
调度运行和投资方的要求。

4.2.4 工程项目的建设程序

二次部分工程项目的建设按照基建配套工程、专项工程建设程序进行：

- a) 二次部分的工程项目应按照规划设计、可行性研究、初步设计、施工图设计、设备采购、工程
实施、竣工图设计、工程验收的顺序进行。
- b) 二次部分工程项目的厂站设计应随相应主体工程的设计和建设阶段进行。

4.2.5 工程设计评审和验收

二次部分工程设计、评审和验收按下列程序进行：

- a) 初步设计（含概算）应由业主方组织评审。参加评审的人员至少应包括电网企业及其电网调度
机构有关单位的技术人员和聘请的专家，并应将评审会议确定的评审意见上报项目审批部门批
准，以作为工程设计和投资控制的依据。
- b) 为保证技术方案的合理性与经济性，对较复杂的系统集成项目和设备采购项目，业主方应组织
对技术规范书进行评审和最终确认。评审人员至少应包括相关电网调度机构、技术规范书编制
单位及有关的技术人员和聘请的专家。
- c) 工程竣工时，业主方应组织相应电网调度机构、设计单位、集成（供货）商和聘请的专家进行
工程竣工验收。

4.2.6 设备采购

二次部分工程设备采购应遵循下列原则：

- a) 与电网运行有关或并网运行后可能影响电网运行特性的设备，采购前业主方应组织包括电网调
度机构等有关各方对技术规范书进行评审。工程竣工时，业主方应组织有关各方和聘请的专家
进行工程竣工验收。
- b) 设备的技术性能应符合国家标准、行业标准及相应国际标准，满足技术规范书要求，并经具备
资质机构检测合格、成熟先进的产品。引进设备应通过国家认证机构的检验或测试。
- c) 拟并网方与电网有配合关系的设备的技术要求应与电网的技术要求相一致。

4.2.7 继电保护

4.2.7.1 设计内容：

- a) 线路保护（含通道接口）；
- b) 远方跳闸和就地判据；
- c) 母线保护；
- d) 断路器保护（失灵保护、重合闸、操作箱、充电保护、三相不一致保护等）；
- e) 元件保护（发电机、变压器、电抗器、电容器保护等）；
- f) 故障记录设备；
- g) 保护及故障信息管理系统；
- h) 继电保护相关二次回路。

4.2.7.2 设计原则：

- a) 遵循国家、电力及有关行业的标准、规程、规范、工作程序、相关的国际标准，继电保护的配置、设计应以 GB 14285 为指导，并且依据至少包括 DL/T 769、DL/Z 713 等在内的设计技术标准、规范，满足电力系统继电保护反事故措施要求。
- b) 继电保护及故障信息管理系统应统筹规划，分步实施。继电保护及故障信息管理系统包括主站和子站，以调度端为主站，厂、站端为子站。
- c) 至少对下述情况应进行专题研究：
 - 1) 交直流混合系统的继电保护；
 - 2) 有串补系统的继电保护；
 - 3) 区域电网系统保护；
 - 4) 互联网系统保护；
 - 5) 出现更高一级电压等级时的保护；
 - 6) 采用新的电力控制技术和设备时的保护。

4.2.8 安全稳定控制措施及安全自动装置

4.2.8.1 设计原则：

安全自动装置的配置应满足 DL 755 中关于电力系统同步运行稳定性分级标准的要求，按照统一规划、统一设计、与电厂及电网输变电工程同步建设的原则，建立起保证系统稳定运行的可靠的三道防线：

- a) 满足电力系统运行稳定性的第一级标准要求，由系统一次网架及继电保护装置来保证，作为系统稳定运行的第一道防线。
- b) 满足电力系统运行稳定性的第二级标准要求，配置切机、切负荷控制装置，作为系统稳定运行的第二道防线。
- c) 确保电力系统运行稳定性第三级标准要求，配置适当的失步解列装置及足够容量的低频率、低电压减负荷装置，作为系统稳定运行的第三道防线。

4.2.8.2 稳定计算原则：

- a) 按 DL 755 和 DL/T 723 的要求进行稳定计算，计算重点是校验第二级、第三级安全稳定标准中的故障类型。
- b) 根据稳定计算结果，确定安全自动装置的方案配置和投资估算。

4.2.8.3 安全自动装置配置原则：

- a) 采用的稳定措施主要包括切机、发电机励磁紧急控制、火电机组快关主汽门、水电厂投入制动电阻、集中或分散切负荷、失步解列、自动低频（低压）解列、自动低频（低压）减负荷装置等。
- b) 安全自动装置一般设置在厂站端。当采用区域性安全稳定控制措施时，可在调度端设置监控系统。

- c) 主要电厂和大型枢纽变电所的安全自动装置按双重化配置, 一般变电所可配置一套按双 CPU 配备的装置。当采用区域性安全稳定控制措施时, 不论安全自动装置是否按双重化配置, 采用的通道应按不同路由实现双重化配置。
- d) 电网的安全自动装置需单独配置, 具有独立的投入和退出回路, 高压电网的安全自动装置不得与厂站计算机监控系统等设备混合配置使用。
- e) 在电网中的主要电厂和大型枢纽变电所装设适当的电网动态稳定监测装置等。

4.2.9 调度自动化系统

4.2.9.1 系统构成。

调度自动化系统是由主站(调度端)系统, 子站(厂站端)系统及设备, 以及相应的数据传输通道构成的整体。主要包括以下内容:

- a) 主站系统:
 - 1) 数据采集与监控(SCADA)系统或能量管理系统(EMS);
 - 2) 电力市场运营系统或调度交易计划系统;
 - 3) 电能量计量系统;
 - 4) 电力调度数据网络;
 - 5) 水调自动化系统;
 - 6) 电力系统实时动态监测系统;
 - 7) 调度生产管理系统;
 - 8) 配电管理系统;
 - 9) 雷电监测系统。
- b) 子站系统及设备:
 - 1) 厂站端远动终端(RTU)、计算机监控系统及其远动通信工作站;
 - 2) 与远动信息采集有关的变送器、交流采样测控单元(包括: 站控层及间隔层设备)、功率总加器及相应的二次测量回路;
 - 3) 电能计量装置及相应的电能量远方终端;
 - 4) 发电侧报价终端;
 - 5) 电力调度数据网接入设备和网络安全设备;
 - 6) 相量测量装置(PMU);
 - 7) 水调自动化系统子站设备;
 - 8) 全球定位系统(GPS)接收装置或其他对时装置;
 - 9) 配电网自动化远方终端、主网直供用户电力负荷管理终端;
 - 10) 向子站自动化系统设备供电的专用电源设备(包括不间断电源、直流电源及配电柜)、专用空调设备等。

4.2.9.2 设计原则:

- a) 遵循国家、电力及有关行业的相关标准、规程、规范和工作程序, 满足电网运行的要求(如 GB/T 13729、GB/T 15153.1、DL/T 614 等)。
- b) 厂站端应随发电厂、变电所的设计统一进行, 满足调度自动化规划和系统设计的要求。
- c) 变电所、集控站及发电厂新、改、扩建时, 调度端系统的增加或变化部分应同步设计。
- d) 调度自动化系统的主要设备应采用冗余配置。

4.2.10 电力通信系统

4.2.10.1 设计内容:

- a) 电力通信网的网络结构;
- b) 传输网(含接入网和数据网);

- c) 交换网;
- d) 数字同步网;
- e) 通信网络管理系统;
- f) 通信网络安全。

4.2.10.2 设计原则:

- a) 统一规划、统一设计、分步实施;
- b) 遵循国家、电力及有关行业的标准、规程、规范、工作程序和相关的国际标准 (如 DL/T 598、DL/T 544 等);
- c) 以满足电网安全经济运行对电力通信业务的要求为前提, 逐步构筑电力信息传输基础平台;
- d) 充分考虑电力通信电路的迂回和冗余;
- e) 满足调度自动化、继电保护、安全自动装置等对信息传输实时性和可靠性的要求。

5 并网、联网与接入条件

5.1 并网程序

5.1.1 拟并网方应与电网企业根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则, 签订《并网调度协议》。互联电网各方在联网前应签订电网互联调度协议等文件。

5.1.2 《并网调度协议》的基本内容包括但不限于: 双方的责任和义务、调度指挥关系、调度管辖范围界定、拟并网方的技术参数、并网条件、并网申请及受理、调试期的并网调度、调度运行、调度计划、设备检修、继电保护及安全自动装置、调度自动化、电力通信、调频调压及备用、事故处理与调查、不可抗力、违约责任、提前终止、协议的生效与期限、争议的解决、并网点图示等。

5.1.3 新、改、扩建的发、输、变电工程首次并网 90 日前, 拟并网方应向相应电网的电网调度机构提交本标准附录 A 所列资料, 并报送并网运行申请书。申请书内容包括:

- a) 工程名称及范围;
- b) 计划投运日期;
- c) 试运行联络人员、专业管理人员及运行人员名单;
- d) 安全措施;
- e) 调试大纲;
- f) 现场运行规程或规定;
- g) 数据交换及通信方式。

5.1.4 电网调度机构在收到拟并网方提出的厂站命名申请及站址正式资料的 15 日内, 下发厂站的命名。

5.1.5 电网调度机构在收到拟并网方提出一次设备命名、编号申请及正式资料的 30 日内, 下发相关设备的命名和编号。设备编号和命名程序见附录 C。

5.1.6 电网调度机构应在收到并网申请书后 35 日内予以书面确认。如不符合规定要求, 电网调度机构有权不予确认, 但应书面通知不确认的理由。

5.1.7 拟并网方在收到并网确认通知后 20 日内, 应按电网调度机构的要求编写并网报告, 并与电网调度机构商定首次并网的具体时间和工作程序。电网调度机构应在首次并网日前 20 日内对电厂的并网报告予以书面确认。

5.1.8 电网调度机构向拟并网方发出并网确认通知后, 完成下列工作:

- a) 在首次并网日 30 日前, 向拟并网方提交并网启动调试的有关技术要求。
- b) 根据启动委员会审定的调试大纲和启动方案, 编制调试期间的并网调度方案。
- c) 在首次并网日 (或倒送电) 5 日前向拟并网方提供继电保护定值单; 涉及实测参数时, 则在收到实测参数 5 日后, 提供继电保护定值单。
- d) 在首次并网日 30 日前向拟并网方提供通信电路运行方式单, 双方共同完成通信系统的联调和

开通工作。

e) 在首次并网日 7 日前, 双方共同完成调度自动化系统的联调。

f) 其他相关工作。

5.1.9 首次并网日 5 日前, 电网调度机构应组织认定本标准规定的拟并网方并网条件。当拟并网方不具备并网条件时, 电网调度机构应拒绝其并网运行, 并发出整改通知书, 向其书面说明不能并网的理由。拟并网方应按有关规定要求进行整改, 符合并网必备条件之后方可并网。

5.1.10 拟并网方根据启动并网调度方案和有关技术要求, 按照电网调度机构值班调度员的调度指令完成并网运行操作。

5.1.11 需进行系统联合调试的, 拟并网方应提前 7 日向电网调度机构提出书面申请, 电网调度机构应于系统调试前一日批复。

5.1.12 首次并网前, 拟并网方应与电网企业根据平等互利、协商一致的原则, 签订有关《购售电合同》或《供用电合同》。

5.1.13 新机组在进入商业运行前, 应邀请电网调度机构人员参与完成附录 B 包含的系统调试工作; 调试结束后, 向电网调度机构提供详细的调试报告, 经电网调度机构组织评审合格、完成并网安全性评价。

5.2 应满足的电网技术特性和运行特性

电网调度机构有义务协调和调整所有并入电网的发电厂、电网和用户的设备运行方式, 以保证并网点电力系统的技术、运行特性满足下述要求。同时, 电网内的发电厂、电网和用户有义务按照相关电网调度机构的安排或指令对本企业设备进行相应的调整, 以满足电网运行的要求。

5.2.1 电网频率偏差。电力系统的标准频率为 50Hz, 其偏差应满足 GB/T 15945 的要求。

5.2.2 特殊情况下, 系统频率在短时间内可能上升到 51Hz 或下降到 48Hz。发电厂和其他相关设备的设计应保证发电厂和其他相关设备运行特性满足以下要求:

a) 在 48.5Hz~50.5Hz 范围能够连续运行。

b) 在 48Hz~48.5Hz 范围内, 每次连续运行时间不少于 300s, 累计运行不少于 300min。

c) 在 50.5Hz~51Hz 范围内, 每次连续运行时间不少于 180s, 累计运行不少于 180min。

5.2.3 电网电压偏差。在电力系统的每个并网点, 电力系统电压偏差应符合 SD 325 和 GB 12325 的要求。在事故等特殊情况下, 电力系统电压可以不受上述标准限制。

