

前 言

本标准根据住房城乡建设部《关于印发〈2014 年工程建设标准规范制定、修订计划〉的通知》(建标〔2013〕169 号)的要求,由国网冀北电力有限公司会同有关单位编制完成。

本标准共分 8 章和 5 个附录,主要技术内容是:总则、术语、基本规定、设备调试、分系统调试、联合调试、工程启动验收和试运行、工程移交生产验收和竣工验收等。

本标准由住房城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释,由中国电力企业联合会负责日常管理,由华北电力科学研究院有限责任公司负责具体技术内容解释。执行过程如有意见或建议,请寄送华北电力科学研究院有限责任公司(地址:北京市西城区地藏庵南巷一号电研大厦,邮政编码:100045)。

本标准主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:国网冀北电力有限公司

参 编 单 位:华北电力科学研究院有限责任公司

国网新源张家口风光储示范电站有限公司

国网电力科学研究院

北京华联电力工程监理公司

中国电力科学研究院

主要起草人:白 恺 刘少宇 陈 豪 宋 鹏 黄 华

马步云 吴宇辉 朱 斯 李 娜 李 智

刘永生 王 伟 郑 立 董文琦 翟化欣

李相俊 郑宇清 崔正湃 刘汉民 滕贤亮

任巍曦 胡 娟 陈 斌

主要审查人:郭家宝 汪 毅 徐德宝 高 平 于金辉

张树森	孙耀杰	朱伟刚	杨 波	叶季蕾
陈志磊	史梓男	许爱东	孙 峰	李春来
陈 兵	倪 华	王晓丽		

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	基本规定	(3)
4	设备调试	(4)
4.1	一般规定	(4)
4.2	风力发电单元调试	(6)
4.3	光伏发电单元调试	(9)
4.4	储能运行单元调试	(10)
5	分系统调试	(13)
6	联合调试	(15)
6.1	一般规定	(15)
6.2	基本监控功能调试	(15)
6.3	有功自动控制功能调试	(16)
6.4	自动电压控制功能调试	(17)
7	工程启动验收和试运行	(19)
7.1	一般规定	(19)
7.2	变电站启动验收	(19)
7.3	风电、光伏、储能分系统试运行和验收	(20)
7.4	风光储联合发电站试运行	(22)
8	工程移交生产验收和竣工验收	(24)
8.1	工程移交生产验收	(24)
8.2	工程竣工验收	(25)
附录 A	验收档案资料	(27)
附录 B	验收备查档案资料	(28)

附录 C 工程启动验收和试运鉴定书	(30)
附录 D 工程移交生产验收鉴定书	(33)
附录 E 工程竣工验收鉴定书	(36)
本标准用词说明	(39)
引用标准名录	(40)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Basic requirements	(3)
4	Equipment debugging	(4)
4.1	General requirements	(4)
4.2	Wind power unit debugging	(6)
4.3	Photovoltaic power unit debugging	(9)
4.4	Energy storage unit debugging	(10)
5	Subsystem debugging	(13)
6	Combined debugging	(15)
6.1	General requirements	(15)
6.2	Basic monitoring and control function debugging	(15)
6.3	Automatic generation control function debugging	(16)
6.4	Automatic voltage control function debugging	(17)
7	Acceptance for start-up and commissioning	(19)
7.1	General requirements	(19)
7.2	Acceptance for substation start-up	(19)
7.3	Subsystem commissioning and acceptance	(20)
7.4	Wind/PV/storage power plant commissioning	(22)
8	Acceptance for handover and completion	(24)
8.1	Acceptance for handover	(24)
8.2	Acceptance for completion	(25)
Appendix A Documents to be provided in acceptance		(27)

Appendix B	Reference documents to be provided in acceptance	(28)
Appendix C	Acceptance certification for start-up and commissioning	(30)
Appendix D	Acceptance certification for handover	(33)
Appendix E	Acceptance certification for completion	(36)
Explanation of wording in this standard		(39)
List of quoted standards		(40)