5.2.4 电压波形质量。电网使用者向电网注入的谐波应当不超过国家标准和电力行业标准。接入电力系统的所有设备, 应该能够承受下列范围内谐波和三相不平衡导致的电压波形畸变:

a) 谐波含量。在计划停电和故障停电条件下 (除非发生异常工况) 电力系统谐波应符合 GB/T 14549 要求;

b) 三相不平衡。电力系统三相不平衡量应符合 GB/T 15543 的要求;

c) 电压波动。接入设备对并网点电压波动的影响应符合 GB 12326 的要求。

5.3 通用并 (联) 网技术条件

5.3.1 人员要求。

调度机构值班人员和拟并网方有权接受调度指令的运行值班人员均须具备上岗值班资格。资格认定由相应的电网调度机构组织进行。

5.3.2 继电保护。

5.3.2.1 并 (联) 网前, 除满足工程验收和安全性评价的要求外, 继电保护还应满足下列要求:

a) 应统一并 (联) 网界面继电保护设备调度术语, 交换并 (联) 网双方保护设备的命名与编号, 书面明确相关保护设备的使用和投退原则; 并 (联) 网双方交换整定计算所需的资料、系统参数和整定限额。电厂并网前应根据电网技术监督管理规定, 建立继电保护技术监督机制。

b) 明确有关发电机、变压器的中性点接地方式, 并按规定执行。

c) 双方已书面明确并 (联) 网界面继电保护设备的整定计算、运行维护、检验和技术管理工作范

围和职责的划分,并确定工作联系人和联系方式,相互交换各自制定的接口设备的继电保护运行管理规程。

- d) 与双方运行有关的全部继电保护装置已经整定完毕,完成了必要的联调试,所有继电保护装置、故障录波、保护及故障信息管理系统可以与相关一次设备同步投入运行。

5.3.2.2 继电保护装置的验收应以设计图纸、设备合同和技术说明书、相关验收规定等为依据。

5.3.2.3 与电网运行有关的继电保护设备应按有关继电保护及安全自动装置检验的电力行业标准及有关规程进行调试,并按该设备调度管辖部门编制的继电保护定值通知单进行整定。所有继电保护装置只有在检验和整定完毕,并经验收合格后,方具备并网试验条件。在用一次负荷电流和工作电压进行试验,并确认互感器极性、变比及其回路正确性,以及确认方向、差动、距离等保护装置有关元件及接线的正确性后,继电保护装置方可正式投入运行。

5.3.2.4 双方应制定继电保护装置管理制度并严格执行。继电保护装置管理制度应满足有关法规、电力行业标准、电网企业的反事故措施规定以及有关继电保护技术监督的规定。

5.3.2.5 新投继电保护装置应满足所在电网继电保护运行管理规程的要求,以及所在电网的微机型保护和故障录波器软件版本管理规定。

5.3.2.6 继电保护整定计算的基本工作原则和程序包括:

- a) 继电保护的整定计算遵循 DL/T 559、DL/T 584、DL/T 684 等标准所确定的整定原则。
- b) 网与网、网与厂的继电保护定值应相互协调。
- c) 拟并网方应在首次并网日 90 日前向所属电网调度机构提供附录 A 规定的资料。
- d) 在首次并网日(或倒送电)5 日前向拟并网方提供继电保护定值单;涉及实测参数时,则在收到实测参数 5 日后,提供继电保护定值单。

5.3.2.7 并(联)网前应通过的调试及有关试验见附录 B。

5.3.3 电力系统通信。

5.3.3.1 并网双方的通信系统应能满足继电保护、安全自动装置、调度自动化及调度电话等业务对电力通信的要求。

5.3.3.2 拟并网方至电网调度端之间应具备两个以上可用的独立路由的通信通道;在暂不能满足上述要求的特殊情况下,由并网双方协商解决。

5.3.3.3 同一条输电线路上的两套继电保护或安全自动装置信号一般采用两种不同的通信方式进行传送。当只采用光纤通信方式时,应考虑两条不同路由的光纤通道;当只有一条光缆路由时,应安排在不同的纤芯上。当只采用电力线载波通信方式时,应分别安排在不同相的导线上。

5.3.3.4 拟并网方新建通信电路在正式投运前,应由建设方会同拟并电网的有关通信部门对新建通信电路进行竣工验收。竣工验收项目按国家或电力行业有关规定执行。

5.3.3.5 为保障电网运行的可靠性和电力通信网的安全性,未经上级电力通信主管部门批准,任何接入电力通信网的电力企业不得利用通信电路承载非电力企业的通信业务或从事营业性活动。

5.3.3.6 拟并网方的通信电路应配备监测系统,并能将设备运行工况、告警信号等传送至相关通信电路的运行管理部门或有人值班的地方。

5.3.3.7 拟并网方的通信设备应配置通信专用电源系统。通信专用电源系统一般应由两路输入电源、整流器和蓄电池组组成。

5.3.3.8 拟并网方的通信设备技术体制应与所并入电力通信网所采用的技术体制相一致,符合国际、国家及行业的相关技术标准。拟并网方的通信方案应经电网通信主管部门核定同意,并通过电网通信主管部门组织的测试验收。

5.3.3.9 并(联)网前应完成的资料及信息交换见附录 A。

5.3.3.10 并(联)网前应通过的调试及有关试验见附录 B。

5.3.4 调度自动化。

5.3.4.1 拟并网方应装备 4.2.9.1 条 b) 项所列系统及设备, 其性能、指标和通信规约应符合国家和电力行业的有关技术标准。

5.3.4.2 拟并网方接入调度自动化系统及设备应符合国家电力监管委员会第 5 号令和原国家经济贸易委员会 30 号令等要求。

5.3.4.3 拟并网方接入调度自动化系统的设备应与系统一次设备同步完成建设、调试、验收与投运, 以确保调度自动化信息完整、准确、可靠、及时地传送至相关电网调度机构。

5.3.4.4 拟并网方的新、改扩建设备启动投产前, 应完成其与相关电网调度机构 4.2.9.1 条 a) 项所列调度端系统的联调、测试和数据核对等工作。

5.3.4.5 相关电网调度机构 EMS 之间应实现实时计算机通信; 为保证网间联络线潮流按计划值运行, EMS 应具有满足控制策略要求的自动发电控制 (AGC) 功能。

5.3.4.6 拟并网方的调度自动化数据传输通道, 应具备两个及以上独立路由的通信通道, 其质量和可靠性应符合国家、电力及有关行业相关标准。

5.3.4.7 并(联)网前应完成的资料及信息交换见附录 A。

5.3.4.8 并(联)网前应通过的调试及有关试验见附录 B。

5.4 分类并(联)网条款

5.4.1 互联电网的联网条件。

5.4.1.1 互联电网各方应在联网前签订《互联电网调度协议》。协议中应包括:

- a) 有功功率和无功功率的控制原则。
- b) 各电网企业黑启动方案的配合方式、运行管理职责和今后整个互联电网黑启动总方案的制订原则、编制步骤、实施和协调方式。
- c) 继电保护定值协调原则。
- d) 各方自动低频、低压减负荷等安全自动装置配置方案的配合方式、运行管理的职责范围和今后整个互联电网安全自动装置总配置方案的制订原则、编制步骤、实施和协调方式。
- e) 电力系统稳定器 (PSS) 的装设原则、实施、协调方式和运行管理职责。
- f) 联络线控制原则。

5.4.1.2 互联电网各方应按照 6.6.2 条进行无功电压控制。

5.4.1.3 互联电网各方应根据联网后的变化, 制订或修正黑启动方案, 并安排一定数量的黑启动机组。

5.4.1.4 互联电网各方应根据电网互联带来的变化, 修正本网的自动低频、低压减负荷方案。各方的低频、低压减负荷方案必须满足解列后的减负荷容量要求, 必要时可在联网线路上设置低频、低压解列装置。

5.4.1.5 互联电网各方应根据稳定计算结果在本网适当地点装设 PSS 装置, 提高电网稳定水平。

5.4.1.6 互联电网各方应根据稳定计算结果, 协商确定是否有必要在联网处安装适当的安全自动装置。联网处装设的安全自动装置由所在电网企业负责管理。

5.4.2 发电厂并网技术条件。

新机投产或增容改造后, 电气一次设备的交接或检修试验项目应完整, 符合有关标准和规程规定。符合国家产业政策和环境保护政策, 符合国家标准和行业标准, 经国家主管部门批准或核准的风力发电、潮汐发电、光伏发电等新能源发电机组并网技术条件另有规定的, 从其规定。

5.4.2.1 发电厂与电网连接处均应装设断路器, 断路器应满足下列技术条件:

- a) 遮断容量符合装设点开断短路电流的技术要求。
- b) 三相故障清除时间:
 - 330kV 及以上设备不大于 90ms;
 - 110kV~220kV 设备不大于 120ms。
- c) 设备应配有后备保护。

- d) 对于分、合操作频繁的抽水蓄能电厂主断路器，应比常规电厂的主断路器在开断容量和次数上考虑更充足的设计裕量。

5.4.2.2 对发电机组性能的要求。

5.4.2.2.1 一般性能要求：

- a) 发电机组须装设连续式自动电压调节器 (AVR)，其技术性能应符合国家标准 GB/T 7409.1～7409.3 和行业标准 DL/T 583、DL/T 650、DL/T 842 的要求；应有 V/Hz (过磁通) 限制、低励磁限制、过励磁限制、过励磁保护和附加无功调差功能。
- b) 100MW 及以上火电、核电机组和燃气机组、50MW 及以上水电机组的励磁系统应具备电力系统稳定器 (PSS) 功能。
- c) 电力系统稳定器 (PSS) 的参数由电网调度机构下达，电力系统稳定器的投入与退出按调度命令执行。
- d) 附加无功调差定值由电网调度机构下达，低励磁限制的定值由电网调度机构提出，双方协商确定；V/Hz (过磁通) 限制、过励磁限制、过励磁保护的定值由电厂确定，报电网调度机构备案。
- e) 发电机组须装设具有下降特性的调速器。
- f) 需由发电厂提供的无功补偿装置应在并网调度协议中明确。
- g) 系统频率在 50.5Hz～48.5Hz 变化范围内应连续保持恒定的有功功率输出，系统频率下降至 48 Hz 时有功功率输出减少一般不超过 5% 机组额定有功功率。
- h) 发电机组正常调节速率一般不小于每分钟 1% 机组额定有功功率；火电机组的调峰能力应满足所在电网电源结构和负荷特性对调峰的需求，一般不小于 50% 机组额定有功功率，并在并网调度协议中明确。
- i) 发电机吸收无功功率的能力。发电机须具备按照电网要求随时进相运行的能力。发电机的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 $\cos\varphi=0.95\sim0.97$ 。额定功率 100MW 及以上的发电机应通过进相试验确认从 50%～100% 额定有功功率情况下 (一般取 3～4 个负荷点) 吸收无功功率的能力及对电力系统电压的影响。电厂应根据发电机进相试验绘制指导进相运行的 $P-Q$ 图，编制相应的进相运行规程，并报送电网调度机构备案。抽水蓄能机组在发电调相和抽水调相工况运行时应满足上述无功调整要求。
- j) 并网发电机组均应参与一次调频。对机组一次调频基本性能指标的要求包括：
 - 1) 死区：
 - 电液型汽轮机调节控制系统的火电机组和燃机死区控制在 $\pm 0.033\text{Hz}$ 内；
 - 机械、液压调节控制系统的火电机组和燃机死区控制在 $\pm 0.10\text{Hz}$ 内；
 - 水电机组死区控制在 $\pm 0.05\text{Hz}$ 内。
 - 2) 转速不等率 K_n ，火电机组和燃机为 4%～5%，水电机组不大于 3%。
 - 3) 最大负荷限幅为机组额定功率的 6%。
 - 4) 投用范围：机组核定的功率范围。
 - 5) 响应行为包括：
 - 当电网频率变化超过机组一次调频死区时，机组应在 15s 内根据机组响应目标完全响应；
 - 在电网频率变化超过机组一次调频死区的 45s 内，机组实际功率与机组响应目标偏差的平均值应在机组额定有功功率的 $\pm 3\%$ 以内。
- k) 200MW (新建 100MW) 及以上火电和燃气机组，40MW 及以上非灯泡贯流式水电机组和抽水蓄能机组应具备自动发电控制 (AGC) 功能，参与电网闭环自动发电控制。发电机组月 AGC 可用率应不低于 90%。机组自动发电控制基本性能指标要求如下：
 - 1) 采用直吹式制粉系统的火电机组：

- AGC 调节速率不小于每分钟 1.0% 机组额定有功功率；
- AGC 响应时间不大于 60s。

2) 采用中储式制粉系统的火电机组：

- AGC 调节速率不小于每分钟 2% 机组额定有功功率；
- AGC 响应时间不大于 40s。

l) 在辅助燃气轮机或备用柴油机启动后的 2h 内，黑启动发电机组应能与系统同期并列。

m) 机组须具备执行 AVC 功能的能力，能根据电网调度机构下达的高压侧母线电压控制目标或全厂无功总功率，协调控制机组的无功功率；机组 AVC 装置应具备与电网调度机构 EMS 系统实现联合闭环控制的功能。

n) 水轮发电机组的一般性能应满足相关标准 GB/T 7894、DL/T 730 和 DL/T 751。

o) 抽水蓄能电厂发电工况启动成功率不小于 95%，抽水工况启动成功率不小于 90%。

5.4.2.2.2 关于发电机组非正常运行能力的要求。

发电机组的非正常运行能力应符合 DL/T 970 等国家和行业有关标准的要求。

a) 发电机频率异常的运行：

电力系统自动低频减负荷的配置和整定应保证电力系统频率动态特性的低频持续时间小于表 1 所规定的每次允许时间，并有一定裕度。

汽轮发电机的低频保护应能记录并指示累计的频率异常运行时间，并对每个频率分别进行累计。按 GB 14285 的规定，汽轮发电机低频保护动作于信号。特殊情况下当低频保护需要跳闸时，保护动作时间可按汽轮发电机制造厂的规定进行整定，但必须符合表 1 规定的每次允许时间。

表 1 汽轮发电机频率异常允许运行时间

频率范围 Hz	累计允许运行时间 min	每次允许运行时间 sec
51.0 以上~51.5	>30	>30
50.5 以上~51.0	>180	>180
48.5~50.5	连续运行	
48.5 以下~48.0	>300	>300
48.0 以下~47.5	>60	>60
47.5 以下~47.0	>10	>20
47.0 以下~46.5	>2	>5

核电厂的汽轮发电机也应符合上述要求。水轮发电机频率异常运行能力应优于汽轮发电机并符合电网调度要求。

抽水蓄能机组应在水泵工况下根据电力系统频率设置低频切机保护装置，确保当电力系统频率降低时，水泵工况运行的蓄能机组能够紧急停机。此外，还应具备抽水工况直接转发电运行的能力。

对以前投入电力系统运行的机组，如果按该机组允许的低频运行能力设置的低频保护动作时间低于表 1 规定的每次允许时间，则应在发电机低频跳闸时，在对应的频率和时间，对该地区附加切除相应容量的负荷，以避免频率下降的连锁反应。

b) 发电机失步运行：

为保证局部小网的稳定运行，当引起电力系统振荡的故障点在发电机—变压器组外部时，透平型发电机应当能够承受至少 5~20 个振荡周期，以使电力系统尽可能快速恢复稳定；当故障点在发电机—变压器组内部时才允许立即启动失步保护。现有运行机组如不能完全满足上述规定，应与制造部门协商确

定运行条件。水轮发电机承受失步振荡运行能力应满足电网调度要求。

c) 透平型发电机失磁异步运行:

汽轮发电机失磁异步运行的能力及限制,很大程度上与电网容量、机组容量、有否特殊设计等有关。按照 GB/T 7064 的规定,发电机的设计本身允许作短时失磁异步运行,对间接冷却的发电机在定子电压接近额定值时,可带到额定有功功率的 60%,此时定子电流不超过 1.0 倍~1.1 倍额定值,失磁异步运行不超过 20min;直接冷却的发电机 300MW 及以下机组可以在失磁后 60s 内减负荷至额定有功功率的 60%,90s 内降至 40%,在额定定子电压下带额定有功功率的 40%,定子电流不超过 1.0 倍~1.1 倍时,发电机总的失磁运行时间不超过 15min;600MW 及以上机组的允许运行时间和减负荷方式由用户与制造厂协商决定。

发电机在具备下列条件时,通常可以进入短时异步运行:

- 1) 电网有足够的无功容量维持合理的电压水平;
- 2) 机组能迅速减少负荷(应自动进行)到允许水平;
- 3) 发电机带的厂用供电系统可以自动切换到另一个电源。

如果在规定的短时运行时间内不能恢复励磁,则机组应当与电网解列。

电网调度机构应当与电厂就具体机组失磁后可能的运行方式达成协议。

d) 不平衡负荷:

每台发电机都应满足 GB 755—2000 中 6.2.3 条表 1 关于同步电机不平衡运行条件的规定,可以长期承担规定以内的稳态负序负荷,并且在突发不对称短路故障时承受规定的负序电流冲击。当某电力用户对稳态负序负荷的要求超过 GB 755 的规定时,电网企业、发电企业及用户应协商签订特殊供电协议。

e) 误并列和单相重合闸:

发电机组在允许寿命期间应能承受至少 5 次 180°误并列,或者 2 次 120°误并列。发电机运行应不受高压线路单相重合闸影响。

抽水蓄能机组应考虑满足发电、抽水两种不同工况下误并列时的要求。

5.4.2.2.3 水电厂并网运行时应向电网调度机构实时传输以下信息。

a) 流域内相关水、雨情信息:

- 1) 重要雨量站实时雨情;
- 2) 控制性水文站实时水情;
- 3) 水情气象预报信息。

b) 水库运行信息:

- 1) 水库坝上、坝下水位,出、入库流量及发电引用流量;
- 2) 泄洪设施运行信息及相应泄流量;
- 3) 综合利用供水信息;
- 4) 水库沙情、冰情等。

5.4.2.2.4 对发电机 AGC 的要求。

a) 概述:

- 1) 拟并网的 200MW (新建 100MW) 及以上火电和燃气机组,40MW 及以上水电机组和抽水蓄能机组应具备 AGC 功能,参与电网闭环自动发电控制;
- 2) 机组 AGC 性能和指标应满足本标准规定的要求和并网调度协议规定的要求;
- 3) 在机组商业化运行前,具备 AGC 功能的机组应完成与相关电网调度机构 EMS 主站系统 AGC 功能的闭环自动发电控制的调试与试验,并向电网调度机构提交必要的系统调试报告,其性能和参数应满足电网安全稳定运行的需要;
- 4) 未经电网调度机构批准,并网运行的 AGC 机组不能随意修改 AGC 机组运行参数;
- 5) 机组 AGC 功能修改后,应与电网调度机构的 EMS 重新进行联合调试、数据核对等工作,

满足 5.4.2.2.1 条一般性能要求中第 k) 项的要求后, 其 AGC 功能方可投入运行。

b) 对参与 AGC 运行发电厂(机组)的要求:

- 1) AGC 机组应按 EMS 下发的 AGC 调节指令调节机组功率, 并使机组功率与 EMS 下发的 AGC 指令相一致。
- 2) 发电厂应实时将 AGC 机组的运行参数通过远动通道传输到相关电网调度机构的 EMS。运行参数包括: AGC 机组调整上/下限值、调节速率、响应时间; 火电和燃气机组 DCS 系统的“机组允许 AGC 运行”和“机组 AGC 投入/退出”的状态信号, 水电机组和抽水蓄能机组自动控制系统的“允许 AGC 运行”和“AGC 投入/退出”的状态信号等。
- 3) 机组 AGC 的运行方式应有固定运行方式、调节方式。固定运行方式是指机组按计划曲线运行; 调节方式是指机组根据电网给定负荷运行。
- 4) 参与 AGC 运行的火电和燃气机组的 AGC 最大调节范围为 50%~100% 机组额定有功功率; 全厂调节的水电厂 AGC 最大调节范围为 0~100% 全厂额定有功功率, 实际运行中应避开调节范围内的振动区和空蚀区。
- 5) AGC 机组应能实现“当地控制/远方控制”两种控制方式间的手动和自动无扰动切换。
- 6) 机组处于工作状态时, 对于 RTU 或计算机系统给出的明显异常的遥调指令 [包括突然中断、指令超过全厂或机组给定的上、下限值以及两次指令差超过自定义限值 (该值可调整)], 机组 AGC 应能做出如下处理:
 - 拒绝执行该明显异常指令, 维持原状态;
 - 保持原正常指令 8s~30s (可调整), 以等待恢复正常指令;
 - 8s~30s 后未恢复正常指令, 则发出报警并自动 (或手动) 切换至“当地控制方式”;
 - RTU 复位、故障时, 计算机监控系统应保持电网调度机构原给定遥调指令值不变, 直到接受新的指令。
- 7) 水电机组和抽水蓄能机组的计算机监控系统分配给各机组的指令应能自动躲过机组的振动区和空蚀区。
- 8) AGC 机组工作在负荷控制方式时, 机组的调整应考虑频率约束, 当频率超过 $50\text{Hz} \pm 0.1\text{Hz}$ (该值根据电网要求可随时调整) 范围时, 机组不允许反调节。
- 9) AGC 发送指令的周期: 火电不大于 30s, 水电不大于 8s。

c) 发电厂与电网调度机构 EMS 主站系统 AGC 信息通信的要求:

- 1) 发电厂 RTU 或计算机监控系统与电网调度机构 EMS 主站系统的通信规约应满足相关标准和电网调度的要求;
- 2) 发电厂 RTU 或计算机监控系统应正确传送电厂信息到电网调度机构 EMS 主站系统, 正确接收和执行 EMS 主站系统下发的 AGC 指令;
- 3) 电网调度机构与发电厂之间应具备两个独立路由的通信通道, 通道质量和可靠性应符合国家、电力及有关行业的相关标准。

5.4.3 直流输电系统的技术条件。

5.4.3.1 直流输电系统控制保护仿真试验:

直流输电系统联网前, 其控制保护系统性能应通过实时仿真试验的检验。

5.4.3.2 直流输电系统调试:

联网的直流输电系统应通过直流系统调试, 验证其性能符合设计和运行要求。调试报告和实测数据应报相关的电网调度机构。直流输电系统的稳态性能、暂态性能、动态性能应符合相关的国家或国际标准; 如有特殊要求, 应在工程技术规范书中明确。直流系统的可听噪声、交流侧谐波干扰、直流侧谐波干扰、电力线载波 (PLC) 干扰、无线电干扰、损耗等指标应符合相关的国家或国际标准。

5.4.3.3 相联系统条件:

与换流站相联的交流系统应满足直流输电系统运行技术要求。交流系统可以提供或接受直流输电系统输送的功率，并提供或吸收设计允许的与换流站交换的无功功率。

换流站的无功补偿设备，除提供换流器所需的无功功率外，还需滤除换流器产生的谐波，并根据直流输送的功率分组投切。为防止过应力损坏设备，应采用最小滤波器组限制和自动降负荷措施。

5.4.4 主网直供用户并网的技术条件。

5.4.4.1 相关数据资料要求：

a) 主网直供用户需向电网企业及其调度机构提供如下参数：用户名称及地理位置、用电计量点、并网点、用户设备总容量、最大用电电力、最小用电电力、无功补偿设备参数以及负荷特性等数据。

b) 电力负荷管理系统资料：

直供区内受电变压器容量在 500kVA 及以上、315kVA~500kVA、100kVA~315kVA 按负荷性质分类清单；电力负荷管理终端安装用户清单及说明（包括用户容量、负荷、跳闸轮次、可控负荷、远方抄表、预购电等）；电力负荷管理系统用户终端安装地理位置分布图。

5.4.4.2 实时信息及计量：

主网直供用户应具备向电网调度机构提供遥信、遥测信息的设备和通道，能够向电网调度机构传送用电有功功率、无功功率、电压、电流、并网点断路器及隔离开关状态等实时信息。主网直供用户的关口电能量计量点设在并网线路的产权分界处，关口电能量计量点处应安装具有准确度符合要求的双向、分时功能的有功、无功电能表，满足交易时段要求；应安装电能量远方终端，将电能量信息上传至电网调度机构的电能量计量系统。

5.4.4.3 技术条件：

a) 主网直供用户的生产、生活负荷在配电上应分开。

b) 应装设无功补偿装置及自动电压控制装置：

1) 根据相关规程、规定配备足够的无功补偿装置；

2) 主网直供用户的功率因数在大负荷方式下不得低于 0.95；

3) 无功补偿装置可投率、投运率应满足电网运行的要求；

4) 具备无功电压考核所需的关口点无功功率数据（要求是电能量计量系统数据）；

5) 自动电压控制装置可实现就地和调度端控制投切功能。

c) 应在所有关口处安装电力负荷管理终端。已采用电力调度自动化系统采集关口数据的，也可用于负荷管理。

d) 主网直供用户应具备一定的负荷调节能力，并具备谐波抑制能力，根据电网调度机构的要求装设并投入自动低频低压减负荷装置，以满足负荷控制的需要。

5.4.5 并（联）网安全运行要求：

a) 电网使用者与电网企业应在有关协议中详细划分每个并（联）网设备的产权、维护及安全责任分界点。如未规定或规定不明确的，以厂站围墙或电厂架构与第一基杆塔中间为明确的设备的产权、维护及安全责任分界点。

b) 电网使用者与电网企业应以统一格式，书面说明并（联）网点处的设备和装置的所有权及其责任。主要包括以下几个方面：

● 设备和装置的产权；

● 设备和装置的控制权；

● 设备和装置的运行权；

● 设备和装置的维护义务；

● 并（联）网点处各单位的安全责任。

c) 电网企业和电网使用者应按电力可靠性管理和电力生产安全性评价管理有关要求，开展电力可

靠性统计、电力生产安全性评价和管理工作，努力提高安全运行水平。

- d) 对已并入电网且对电网安全稳定运行有影响的设备，应进行安全性评价工作。
- e) 根据有关法律法规、行业标准，电网企业、电网使用者均应制定安全监督和技术监督规定；电网企业负责协调统一本网范围内的安全监督和技术监督工作标准。
- f) 电网企业应根据国家有关部门颁发的安全生产法规、标准、规定、规程以及电网的安全生产形势、运行中反映的突出问题、运行方式变化等，制订反事故措施。电网企业、电网使用者应按设备产权和运行维护责任划分，按时贯彻落实反事故措施要求。
- g) 电网使用者应按电网调度机构的要求参加电网联合反事故演习。
- h) 电网使用者应根据电网的安全稳定运行要求编制和完善反事故预案并报电网调度机构备案。
- i) 并网发电厂应制订全厂停电事故处理预案并报电网调度机构备案。在电网调度机构确定的黑启动方案中，有关发电厂的机组如被确定为黑启动机组，发电厂应满足相应的技术要求。

5.5 新设备启动

5.5.1 拟并网方应向电网调度机构报送新设备资料。

5.5.2 电网调度机构负责新设备启动并网调度方案的编制和协调组织实施。

5.5.3 拟并网方根据新设备启动并网调度方案完成启动准备工作，并按照电网调度机构值班调度员下达的调度指令执行启动操作。

6 电网运行

6.1 总则

电网实行统一调度、分级管理。电网运行的组织、指挥、指导和协调由电网调度机构负责。各级电网企业和电网使用者应严格遵守所在电网的《调度管理规程》。电力系统设备的运行应遵循 DL/T 741、DL/T 751、DL 516、DL/T 559、DL/T 544 等国家和行业标准。对于已经建立电力市场的电网，还应遵守相应的电力市场运营规则及其配套规定。

6.2 负荷预测

6.2.1 概述。

6.2.1.1 负荷预测是保证电力供需平衡的基础，并为电网、电源的规划建设以及电网企业、电网使用者的经营决策提供信息和依据。

6.2.1.2 负荷预测分为长期、中期、短期和超短期负荷预测，由电网企业负责组织编制。

6.2.1.3 大用户应根据有关规定，按时报送其主要接装容量和年用电量预测。

6.2.2 中长期负荷预测。

6.2.2.1 中长期负荷预测包括年度、5年和10年等的负荷预测。

6.2.2.2 年度负荷预测应按月给出预测结果，5年及以上期负荷预测应按各水平年给出预测结果。

6.2.2.3 中长期负荷预测应以年度预测为基础，按月（季）度跟踪负荷动态变化，5年期负荷预测应每年滚动修订一次。

6.2.2.4 中长期负荷预测应至少包括以下内容：

- a) 年（月）电量。
- b) 年（月）最大负荷。
- c) 分地区年（月）最大负荷。
- d) 典型日、周负荷曲线，月、年负荷曲线。
- e) 年平均负荷率、年最小负荷率、年最大峰谷差、年最大负荷利用小时数、典型日平均负荷率和最小负荷率。

6.2.2.5 年度负荷预测应至少采用连续3年的数据资料，5年及以上负荷预测应至少采用连续5年的数据资料。在进行负荷预测时应综合考虑社会经济和电网发展的历史和现状，包括：

- a) 电网的历史负荷资料。
- b) 国内生产总值及其年增长率和地区分布情况。
- c) 电源和电网发展状况。
- d) 大用户用电设备及主要高耗能产品的接装容量、年用电量。
- e) 水情、气象等其他影响季节性负荷需求的相关数据。

6.2.3 短期负荷预测：

- a) 短期负荷预测包括从次日到第 8 日的电网负荷预测。
- b) 短期负荷预测应按照 96 点编制，96 点预测时间为：0：00～23：45。
- c) 各级电网调度机构在编制电网负荷预测曲线时，应综合考虑工作日类型、气象、节假日、社会大事件等因素对用电负荷的影响，积累历史数据，深入研究各种因素与用电负荷的相关性。
- d) 各级电网调度机构应实现与气象部门的信息联网，及时获得气象信息，建立气象信息库。

6.2.4 超短期负荷预测：

- a) 预测当前时刻的下一个 5min 或 10min 或 15min 的用电负荷。
- b) 在实时用电负荷的基础上，结合工作日、休息日等日期类型和历史负荷的特性，完成超短期负荷预测。

6.2.5 主网直供用户的负荷申报要求：

主网直供用户应根据有关规定，按时报送其主要接装容量和年用电量预测，按时申报其下一年度的年用电计划、下一月度的月用电计划和次日的日用电计划。

- a) 年用电计划。包括年用电量、双边购电合同电量、分月电量、年最大负荷、年最小负荷、年最大峰谷差、每月典型日的用电负荷曲线及年度检修计划。
- b) 月用电计划。包括月用电量、双边购电合同电量、月最大负荷、月最小负荷、月最大峰谷差、平均峰谷差、典型日用电负荷曲线及月度检修计划。
- c) 日用电计划。包括日用电量、日用电负荷曲线，该用电负荷曲线的负荷率不能低于电网的用电负荷率。

6.3 设备检修

6.3.1 概述。

6.3.1.1 应开展设备状态检修管理，加强提前诊断和预测工作，按照应修必修、修必修好、一次停电综合配套检修的原则，统筹安排检修计划。

6.3.1.2 电网企业负责协调新设备启动和设备检修计划。

6.3.1.3 电网调度机构在安排与计划检修、临时检修和新设备启动相关的电网运行方式时，应考虑发用电平衡，以有利于电网安全稳定运行。

6.3.2 检修。

6.3.2.1 计划检修：

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、月度检修预安排申请，电网调度机构应在此基础上考虑电力系统设备的健康水平和运行能力，与申请设备检修单位进行协商，统筹兼顾，编制年、月度检修计划。电网企业、电网使用者应按照检修计划安排检修工作，加强设备运行维护，减少非计划停运和事故。

6.3.2.2 临时检修：

必要时，电网企业、电网使用者可向电网调度机构提出临时检修书面申请，电网调度机构应根据电网运行情况及时批复和安排。

6.3.2.3 检修计划的制订应遵循以下原则：

- a) 设备检修的工期与间隔应符合有关检修规程的规定。
- b) 按有关规程要求，留有足够的备用容量。

- c) 发、输变电设备的检修应根据电网运行情况进行安排, 尽可能减少对电网运行的不利影响。
- d) 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。
- e) 当电网运行状况发生变化导致电网有功功率备用裕度不足或电网受到安全约束时, 电网调度机构应对相关的发、输变电设备检修计划进行必要的调整, 并及时向受到影响的各电网使用者通报。
- f) 年度检修计划是计划检修工作的基础, 月度检修计划应在年度检修计划的基础上编制, 日检修计划工作应在月度检修计划的基础上安排。
- g) 已有计划的检修工作应按照所属电网《调度管理规程》规定, 在履行相应的申请、审批手续后, 根据电网调度机构值班调度员的指令, 在批复的时间内完成。

6.3.2.4 年度检修计划:

设备运行维护单位应在每年 9 月 30 日之前, 向电网企业提交次年发、输变电设备检修预安排申请, 包括建议的设备检修内容、检修工期等。电网企业应按 6.3.3.3 条的原则编制次年发、输变电设备检修计划, 并于当年 11 月 30 日前向各设备运行维护单位发布。

6.3.2.5 月度检修计划:

各设备运行维护单位应按相关《调度管理规程》的规定向所属电网调度机构提供其最新的下月设备检修预安排申请。如预安排的内容、工期与年度计划不一致, 还应同时提供其关于修改原因的书面说明。电网调度机构应在年度检修计划的基础上, 根据各方提供的最新下月检修预安排申请和相关材料, 编制下月发、输变电设备检修计划, 并按相关《调度管理规程》规定向各设备运行维护单位发布。

6.4 发用电平衡

6.4.1 在电力系统运行中应保证发用电平衡, 以保证电能质量和电网的安全稳定运行。

6.4.2 应按公开、公平、公正的原则安排电网使用者的发电和用电, 满足发用电平衡。

6.4.2.1 电网调度机构应当编制和下达发电、供(用)电调度计划。

6.4.2.2 发电、供(用)电调度计划的编制应当依据政府下达的有关调控目标和电力交易计划, 综合考虑社会用电需求、检修计划和电力系统设备能力等因素, 并保留必要的备用容量。调度计划必须经过安全校核。

6.4.2.3 在满足发用电平衡的同时, 电网调度机构应按有关规程规定安排足够的备用容量, 以利于电力系统的安全稳定运行。电网备用容量不能满足要求时, 电网调度机构应进行调整, 直至满足备用容量要求。

6.4.2.4 发电企业应按照发电调度计划和调度指令进行发电; 主网直供用户应按照供(用)电调度计划用电。

对于不按照调度计划和调度指令发电的, 调度机构应当予以警告; 经警告拒不改正的, 调度机构可以暂时停止其并网运行。

对于不按照调度计划和调度指令用电的, 调度机构应当予以警告; 经警告拒不改正的, 调度机构可以暂时部分或者全部停止向其供电。

6.4.2.5 当电网运行出现异常情况时, 为保证系统安全运行, 电网调度机构可以对发电企业的发电计划及供电企业的用电计划进行调整。

6.4.3 发用电平衡包括中长期平衡、短期平衡和实时平衡。

6.4.4 电网调度机构应对发用电平衡结果进行安全校核。如有必要应对平衡结果进行调整, 直至满足电网安全稳定运行的需要。

6.5 辅助服务

6.5.1 概述。

6.5.1.1 电网企业和电网使用者应向系统提供用于维护电压、频率稳定及电网故障后恢复等方面的辅助

服务。辅助服务的调度由电网调度机构负责。

6.5.1.2 应提供辅助服务的电网使用者，若不能按规定的要求提供辅助服务，应向其他提供辅助服务的电网使用者给予补偿。对于已经建立电力市场的电网，应按市场运营规则的有关规定处理。

6.5.2 辅助服务的调度运行。

6.5.2.1 机组辅助服务通过现场试验及必须的系统联调试验后，由发电厂向电网调度机构提出机组正式提供辅助服务的申请，并附完整的试验报告。经电网调度机构批准后，方可正式投入辅助服务运行。

6.5.2.2 电网调度机构负责机组辅助服务的运行调度。电网调度机构有权根据系统情况要求发电厂投入或退出机组辅助服务，发电厂应严格服从电网调度机构的指令。

6.5.2.3 辅助服务的运行调度原则：

在满足电网控制和安全稳定要求的前提下，电网调度机构依据机组的辅助服务综合性能和市场提供的信息，确定机组辅助服务功能的调用。

6.5.2.4 机组辅助服务性能发生变化时：

- a) 当机组辅助服务的能力发生变化，达不到基本性能要求和申报的要求时，发电厂应及时向所属电网调度机构汇报，并及时检修维护。
- b) 当机组辅助服务的性能变更时，应及时向所属电网调度机构汇报申请。经电网调度机构批准后方可投入运行。

6.5.2.5 机组辅助服务功能发生异常时，发电厂应及时向所属电网调度机构汇报并说明原因。

6.5.2.6 机组辅助服务的计量与测试：

- a) 电网调度机构和发电厂应分别记录、统计月度机组辅助服务的投用时间、投运率、可用率及调节过程。
- b) 为测试目的而投入的机组辅助服务应计入该机组的辅助服务投运时间。
- c) 记录统计数据的核对：
 - 1) 发电厂和电网调度机构应定期核对机组辅助服务的记录、统计数据；
 - 2) 若发电厂与电网调度机构在机组辅助服务的记录和统计上不一致，机组辅助服务的统计结果以发电厂和电网调度机构协调沟通后的记录、统计为准。
- d) 机组辅助服务性能测试：
 - 1) 电网调度机构可不定期对电网使用者提供的辅助服务进行测试，检查其辅助服务能力是否符合规定的基本技术要求；
 - 2) 电网调度机构应公布测试结果；
 - 3) 若测试结果达不到基本技术性能要求指标，按有关规定处理。

6.6 频率及电压控制

电网调度机构有责任组织有关各方保障电网频率、电压稳定和可靠供电，负责安排运行方式，优化调度，维持电力平衡，保障电网的安全、优质、经济运行。

6.6.1 频率控制。

6.6.1.1 电网调度机构负责指挥电网的频率调整，并使电网运行在规定的频率范围内。

6.6.1.2 电网调频厂根据系统调频要求和电厂调整能力确定，在《并网调度协议》中明确。

6.6.1.3 在正常运行时，电网调度机构应安排适当的备用容量，并组织备用容量的分配。

6.6.1.4 电网企业之间按照有关原则（如 CPS1、CPS2 或 A1、A2）控制互联电网间的联络线功率。

6.6.1.5 控制电网频率的手段有：一次调频、二次调频、高频切机、自动低频减负荷、机组低频自启动等。

6.6.1.6 电网必须具有适当的高频切机容量、低频自启动机组容量和自动低频切负荷容量，并由电网调度机构负责管理。

6.6.1.7 频率异常的处理：

- a) 当系统频率高于正常频率范围的上限时, 电网调度机构可采取调低发电机功率、解列部分发电机组等措施。
- b) 当系统频率低于正常频率范围的下限时, 电网调度机构可采取调高发电机功率、调用系统备用容量、进行负荷控制等措施。

6.6.2 电压控制。

6.6.2.1 电网的无功补偿实行“分层分区、就地平衡”的原则。电网调度机构负责电网无功的平衡和调整, 必要时组织制定改进措施, 由电网企业和电网使用者组织实施。电网调度机构按调度管辖范围分级负责电网各级电压的调整、控制和管理。接入电网运行的发电厂、变电所等应按电网调度机构确定的电压运行范围进行调节。

6.6.2.2 电网调度机构负责管辖范围内电网的电压管理。内容包括:

- a) 确定电压考核点、电压监视点。
- b) 编制季或月度电压曲线。
- c) 管理系统无功补偿装置的运行。
- d) 确定和调整变压器分接头位置。
- e) 统计电压合格率, 并按有关规定进行考核。

6.6.2.3 电网无功调整的手段:

- a) 调整发电机无功功率。
- b) 调整调相机无功功率。
- c) 调整无功补偿装置。
- d) 自动低压减负荷。
- e) 调整电网运行方式。

6.6.2.4 接入电网运行的发电厂、变电所、供电企业、主网直供用户等应按电网调度机构确定的电压运行范围进行调节。当无功调节能力用尽电压仍超出限额时, 应及时向电网调度机构汇报。

6.7 负荷控制

6.7.1 电网调度机构负责编制本网事故限电序位表和保障电力系统安全的限电序位表, 报政府主管部门审批后执行。

6.7.2 电网调度机构在电网出现有功功率不能满足需求、超稳定极限、电力系统故障、持续的频率或电压超下限、备用容量不足等情况时, 可按事故限电序位表和保障电力系统安全的限电序位表进行限电操作。电网使用者有义务按负荷控制方案在电网企业及其调度机构的指导下实施负荷控制。

6.7.3 负荷控制手段:

6.7.3.1 供电企业自行控制负荷。供电企业在无法得到超过负荷计划的额外供应时, 必须按事先确定的程序进行负荷控制。

6.7.3.2 供电企业指令负荷控制。当频率或电压持续低于规定的运行限值, 供电企业根据所赋予的负荷控制责权, 对供电区用户直接进行切除负荷操作。

6.7.3.3 电网调度机构指令负荷控制。当运行系统出现负荷不平衡危及系统安全的情况时, 电网调度机构根据有关程序, 对供电企业或主网直供用户下达指令直接切除负荷的操作。

6.7.3.4 自动低频、低压减负荷。

6.7.3.5 实施需求侧管理, 实现有序用电。

6.7.4 负荷控制程序:

- a) 计划限电。供电企业根据预定的有序用电方案进行负荷安排。当无法满足用户需求且不能从电网取得额外供应时, 按与用户事先商定的协议对用户进行负荷限制。限制负荷时供电企业应提前通知用户, 并仅对用户的超用部分进行限制。
- b) 直接拉路。供电企业根据频率和电压安全的需要, 在考虑用户保安供电需求的前提下, 无须事

先通知用户，可按事故限电序位表和保障电力系统安全的限电序位表进行限电操作。

c) 自动低频、低压减负荷。

6.7.5 引发负荷控制的条件改变后，由发布负荷控制指令的单位负责恢复正常供电。

6.7.6 自动低频减负荷方案由电网调度机构按 DL 497 和 DL 428 的原则统一编制。自动低压减负荷方案由电网调度机构根据电网的实际需要编制。自动低频、低压减负荷方案由电网调度机构负责组织实施，并定期进行系统实测。自动低频减负荷装置和自动低压减负荷装置应满足 GB/T 15148 的要求，可与厂站计算机监控系统整体设计，集成使用，但应具备独立的投退回路和独立的投退压板。低频低压减负荷各轮次间应具备顺序动作和加速切负荷功能，具有完备的闭锁措施，具有有效识别电网故障和电网失去稳定时电压下降的自适应能力，分散布置的减负荷功能不能满足上述要求时，必须配置专用低频低压减负荷装置。

6.7.7 自动低频、低压减负荷方案由电网调度机构负责组织实施，并定期进行系统实测。自动低频减负荷装置和自动低压减负荷装置应满足 GB/T 15148 的要求，其购置、安装和维护由装置安装处所在单位负责。

6.7.8 负荷控制的统计、评价和信息发布由相应电网企业负责。

6.7.9 供电企业或主网直供用户应将手动及自动切除的负荷，以及随后的负荷恢复情况及时上报所属电网企业。

6.8 电网操作

6.8.1 电网调度机构负责指挥调度管辖（许可）范围内设备的操作。各级电网调度机构的值班调度员在其值班期间是电网运行和操作的指挥人员，按照批准的调度管辖（许可）范围行使调度权。值班调度人员必须按照规定发布调度指令。发布调度指令的值班调度员对其发布的调度指令的正确性负责。

6.8.2 下级电网调度机构的值班调度员、发电厂值长、变电所值班员在电网操作管理及事故处理方面受上级电网调度机构值班调度员的指挥，接受上级电网调度机构值班调度员的调度指令。

6.8.3 调度系统的值班人员在接到上级电网调度机构值班人员发布的调度指令时或者在执行调度指令过程中，如认为调度指令不正确，应立即向发布该调度指令的值班调度人员报告，由发令的值班调度员决定该调度指令的执行或者撤销。如果发令的值班调度员重复该指令时，接令值班人员原则上必须执行。但若执行该指令确将危及人身、设备或者电网安全时，值班人员可以拒绝执行，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。

6.8.4 调度管辖（许可）范围内的任何设备，未获电网调度机构值班调度员的指令允许，发电厂、变电所或者下级电网调度机构的值班人员均不得自行操作或者自行下令操作。遇有危及人身、设备以及电网安全的情况时，发电厂、变电所运行值班单位的值班人员可以按照有关规定处理，处理后立即报告所属电网调度机构的值班调度员。

6.9 系统稳定及安全对策

6.9.1 系统稳定管理应遵循以下原则：

- a) 并入电网运行的各方都有责任和义务维护电网的安全稳定运行。
- b) 电网调度机构应根据 SD 131、DL 755 和 DL/T 723，按照调度管辖范围，分级进行稳定计算。
- c) 电网调度机构负责根据稳定计算的结果制定系统的安全稳定控制方案。涉及发电企业或其他电网的安全自动装置配置方案应经各方讨论通过。各电网使用者应根据方案的要求开展相关工作。
- d) 安全稳定控制方案中要求采用的各种安全自动装置，由电网调度机构按照电力系统稳定导则组织制订方案和组织设计，相关电网企业和发电厂负责实施。涉及上级电网调度机构管辖的设备须经上级电网调度机构批准，实施进度应报上级电网调度机构备案。配置于下级电网调度机构管辖范围的各种安全自动装置，由下级电网调度机构所在电网企业组织实施，并报上级电网调度机构核查备案。自动低频、低压减负荷装置应与厂站计算机监控系统分开配置。

e) 不具备黑启动能力的电厂, 应有保厂用电措施。

6.9.2 电网企业及其调度机构应根据国家有关法规、标准、规程、规定等, 制订和完善电网反事故措施、系统黑启动方案、系统应急机制和反事故预案。电网使用者应按电网稳定运行要求编制反事故预案, 并网发电厂应制订全厂停电事故处理预案, 并报电网调度机构备案。电网企业、电网使用者应按设备产权和运行维护责任划分, 落实反事故措施。电网调度机构应定期组织联合反事故演习, 电网企业和电网使用者应按要求参加联合反事故演习。

6.9.3 新设备投产的系统安全稳定管理:

- a) 每年 11 月底前, 各级电网调度机构应根据电网企业和其与发电企业协商确定的设备投产计划, 做好来年涉及新设备投产的稳定计算, 校核并提出相应的安全自动装置配置方案。
- b) 首次并网的发电机组应由拟并网方于首次并网前向电网调度机构提交由有资质单位完成的接入系统稳定计算报告。
- c) 安全自动装置应与一次设备同步投产。

6.9.4 安全自动装置的日常运行:

- a) 安全自动装置应按调度管辖范围由相应电网调度机构发布投退的调度指令, 现场值班人员负责执行。
- b) 下级电网调度机构管辖的安全自动装置的使用, 如影响到上级电网调度机构管辖电网的稳定运行和保护配合时, 应经上级电网调度机构许可。
- c) 安全自动装置发生不正确动作后, 现场值班人员应及时向相应电网调度机构的值班调度员报告。重大事故的检验工作应由相关发电企业和电网企业共同进行。

6.9.5 各级电网调度机构和安全自动装置的运行维护单位应按 DL/T 623, 对装置的动作进行评价分析。

6.9.6 安全自动装置日常的运行维护和检查, 由设备所在单位负责。装置的检验应按有关继电保护及安全自动装置检验的电力行业标准和其他有关检验规程的规定进行。

6.10 水电运行

6.10.1 水电运行的原则:

- a) 遵照 GB 17621 标准, 确保大坝安全, 防止洪水漫坝、水淹厂房事故的发生。
- b) 服从电网的统一调度。
- c) 优化水库调度, 充分利用水能资源。
- d) 严格执行经审批的水库综合利用方案。
- e) 实施联合调度的梯级水电站, 其电力调度工作应由电网调度机构负责, 并组织实施。

6.10.2 水力发电计划的制订与调整:

- a) 水电厂及电网调度机构应开展水情预报工作, 并采取措施提高水情预测精度。
- b) 并网运行的水电厂应在水情预测的基础上及时提出长、中、短期发电计划建议, 并报送相应电网调度机构。
- c) 实施联合调度的梯级水电站的发电计划可由发电企业提出建议, 由所在电网调度机构负责统一平衡, 编制发电计划, 并下达执行。
- d) 电网调度机构根据电网的安全、经济运行需要编制全网水电厂的运行计划, 并根据电网运行情况进行必要的调整。

6.10.3 洪水调度。

6.10.3.1 总则:

- a) 水库的防汛工作服从有管辖权的地方防汛部门的统一领导和指挥。
- b) 在汛期承担下游防洪任务的水库, 汛期防洪限制水位以上的防洪库容的运用, 应服从防汛调度部门的指挥和监督。
- c) 不承担下游防洪任务的水库, 其汛期洪水由水库调度责任单位负责指挥调度。

d) 实施联合防洪调度的水库群,洪水调度工作由有管辖权的防汛部门统一部署和安排。

6.10.3.2 工作程序:

- a) 水电厂应根据设计的防洪标准和水库洪水调度原则,结合实际情况,及时制订年度洪水调度方案,并将经审批的洪水调度方案报所属电网调度机构备案。
- b) 承担下游防洪任务的水库,其洪水调度方案应报相应政府防汛部门批准;不承担下游防洪任务的水库,其洪水调度方案应报上级主管部门批准,并报送相应政府防汛部门备案。
- c) 电网调度机构应积极配合防汛指挥部门做好水电厂的洪水调度工作。

6.10.4 运行管理:

- a) 水电厂应加强水情自动测报系统的维护与管理,及时、准确、可靠地向电网调度机构传送有关水情信息。
- b) 当水工建筑物检修或维护影响水库正常发电运行时,水库运行部门应编制临时运行方案,报请电网调度机构批准后执行。

6.11 继电保护运行

6.11.1 定值计算与协调:

- a) 互联电网各方设备配置的、与电网运行有关的继电保护装置投入运行后,遇有因电网结构变化等情况需重新核算继电保护整定值时,应按 DL/T 559 和 DL/T 584 所规定的原则进行整定。
- b) 涉及到网厂双方或不同电网之间的接口定值,应兼顾考虑各自的具体情况。发生争议时,各方应按局部服从整体、低压电网服从高压电网、技术与经济合理的原则处理。

6.11.2 继电保护装置的运行管理:

- a) 网厂间继电保护的有关操作按其设备所接入电网的《调度管理规程》和现场运行管理规程执行。
- b) 网网间的继电保护操作由需要工作的一方向另一方提出工作请求,被请求方应予配合。
- c) 继电保护的更新改造、软件版本升级等按调度管辖该设备的电网调度机构所确定的原则进行。
- d) 互联电网的各方均应执行电网的继电保护消缺管理规定。
- e) 各级电网调度机构和继电保护装置所在单位应按 DL/T 623,对继电保护装置的动作行为进行评价分析,并按相关规定向上级或所属电网调度机构报送继电保护动作统计分析报表。

6.11.3 继电保护反事故措施的制订与执行:

- a) 为保证继电保护的安全可靠运行,互联电网各方及电网使用者均应及时针对各类继电保护不正确动作情况,制订继电保护反事故措施。涉及到网与网、网与厂双方或多方的继电保护反事故措施,应由反事故措施提出方牵头,组织各方专家审核。审核通过后,由提出方通报有关各方。
- b) 由于对反事故措施落实不力,导致事故,并对他方造成损害时,事故责任方应承担相应的责任。
- c) 事故责任方由事故涉及各方组成的联合调查组确认。

6.12 直流输电系统运行

6.12.1 电网调度机构应根据系统要求、设备状况、运行环境等条件及时调整直流输电系统的接线方式、控制方式、潮流方向和功率水平。

6.12.2 直流输电系统运行接线可以采取双极方式、单极大地回线方式、单极金属回线方式;运行方式可以采用额定电压方式(全电压方式)、降压方式;有功功率控制方式可以采用定功率方式、定电流方式;换流站无功功率控制方式可以采用定无功方式、定电压方式。

6.12.3 交流系统故障可能会对直流输电系统产生二次谐波、换相失败等扰动;直流输电系统应在交流系统故障切除后自动恢复。

6.12.4 交流系统电压异常时,控制系统将调节换流变分接开关和控制角,以保持直流输电系统的稳定运行。逆变侧交流系统电压异常时,逆变器在发生换相失败后应尽快恢复正常,否则严重的情况下有可能降低直流输送的功率水平。

6.12.5 直流输电线路、接地极引线和接地极工况等应符合工程技术规范要求,达到直流系统的可靠性

(包括能量可用率、强迫停运次数等)指标。接地极的运行应考虑其设计寿命,并充分注意对附近变电所中性点接地变压器的影响。

6.12.6 电网调度机构在安排电网运行方式时应校核直流输电系统对交流系统的技术要求。换流站交流母线短路容量不小于设计值,两端交流系统频率变化应不超过允许范围。投切一组交流滤波器和电容器时应保证换流站交流母线电压偏移满足要求。

6.13 电力通信运行

6.13.1 运行管理界面。

电力系统通信的运行维护和管理职责界面划分原则:

a) 电网之间以各自管辖的区域边界为界。

b) 电网与电厂之间一般以电厂侧的围墙(水电厂以最后一基杆塔)为界,特殊情况双方另行商定。

6.13.2 电力通信频率管理。

6.13.2.1 无线电频率管理:

电力专用通信网的无线电设备的频率管理按国家无线电管理委员会的有关规定进行。

6.13.2.2 电力线载波频率管理:

电力线载波频率的分配应根据各级电网规划统筹管理,合理使用。电网之间电力线载波频率的分配需双方协商,并经审批后方可使用。电厂与电网之间电力线载波频率的分配须经电网相关通信管理部门审批后方可使用。

6.13.3 运行与检修管理。

6.13.3.1 电力专用通信网实行统一调度、分级管理的原则。所有入网运行的通信设备和相应的辅助设备,均应纳入相应的通信调度管辖范围。

6.13.3.2 应严格执行 DL/T 544、DL/T 545、DL/T 546、DL/T 547 和 DL/T 548 等规程的有关规定。

6.13.3.3 当通信电路出现故障时,负责指挥故障处理的通信部门应积极组织故障处理,并及时通知相关专业及单位,各相关部门必须予以配合。

6.13.3.4 通信电路的计划检修应与一次系统的计划检修同步进行。当通信电路的检修影响到调度通信业务时,负责检修的通信部门应以书面形式向有关调度机构提出申请,并通知相关通信部门,电网调度机构应以书面形式批复。

6.13.3.5 当输电线路的检修影响到调度通信业务时,应征得相关调度机构的通信部门同意。

6.14 调度自动化系统运行

6.14.1 总体要求:

a) 调度自动化系统应符合国家电力监管委员会 5 号令和国家经济贸易委员会 30 号令的要求,采取有效的安全防护措施。

b) 调度自动化系统的运行维护和管理应严格执行 DL 516。

6.14.2 调度自动化系统的运行管理:

a) 调度自动化系统的运行管理由相应电网调度机构负责。

b) 电网使用者检修、停用调度自动化系统设备及变动相关信息内容和元件参数等,需经电网调度机构批准后方可进行。

c) 电网调度机构变动调度自动化系统设备、相关信息和参数等,应提前通知电网使用者。

d) 厂站自动化系统和设备的检修宜随一次设备同步检修,应在批准的检修时间内完成。

e) 未经电网调度机构同意,不得在厂站调度自动化设备及其二次回路上工作和操作。

6.14.3 调度自动化系统的检验管理:

a) 新安装调度自动化系统或设备的检验按有关技术规定进行,验收合格后方可投运。

b) 运行中的调度自动化系统或设备应按照相应检验规程进行检验,满足技术指标要求。

6.14.4 调度自动化系统的技术管理:

- a) 新安装及投入运行的调度自动化设备应具备完整的技术资料及远动信息参数表等。
- b) 电网调度机构和电网使用者应根据 DL 516 的规定, 按月对已投运的调度自动化系统运行、缺陷及故障处理进行统计分析和上报。

6.15 紧急情况下的电网调度运行

6.15.1 电网调度机构负责指挥电网事故的处理。

6.15.2 发生威胁电力系统安全运行的紧急情况时, 电网调度机构值班人员应立即采取措施, 避免事故发生和防止事故扩大。

6.15.3 当出现或为防止出现下列紧急情况之一时, 电网调度机构可以发布应急调度指令。

- a) 发电、供电设备发生重大事故或者电力系统发生事故。
- b) 输变电设备的潮流严重超出稳定限额。
- c) 调度自动化系统、通信系统故障, 严重妨碍电力系统的正常运行。
- d) 联络线交换功率长时间超出允许范围。
- e) 电力设施遭受自然灾害(如覆冰、污闪、龙卷风、飑线风、台风、地震、山火、雷击等)、严重外力破坏、毁灭性破坏或打击等。
- f) 其他威胁电力系统安全运行的紧急情况。

6.15.4 电网调度机构发布的应急调度指令可以包括, 但不限于:

- a) 拉限电指令。
- b) 调整调度计划, 调节发电机组。
- c) 命令发电机组按时投入运行或退出运行。
- d) 命令发电机组按时投入辅助服务运行或退出辅助服务运行。
- e) 命令发电企业暂停执行或取消设备计划检修。
- f) 命令暂停执行或取消输变电设备计划检修。
- g) 命令停役设备复役。
- h) 必要时, 可以根据电力市场运营规则, 通过调整系统运行方式等手段对电力市场实施干预, 并按照规定向电力监管机构报告。

6.15.5 社会应急事件响应:

当相应政府或电网企业应急领导机构就自然灾害等社会性突发事件发出预警后, 电网调度机构应在政府和电网企业的统一协调下, 针对预警事件性质, 组织专业人员评估其对电网或调度机构的影响, 检查已有的应急预案, 必要时, 修改已有应急预案或编制对应的突发事件应急预案。按照要求, 迅速响应、快速组织、果断处置, 努力控制事态发展并降低其影响, 保障重点防灾救灾用电, 维护社会稳定、人民生活安定和电力生产的正常秩序。

6.15.6 电网警报信息:

电网调度机构负责电网警报信息的发布和撤销。当电网调度机构撤销其系统警报时, 应向电网使用者发布通知。电网警报信息包括:

- a) 系统裕度不足警报: 由于系统裕度不足, 如果不能改善可能导致拉限负荷。
- b) 紧急负荷控制警报: 可能在 30min 之内进行拉限负荷。
- c) 拉限负荷警报: 正在执行拉限负荷, 一般是由于系统裕度不足的结果。

6.16 事故报告与事故信息通报

6.16.1 电力系统事故调查和事故认定, 以及事故定义和级别, 依据国家有关部分发布的法规所确定的原则和组织程序进行。

6.16.2 事故报告。

6.16.2.1 电网企业、发电企业发生电网和设备事故后, 应立即用电话、电传或电子邮件等方式, 按资产关系及电力调度运行管理关系向隶属的上级部门和电网调度机构分别进行报告, 报告的内容包括事故

发生的时间、地点、故障元件及主要影响等。

6.16.2.2 发电厂、变电所发生事故后，相关厂站在按有关规定处置事故的同时，应立即按照调度管辖范围向相应电网调度机构的值班调度员报告事故简况，并应在 8h 内向所辖电网调度机构提供其发电机组、一次设备、与电网运行有关的继电保护及安全自动装置的动作情况，有关数据及故障录波图、事故前后运行状态和有关数据等相关的事故分析信息资料。

6.16.3 有关报告的规定。

6.16.3.1 电网故障分析报告。

报告内容至少应包括：

- 1) 故障名称；
- 2) 故障单位名称；
- 3) 故障起止时间；
- 4) 故障前电网运行工况，包括电网接线方式、气象条件等；
- 5) 故障发生、扩大和处理情况；
- 6) 故障原因及扩大原因；
- 7) 故障损失及影响情况（少发电量、减供负荷、损坏设备、直接经济影响、对重要用户的影响等）；
- 8) 各种保护和安全自动装置动作情况（可详见继电保护和安全自动装置等的动作报告）；
- 9) 需要时提供动态模拟结果；
- 10) 附录清单，包括有关图纸、资料、原始记录等。

6.16.3.2 电网动态监测系统报告：

- a) 设备运行维护单位应在电网动态监测系统动作或系统发生扰动后 24h 内向相关电网调度机构提交书面报告。
- b) 报告内容：
 - 1) 系统装设地点；
 - 2) 事故过程中相关元件的有功功率 P 、无功功率 Q 、厂站母线电压 U 、电压相角 θ 、发电机功角 δ 的历史轨迹曲线；
 - 3) 其他需要提供的特定时刻的系统状态剖面信息。

6.16.3.3 安全自动装置和区域安全稳定控制系统动作报告要求：

- a) 设备运行维护单位应在发生故障 24h 内向相关电网调度机构提交书面报告。
- b) 报告内容：
 - 1) 装置安装地点；
 - 2) 动作时间；
 - 3) 装置动作情况；
 - 4) 装置型号及生产厂家；
 - 5) 装置动作评价。

6.16.3 事故信息通报：

电网企业或电网调度机构有义务定期或不定期向所辖电网的使用者发布安全生产信息。

6.16.4 反事故措施的落实：

涉及各方的事故原因和责任，以事故调查组的调查结论为依据。事故各方应按事故调查组提出的反事故措施和整改要求进行整改，并相互监督落实情况。

6.17 系统试验

6.17.1 试验程序：

- a) 系统试验的提出方应至少提前 3 个月向电网企业提出书面系统试验申请。在申请中应明确试验的范围、目的、对相关厂站的要求和安全措施。

- b) 由电网企业组织相关的电网使用者审核所提出的系统试验申请。
- c) 所提出的系统试验申请得到批准后, 电网企业将指派人员作为协调员(试验小组负责人)负责协调并成立试验机构。
- d) 试验小组提前 3 个月提交系统试验计划及试验研究报告, 由电网企业组织相关的电网使用者共同审核和批准。
- e) 系统试验相关各方有义务将拟定系统试验的变化条件及情况通报给系统试验协调员。如果在拟定的系统试验当天, 参与系统试验的任何一方希望变更该系统试验的启动或持续时间, 应立即向系统试验协调员陈述理由, 系统试验协调员可视具体情况推迟或取消该系统试验。若系统试验推迟, 系统试验协调员应适时地组织并安排另一个合适的日期和时间, 并参照系统试验程序开展工作。

6.17.2 对系统试验最终报告的要求:

- a) 系统试验结束后, 由试验负责人负责起草系统试验最终报告, 提交给电网调度机构和试验小组的其他成员。最终报告应在系统试验结束后的 30 日内提出, 在系统试验开始之前试验小组已经商定期限的情况除外。
- b) 最终报告将只发送给试验小组成员。如系统试验小组一致同意, 且满足保密性等相关要求, 可以发送给其他相关单位。
- c) 最终报告应包括系统试验概况、试验结果、结论及建议。
- d) 在完成最终报告并发送完毕后, 试验小组随之解散。

6.18 设备性能测试

6.18.1 为保证系统的安全稳定运行, 系统自动调节及控制装置的性能必须符合国家 and 电力行业相关标准的要求。

6.18.2 设备性能测试内容:

- a) 发电机组励磁系统及 PSS 装置性能测试。
- b) 发电机原动机及调速装置性能测试。
- c) 保护及安全稳定控制装置性能测试。
- d) AGC 性能测试。
- e) 发电机一次调频性能测试。
- f) 机组黑启动性能测试等。

6.18.3 电网使用者有义务保证其自动调节及控制性能满足标准和规程要求。

6.18.4 若电网使用者设备的自动调节或控制性能不能满足要求, 电网使用者有义务对相关的自动调节或控制系统的性能进行改进。

6.18.5 试验失败和再试验。如果电网使用者未能通过试验或检测, 电网使用者须在试验后的 2 个工作日内, 向电网调度机构提交详细的关于试验失败原因的书面报告。如果对有关试验和检测失败的原因发生争议, 电网调度机构应与有关电网使用者协商解决。

附录 A
(资料性附录)
资料及信息交换

本附录规定了电力系统在规划、设计与建设期，并（联）网前期及正常生产运行期等不同阶段，拟并网方与电网企业之间需要交换的资料。

A.1 规划、设计与建设阶段的资料

发电企业和主网直供用户应向拟并网电网企业提供下列资料：

- a) 规划阶段资料。
- b) 设计阶段资料。
- c) 建设阶段资料。

A.1.1 在规划阶段，发电企业和主网直供用户应向拟并网电网企业提供的资料

- a) 本期建设规模，终期建设规模。
- b) 与电网的连接方式，出线电压等级、出线方向（落点）和出线回路数。
- c) 电气主接线方式，可靠性要求，进、出线元件数和母线接线形式。
- d) 发电厂性质（调峰、调频或基荷电厂等）、动态有功及无功储备、最小技术出力、发电机动态和静态模型参数、发电机励磁方式及强励倍数、水电厂各水文年逐月平均出力、水头预想出力、强迫出力等。
- e) 期望的运行方式、有功和无功负荷曲线、无功补偿设备及动态和静态模型参数等。

A.1.2 在设计阶段，发电企业和主网直供用户应向拟并网电网的企业提供的资料

- a) 经批准的本期建设规模。
- b) 接入系统评审意见包括：审定的接入系统方案、出线电压等级、出线方向、出线回路数、线路长度和线路参数。
- c) 经审定的电气主接线方式。
- d) 在电力系统中的定位和作用，包括期望的运行方式、期望的设备年利用小时数、期望的调峰、调频、调压要求、有功及无功负荷曲线、频率及电压允许范围，水电厂（水库）特性、水库径流资料、综合用水要求等。
- e) 主设备参数包括：变压器额定容量、额定功率因数、主变压器型号、接线组别及参数、抽头电压范围和无功补偿设备参数等。
- f) 接入系统方案图。
- g) 电气主接线图。

A.1.3 在建设阶段，发电企业和主网直供用户应向拟并网电网企业提供的资料

- a) 最终的并网方案。
- b) 各主要电气设备的铭牌参数，包括：发电机、主变压器、断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、电抗器、电容器、避雷器、阻波器、调相机等。
- c) 每回送出线路的主要电气参数，包括线路长度、导线型号、导线排列形式、正序电阻、正序电抗、正序电纳、零序电阻、零序电抗和零序电纳等。
- d) 基本运行条件包括：正常及检修运行方式、设备年利用小时数、调峰调频调压要求、有功及无功负荷曲线和频率及电压允许范围等。
- e) 电气主接线详图。

A.1.4 电网企业应每年以公告形式对发电企业和主网直供用户提供其运营电网的资料

- a) 规划期每年可接入和使用的条件。
- b) 电网中最适合进行连接和增大输电能力的部分。
- c) 电网短路电流方面的数据等。

A.1.5 电网互联可行性研究阶段联网双方应向对方提供资料

- a) 拟建联络线输送容量、电压等级、接线方式及期望的联络线运行方式。
- b) 对另一方电网有功及无功储备、电压及频率波动要求。
- c) 对另一方电网可靠性及紧急事故支援要求。
- d) 对另一方电网其他有关数据要求。

A.2 并（联）网前期资料**A.2.1 系统资料**

- a) 110kV 及以上电压等级电网参数。
- b) 发电厂的汽轮发电机、水轮发电机、燃气轮机、核电机组、抽水蓄能机组及调相机，以及相应升压变压器及联络变压器等设备参数。
- c) 110kV 及以上电压等级变电所的无功补偿设备参数。
- d) 高压直流输电设备参数。
- e) 接入 110kV 及以上电压等级的电力电子设备参数。
- f) 负荷构成。
- g) 运行方式安排。
- h) 继电保护、安全自动装置的配置及图纸（原理图、配置图、二次线图）。
- i) 发电机通过试验确定的进相运行 $P-Q$ 曲线和调压效果的试验数据。
- j) 线路设计路径、杆塔等基础资料。
- k) 其他资料，详见附录 D。

A.2.2 电网计算和运行所需资料

- a) 短路电流计算所需资料：断路器设备遮断容量及部分系统所需资料，详见附录 E。
- b) 电磁暂态计算所需资料：基本资料见附录 D，其他资料详见附录 F。
- c) 电能质量所需资料：如果电网调度机构认为需要，则用户应提供，详见附录 G。
- d) 电压稳定计算所需资料：如果电网调度机构认为需要，则用户应提供，详见附录 H。
- e) 中长期稳定计算所需资料：如果电网调度机构认为需要，则用户应提供，详见附录 H。
- f) 继电保护（包括安全自动装置）整定计算所需资料：
 - 1) 工程所涉及的保护及故障录波装置配置图及站内 TA、TV 的配置图。
 - 2) 各保护及故障录波装置的技术资料：
 - 技术说明书、整定说明及整定方法、调试大纲和装置型式试验报告；
 - 后台管理机保护软件及使用手册；
 - 通信规约；
 - 软件版本；
 - 程序框图、原理图、配屏图及屏内接线图（含可编辑标准格式的电子文档）。
 - 3) 设计部门完整的二次部分设计图纸（含可编辑标准格式的电子文档）。
 - 4) 互联电网间相互提供的等值阻抗。原则上要求提供联网点处相邻一级设备的实测参数，其余部分采用等值参数。
 - 5) 联网点处保护定值以及整定配合要求（双方将根据整定计算范围的划分，提供给对方用作备案）。

6) 新设备投产对其他方的影响(应提前1个月通知受影响方)。

A.2.3 通信系统所需资料要求

- a) 初步设计、施工图设计、竣工图。
- b) 设备详细配置。
- c) 线路、设备和系统测试记录和测试报告。
- d) 验收报告。
- e) 通道组织方案、业务承载的组织方案。
- f) 系统和设备的技术资料(包括设备的原理、技术说明和操作维护手册)。

A.2.4 调度自动化系统所需资料要求

- a) 调度自动化系统所需资料:
 - 1) 厂、站远动信息表。
 - 2) 4.2.9.1 条 b) 项中所列的相关系统和设备的技术资料(包括设备的原理、技术说明和维护操作手册)、相应的二次接线图和竣工图等。
 - 3) 4.2.9.1 条 b) 项中所列的相关系统和设备的检验及现场测试报告。
 - 4) 发电厂、机组与 AGC、AVC 控制有关的资料及现场测试报告。
 - 5) 发电厂、机组与一次调频有关的资料及现场测试报告。
- b) 调度自动化系统所需信息:
 - 1) 电力系统结构信息: 包括组成电力系统各个元件(发电机、变压器、输电线路等)的等值参数(发电机及变压器的等值电抗值、输电线路的等值电抗值等)和它们的相互连接方式(随断路器、刀闸开关状态的改变而变动)。
 - 2) 发电厂的运行信息:
 - 遥测量: 全厂发电有功、无功功率总加, 频率, 各机组的有功、无功功率, 接入电网各线路有功、无功功率, 旁路有功、无功功率, 主变压器各侧有功、无功功率和电流, 线路电抗器电流, 高压启动备用变压器和高压厂用变压器有功功率, 母线电压, 母联电流, 以及电网调度机构需要的其他遥测量。
 - 遥信量: 全厂事故总信号, 发电机断路器信号, 变压器断路器信号, 母联、旁路、线路断路器信号, 母联、旁路、线路隔离开关信号, 火电厂各参加自动发电控制(AGC)机组的机炉协调控制系统(DCS)的“机组允许 AGC 运行”的状态信号和“机组 AGC 投入/退出”的状态信号, 水电厂机组自动控制系统的“允许 AGC 运行”的状态信号和“AGC 投入/退出”的状态信号, 水库水位信号等, 以及电网调度机构需要的其他遥信量。
 - 遥调量: 电网调度机构下发的调节机组或电厂有功功率的遥调量; 以及电网调度机构下发的其他调节量。
 - 遥控量: 电网调度机构下发的抽水蓄能水电厂机组启/停、抽水/发电等运行工况遥控量; 对发电厂内开关量控制的遥控量以及有载调压变压器分接头位置的遥控量等。
 - 电能量: 发电厂上网关口有功、无功电能量, 发电机组有功电能量, 接入电网各线路有功、无功电能量, 以及电网调度机构需要的其他电能量。
 - 大型电厂的电网动态信息等。
 - 3) 变电所的运行信息:
 - 遥测量: 主变压器高、中、低压侧有功功率、无功功率, 线路和旁路有功功率、无功功率, 线路电抗器电流, 母联电流, 母线电压, 补偿电容器组和电抗器组无功功率及总加, 以及电网调度机构需要的其他遥测量。
 - 遥信量: 全站总事故信号, 线路、旁路、母联断路器信号, 主变压器高、中、低压侧断路器信号, 线路、旁路、母联隔离开关信号, 调相机或电容器组和电抗器组断路器信号,

调相机或电容器组和电抗器组隔离开关信号，以及电网调度机构需要的其他断路器、隔离开关信号。

- 遥控量：电网调度机构下发的变电所内线路断路器、调相机或电容器组和电抗器组断路器、变压器分接头等遥控量，以及电网调度机构下发的变电所内开关量控制的其他遥控量。
- 电能量：主变压器高、中、低压侧有功、无功电能量，线路（网间、地区间）供电关口有功、无功电能量，以及电网调度机构需要的其他电能量。
- 电网动态信息等。

c) 数据准确度要求：

- 1) 遥测量的总准确度应不低于 1.0 级。直流采样方式的运动装置，从变送器入口至电网调度机构显示终端的总误差以引用误差表示的值不大于 1.0%，不小于-1.0%；对于交流采样方式测量装置，从厂、站现场电压/电流互感器（TV/TA）二次线出口至调度显示终端的总误差以引用误差表示的值不大于 1.0%，不小于-1.0%。
- 2) 遥调量的总准确度应不低于 1.0 级。
- 3) 遥控量和遥信量要求准确可靠动作，其正确动作率要求为 100%。
- 4) 电能表的准确度应满足国家和行业管理规程的有关要求。

A.2.5 水电厂并网运行前应向电网调度机构提供的其他基本资料

a) 流域气象水文资料：

- 1) 历年降水资料；
- 2) 控制性水文站径流资料；
- 3) 控制性水文站历史洪水资料；
- 4) 流域气象水文特性。

b) 流域自然地理特性：

- 1) 地形、地貌、电站地理位置图、水库流域图；
- 2) 流域人类活动影响及地区经济发展现状。

c) 水库大坝特性资料：

- 1) 水库面积特征；
- 2) 水库库容特征；
- 3) 水库特征水位及特征库容；
- 4) 电站尾水位—流量关系曲线；
- 5) 各泄水建筑物的泄水曲线；
- 6) 库区各引水口引用流量关系曲线；
- 7) 重要的大坝设计参数。

d) 水电站设计资料：

- 1) 电站各机组水头—流量—出力关系曲线；
- 2) 电站水轮机运转特性曲线；
- 3) 水轮机调速系统特性参数；
- 4) 机组引水系统水头损失特性；
- 5) 发电耗水率曲线；
- 6) 电站重要设计参数（装机容量、保证出力、多年平均发电量、机组利用小时数等）。

e) 水库调度方案：

- 1) 水库调度原则；
- 2) 水库调度图；

- 3) 各项综合利用要求。
- f) 水库洪水调度方案:
 - 1) 设计洪水资料;
 - 2) 防洪对象及防洪标准。
- g) 水电厂水情自动测报系统资料。

A.3 正常运行阶段的资料交换

并网运行后,电网使用者应向电网企业提交附录 A 所列实测参数。提供的参数应能满足电网的使用需要和真实反映电网使用者的实际运行特性。参数发生变化时,应尽快以书面形式通知电网企业。

A.4 资料提交及获得程序

- a) 电网使用者应于首次并网日 90 日前向电网调度机构提交相关资料。
- b) 所提交的资料和数据应有提交人签名及联系电话。
- c) 在不违背相关法律及法规的前提下,首次并网日 30 日前电网使用者可从电网调度机构获得相关数据。
- d) 所获得的数据未经相关各方许可不得扩散。

A.4.1 资料更新及修改

- a) 资料修改。资料的修改应保留原始记录并做出说明,报电网调度机构及相关各方。
- b) 资料更新。应在每年 10 月底前向电网调度机构提交下一年度的更新资料,包括新投产机组、一次设备变化及网络结构变化等信息。

A.4.2 资料提交形式

- a) 资料的提交以书面形式提供为主,同时按照统一格式提供电子文档。
- b) 资料提交应充分考虑计算分析程序等方面数据格式的不同,有条件的电网调度机构和电网使用者应采用公用数据库的相关文件完成数据交换。
- c) 按照双方约定的形式执行。

附 录 B
(规范性附录)
并(联)网调试试验项目

B.1 发电机试验项目

- a) 发电机组励磁系统、调速系统、PSS 试验;
- b) 发电机进相运行试验;
- c) 发电机甩负荷试验;
- d) 水电机组油压试验;
- e) 发电机短路试验;
- f) 发电机空载试验;
- g) 变压器冲击试验。

B.2 继电保护及安全自动装置试验项目

- a) 继电保护和安全自动装置及其二次回路的各组成部分及整组的电气性能试验;
- b) 故障录波装置的电气性能试验;
- c) 继电保护整定试验;
- d) 纵联保护双端联合试验;
- e) 保护及故障信息管理系统子站、主站联合调试;
- f) 保护及故障信息管理系统主站和子站间及安全稳定控制系统主站和子站间联合调试。

B.3 调度自动化系统的联调试验项目

- a) 厂站 4.2.9.1 条 b) 项中所列的相关系统和设备的现场测试;
- b) 厂站远动通信通道和电力调度数据网络测试;
- c) 厂站 RTU 或计算机监控系统与电网调度机构的 SCADA 或 EMS 主站系统联调试验;
- d) 厂站遥测、遥信、遥调、遥控准确性、正确性、可靠性试验;
- e) 发电厂、机组 AGC 控制系统现场试验及与电网调度机构的 SCADA 或 EMS 主站系统闭环联调试验;
- f) 厂站电能计量装置检验及电能量远方终端与电网调度机构的电能计量系统主站系统的联调试验;
- g) 厂站相量测量装置(PMU)与电网调度机构的电网实时动态监测系统主站系统联调试验;
- h) 主网直供用户电力负荷管理终端与电力负荷管理系统主站系统的联调试验;
- i) 厂站与电网调度机构的 SCADA 或 EMS 主站系统的 AVC 联合调试。

B.4 电力系统通信试验项目

- a) 并(联)网新建通信电路的设备调试(测试项目按工程验收规定执行);
- b) 并(联)网新建通信电路的系统调试(测试项目按工程验收规定执行);
- c) 并(联)网新建通信电源系统放电和告警试验;
- d) 并(联)网所需各种通信业务通道的误码率测试和收发电平测试;
- e) 并(联)网通信设备监控系统试验;
- f) 并(联)网调度交换机调试和调度电话通话试验。

附录 C
(规范性附录)
设备编号和命名程序

C.1 设备的编号和命名

C.1.1 110kV 及以上电网单线接线图，图中应标注线路型号、长度。图中若为特殊线路，如不同型号导线串接、架空线路与电缆串接等，应注明或另以表格形式说明。

C.1.2 电网调度机构调度管辖的一次设备按照所在电网的调度规程统一编号命名，电网使用者的其他一次设备参照所在电网的调度规程自行命名。

C.1.3 电网使用者提供给电网调度机构的接线图等资料应使用已命名的编号和名称进行标注。

C.1.4 电网内的所有一次设备的编号和命名不得与电网调度机构下达的一次设备的编号和命名相抵触。

C.2 设备编号和命名程序

C.2.1 新、改、扩建的发、输、变电工程首次并网 90 日前，拟并网方应向电网调度机构提出一次设备命名、编号申请，提交正式资料。

C.2.2 电网调度机构在收到申请和正式资料的 30 日内，以书面方式通报拟并网方将要安装的一次设备的接线图、编号及命名。

C.2.3 拟并网方在收到通报后如有异议，应于 10 日内以书面形式回复电网调度机构，否则应确认执行。

C.3 设备编号和命名的变更

C.3.1 当电网调度机构拟变更设备的编号和命名时，应将编号和命名变更方案书面通知相关单位。相关方在收到通知后如有异议，应于 10 日内以书面形式回复电网调度机构，否则应确认执行。

C.3.2 当电网使用者拟变更设备的编号和命名时，应向电网调度机构提交建议的编号和命名变更方案。电网调度机构在收到方案后，应于 10 日内确认，并以书面形式回复电网使用者，如有异议，应于 10 日内提出建议的编号及命名，以书面形式通报电网使用者。

附录 D

(资料性附录)

系统计算所需基本数据

D.1 电网数据

D.1.1 110kV 及以上电网单线接线图，图中标注线路型号、长度。图中若为特殊线路（如不同型号导线串接、架空线路与电缆串接等），应注明或另以表格形式说明。

D.1.2 线路参数应以表格形式给出节点名、电压基准值、正序及零序电阻、电抗、电导及电纳值，另需注明功率基准值（如为实测参数，应注明）。如线路相互距离较近，应提供互感值。

D.1.3 如线路接有高压电抗器设备，应在表格中注明装设地点、技术资料 and 参数等。

D.1.4 继电保护型号，主保护、后备保护及断路器动作时间，重合闸时间，微机继电保护软件版本。

D.1.5 断路器及隔离开关的型号、额定电压、电流、遮断容量等主要参数。

D.1.6 电压及电流互感器的型式、组数、容量、变比、误差等主要参数。

D.2 发电厂（站）数据

D.2.1 发电厂（站）电气主接线图。

D.2.2 机组数据。

D.2.3 厂名、机组名、机端电压、铭牌容量、功率因数、最大有功及无功功率、最小有功及无功功率和负荷增减速率等。

D.2.4 机组平均厂用电率：机组上一年度的年均厂用电率 [计算公式为：年均厂用电率 = (年度机组发电量 - 年度机组上网电量 + 受电网电量) / 年度机组发电量]。

D.2.5 机组平均标准发电煤耗：机组上一年度的年均标准发电煤耗。

D.2.6 机组最大调峰幅度：机组深度调峰能力，用百分比表示 [计算公式为 $(1 - \text{可短时稳定运行的最低出力} / \text{铭牌容量}) \times 100\%$]。

D.2.7 机组从接到启动命令到并列的时间：机组在停机备用状态，从接到调度启动命令到机组并列所需的时间，包括冬季的冷态、热态启动和夏季的冷态、热态启动。单位为 min，必须是 30min 的整数倍。

D.2.8 机组出力—厂用负荷曲线：机组在某一出力值下正常需消耗的厂用电负荷，单位为 MW，出力点必须包括零出力点、最低出力点和最高出力点。

D.2.9 机组出力—正常调频速率曲线：AGC 机组和调频厂机组在某一出力值下的正常调频速率，出力点必须包括可能的最低出力点和最高出力点。

D.2.10 机组出力—紧急备用调整负荷速率：机组在某一出力值下的紧急备用调整负荷速率，出力点必须包括可能的最低出力点和最高出力点。

D.2.11 机端电压运行范围。

D.2.12 发电机参数：转动惯量（含原动机）、定子电阻、直轴及交轴同步暂态及次暂态电抗、直轴及交轴暂态及次暂态开路时间常数、负序阻抗值。电阻及电抗（饱和或不饱和）应以发电机容量为基准，给出标么值。

D.2.13 机组保护配置及定值。

D.2.14 机组空载和负载特性曲线、 $P-Q$ 曲线。

D.2.15 励磁系统：励磁方式、励磁系统数学模型及参数、PSS 的数学模型及参数；V/Hz 限制、过励磁限制和过励磁保护的定值。

D.2.16 原动机及调速器：原动机及调速器各元件传递函数框图及参数、调差率和死区。

D.2.17 汽轮机参数：高压阀时间常数、高压阀开度极限、高压阀开启速率极限、高压阀关闭速率极限、高压原动机时间常数、中压阀时间常数、中压阀开度极限、中压阀开启速率极限、中压阀关闭速率极限、中压原动机时间常数、低压阀时间常数、低压阀开度极限、低压阀开启速率极限、低压阀关闭速率极限、低压原动机时间常数、再热器时间常数、高压功率比例、中压功率比例。

D.2.18 燃气轮机参数：进口导叶时间常数、进口导叶开度极限、进口导叶开启速率极限、进口导叶关闭速率极限、燃料阀时间常数、燃料阀开度极限、燃料阀开启速率极限、燃料阀关闭速率极限、再热锅炉时间常数。

D.2.19 水轮机参数：导叶执行机构时间常数、导叶开度极限、导叶紧急关闭时间、水锤时间常数。

D.2.20 变压器：类型（有载和无载）及型号、额定电压、额定容量（包括第三绕组）、过负荷能力、过激磁曲线、抽头调节范围、绕组接法、中性点接地形式及接地电抗值以及：

- 选择1（以系统容量为基准）：电阻及电抗（正序及零序）。
- 选择2（以自身容量为基准）：变压器各绕组短路损耗及短路电压以及零序电抗等。

注：零序参数为“零档”抽头时的参数，降压变压器还需要过负荷倍数以及允许过负荷时间。

D.2.21 低压电抗和电容等无功补偿设备容量及分组情况。

D.2.22 其他设备参数：断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、避雷器、阻波器和调相机等铭牌参数，厂、站蓄电池、柴油发电机等备用电源配置、容量、电压等级、持续时间、过负荷能力（含各种起始负载下过载倍数以及允许过载时间）。

D.3 直流

D.3.1 直流输电系统结构、输送容量（正、反向）和电压（额定和降压）。

D.3.2 输电线路（架空线或电缆）及接地极线路：杆塔结构、导线型号、线路长度及等值电阻、电容和电感。

D.3.3 换流变压器、平波电抗器等：型号、铭牌容量、铭牌电压、电阻、电抗及冷却方式。换流变压器抽头范围和过励磁特性。

D.3.4 整流设备：换流器数及构成、额定电压及额定电流，串（并）晶闸管数量和元件参数。

D.3.5 交（直流）电压（流）互感器类型和配置。

D.3.6 交（直流）滤波器：容量及分组情况（电气主接线图）。

D.3.7 控制系统：控制方式（如定电流、定功率、定关断角、定电压），额定参数（如额定触发角等），运行参数限制（如最小触发角等），动态特性（阶跃、故障恢复等）。提供包括直流调制功能的传递函数形式的框图及参数。

D.3.8 直流系统及相关设备保护。

D.3.9 直流设备过负荷能力。

D.3.10 互联交流系统条件：换流站交流母线稳态电压变化范围、正常及扰动后的频率变化、电压波动、负序电压、背景谐波、短路电流水平、最小和最大交换无功功率限制、故障消除时间、单相重合闸时序。

D.4 电力电子设备数据

固定串补、可控串补、SVC及SVG（STATCON）等，以传递函数框图形式提供的模型及参数。

D.5 用于稳定研究的负荷特性及模型

D.5.1 静态模型：恒定功率、恒定电流、恒定阻抗构成比例及负荷频率敏感系数。

D.5.2 动态模型：马达构成比例及模型和参数。

D.5.3 其他：通过实测得到的负荷模型及参数。

D.6 运行方式

D.6.1 根据各电网的实际情况，提供下一年度每个电网的典型运行方式，如丰水大方式、丰水小方式、枯水大方式、枯水小方式等。

D.6.2 特殊运行方式。

D.7 其他数据

D.7.1 典型日、年负荷曲线。

D.7.2 水电站出力过程。

D.7.3 未来几年电网设备及机组投产计划安排，并参照上述范围提供数据。

附 录 E
(资料性附录)
短路电流计算所需数据

E.1 短路电流计算所需数据包括系统数据和断路器遮断容量，其中系统数据包括：

- a) 输电系统所有元件的正序电阻、电抗、电导、互感及电纳。
- b) 输电系统所有元件的零序电阻、电抗、电导、互感及电纳（自阻抗及互阻抗、自导纳及互导纳）。
- c) 发电机组次暂态电抗。
- d) 110kV 及以上变压器参数（包括接地方式及电阻或电抗参数）。
- e) 110kV 接入点电源的三相及单相瞬时短路电流及稳态短路电流、零序电阻及电抗，以及配电系统接有电源而电源参数中未提供的数据。

附 录 F
(资料性附录)
电磁暂态计算所需数据

F.1 电磁暂态计算所需数据包括以下参数：

- a) 与计算母线相联的线路和电缆的结构和实测电气参数（正序及零序）。
- b) 与计算母线相联的设备的电气参数（正序及零序），包括：
 - 变压器容量、额定电压、变比、漏抗、中性点接地情况及相应阻抗。
 - 串联电抗器的参数。
 - 并联无功补偿装置的参数。
- c) 地线参数、地线分段情况、大地电阻率。
- d) 直接经升压变压器或联变与所研究线路相连的发电机参数（容量、电压，交轴和直轴电抗、暂态电抗、次暂态电抗及时间常数等）。
- e) 与计算母线相联的所有设备的过电压保护装置的特性参数。
- f) 线路绝缘水平，包括：
 - 操作过电压下的空气间隙。
 - 绝缘子型号和片数。
- g) 沿线的海拔高度。
- h) 变电所相间净距离及海拔高度。
- i) 重合闸（特别采用三相重合闸时）间隔时间。
- j) 所计算线路的运行方式和典型潮流。

附 录 G
(资料性附录)
电能质量所需数据

G.1 非线性负荷接入系统的电能质量标准

非线性负荷接入系统的电能质量(包括谐波、电压波动、电压闪变、负序量等)计算分析,应按照 GB/T 14549、GB 12326、GB/T 15543 标准进行。

G.2 非线性负荷的用户提供的有关材料

计算分析非线性负荷(如钢厂电弧炉、电气化铁路牵引负荷、直流换流器等)接入系统,引起系统公共连接点 PCC (Point of Common Coupling) 的电压波动、电压闪变、谐波指标、负序量应在允许值范围之内,方允许接入系统。要求有非线性负荷(如钢厂电弧炉、电气化铁路牵引负荷、直流换流器等)的用户提供以下基础数据和资料:

- a) 地区供电网全套数据(包括潮流及稳定数据、电气接线图等),公共连接点 PCC 最小及最大短路容量。
- b) 非线性负荷用户内部供电系统全套数据(包括电气接线图、正序阻抗等):
 - 非线性负荷(如果是电弧炉,电弧炉台数,是交流炉还是直流炉)供电系统线路,降压变及电弧炉变的容量、变比、接线组别、短路电压比、短路阻抗等;
 - 包括非线性负荷(如果是电力机车)供电系统线路、供电变、牵引变的类型(接线形式、阻抗匹配平衡变压器或单相变压器供电)容量、变比、短路电压比、变压器换相顺序等;
 - 两臂平均负荷、最大负荷(有功功率、无功功率、补偿前的功率因数、补偿后的功率因数要求)、两臂无功补偿容量;
 - 非线性负荷额定有功功率、额定无功功率、补偿前的功率因数、补偿后的功率因数要求、无功补偿容量、其他负荷等;
 - 非线性负荷典型频谱;
 - 滤波器配置方案等。
- c) 公共连接点的协议供电容量、背景谐波。
- d) 供电企业对各项指标(如:电压波动、谐波指标、负序电压等)的特殊要求。

附录 H
(资料性附录)

电压稳定及中长期过程仿真计算所需数据

H.1 电压稳定及中长期过程仿真计算所需数据包括系统数据、重要机组低励及过励性能和负荷类型及动态负荷电压特性。其中除系统所需数据外，还需提供：

- a) 有载调压变压器控制系统模型及参数。
- b) 自动电压控制装置控制系统模型及参数。
- c) 自动无功投切设备控制系统框图及参数。
- d) 慢速动态元件（如锅炉、AGC、压水反应堆）特性及参数。

附录 I
(资料性附录)
并网程序中的时间顺序

I.1 并网程序中的时间顺序参见表 I.1。

表 I.1 并网程序中的时间顺序

并网日前最少天数	应完成的工作
	电网调度机构在收到拟并网方提出的厂站命名申请及站址正式资料的 15 日内, 下发厂站的命名
90	新、改、扩建的发、输、变电工程首次并网 90 日前, 拟并网方应向相应电网的电网调度机构提交本标准附录 A 所列资料, 并报送并网运行申请书
	新、改、扩建的发、输、变电工程首次并网 90 日前, 拟并网方应向电网调度机构提出一次设备命名、编号申请, 提交正式资料
60	电网调度机构在收到申请和正式资料的 30 日内, 以书面方式通报拟并网方将要安装的一次设备的接线图、编号及命名
55	电网调度机构应在收到并网申请书后 35 日内予以书面确认。如不符合规定要求, 电网调度机构有权不予确认, 但应书面通知不确认的理由
50	拟并网方在收到一次设备的接线图、编号及命名通报后如有异议, 应于 10 日内以书面形式回复电网调度机构, 否则应确认执行
35	拟并网方在收到并网确认通知后 20 日内, 应按电网调度机构的要求编写并网报告, 并与电网调度机构商定首次并网的具体时间和工作程序
30	电网调度机构在首次并网日 30 日前, 向拟并网方提交并网启动调试的有关技术要求
	电网调度机构在首次并网日 30 日前向拟并网方提供通信电路运行方式单, 双方共同完成通信系统的联调和开通工作
	在不违背相关法律及法规的前提下, 首次并网日 30 日前电网使用者可从电网调度机构获得相关数据
20	电网调度机构应在首次并网日前 20 日内对电厂的并网报告予以书面确认
7	在首次并网日 7 日前, 双方共同完成调度自动化系统的联调
	需进行系统联合调试的, 拟并网方应提前 7 日向电网调度机构提出书面申请, 电网调度机构应于系统调试前一日批复
5	电网调度机构在首次并网日(或倒送电) 5 日前向拟并网方提供继电保护定值单; 涉及实测参数时, 则在收到实测参数 5 日后, 提供继电保护定值单
	首次并网日 5 日前, 电网调度机构应组织认定本标准规定的拟并网方并网技术条件。当拟并网方不具备并网条件时, 电网调度机构应拒绝其并网运行, 并发出整改通知书, 向其书面说明不能并网的理由。拟并网方应按有关规定要求进行整改, 符合并网必备条件之后方可并网
0	并网日