1 总 则

1.0.1 为确保风光储联合发电站工程质量,规范风光储联合发电站调试和验收工作,制定本标准。

1.0.2 本标准适用于通过 35kV 及以上电压等级接入电网的陆地新建、改建和扩建的风光储联合发电站。

1.0.3 风光储联合发电站调试及验收除应符合本标准外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 风力发电单元 wind power unit

风力发电机组经升压变压器与电网连接,被监控系统直接调度的单元。

2.0.2 光伏发电单元 photovoltaic power unit

光伏电站中以一定数量的光伏组件串通过汇流箱多串汇集,经逆变器逆变与隔离升压变压器升压成符合电网频率和电压要求的电源,这种一定数量光伏组件串的集合称为光伏发电单元。

2.0.3 储能运行单元 energy storage operation unit

由储能元件、储能变流器构成的储能单元,经升压变压器与电网连接,作为独立的负载或电源被监控系统直接调度的单元。

2.0.4 风电分系统 wind power subsystem

由风力发电单元及其汇集线、汇集线开关柜、风电监控系统组成的发电分系统。

2.0.5 光伏分系统 photovoltaic subsystem

由光伏发电单元及其汇集线、汇集线开关柜、光伏监控系统组成的发电分系统。

2.0.6 储能分系统 energy storage subsystem

由储能运行单元及其汇集线、汇集线开关柜、储能监控系统组成的分系统。

2.0.7 风光储联合发电站 wind/PV/storage power plant

由风电、光伏、电化学储能联合运行和协调控制的发电站。

2.0.8 联合监控系统 coordination monitoring and control system

对风光储联合发电站站内风电、光伏、储能分系统及变电站进行协调控制的监控系统。

3 基本规定

3.0.1 风光储联合发电站调试应包括设备调试、分系统调试、联合调试三个阶段,设备调试不合格时不应进入分系统调试,分系统调试不合格时不应进入联合调试。

3.0.2 调试前应完成单位工程验收,设备应具备调试条件,且应已完成向上级调度机构的报备。

3.0.3 调试前应制订调试大纲,调试作业安全应符合现行国家标准《电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分》GB 26860 的相关规定,调试完成后应出具调试报告。

3.0.4 调试人员应熟悉设备的工作原理及基本结构,掌握必要的机械、电气、检测、安全防护知识,能够正确使用调试工具和安全防护设备。

3.0.5 调试用仪器仪表应定期检查,符合调试要求,并在计量部门校准、检定的有效期内使用。

3.0.6 风光储联合发电站应通过工程启动验收和试运行、工程移交生产验收、工程竣工验收三个阶段的检查验收。

3.0.7 工程启动验收和试运行应由工程启动验收和试运行委员会负责,工程移交生产验收应由工程移交生产验收组负责,工程竣工验收应由工程竣工验收委员会负责,各阶段验收结论应由验收组(委员会)审查通过。

3.0.8 验收资料应分为档案资料和备查档案资料,有关单位应保证资料真实、准确、完整,并承担相应责任,验收资料目录应符合本标准附录 A 和附录 B 的要求。

4 设备调试

4.1 一般规定

4.1.1 设备调试应包括变电站设备、风力发电单元、光伏发电单元、储能运行单元的调试。

4.1.2 设备调试前应具备下列条件：

- 1 设备应安装完毕，且安装记录等资料齐全。
- 2 现场应提供调试电源，并确认临时供电设备的电压、频率和容量符合调试要求。
- 3 调试现场应无其他大型作业活动。
- 4 设备随机文件、备品备件应齐备。
- 5 应编制调试方案、安全环保措施。

4.1.3 变电站一次设备调试应符合国家现行标准《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147、《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148、《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》GB 50149、《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150、《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》GB 50168、《110～750kV 架空输电线路施工及验收规范》GB 50233、《静止无功补偿装置(SVC)现场试验》GB/T 20297、《气体绝缘金属封闭开关设备现场交接试验规程》DL/T 618、《链式静止同步补偿器 第4部分：现场试验》DL/T 1215.4 的相关规定。

4.1.4 变电站二次设备调试应符合国家现行标准《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路施工及验收规范》GB 50171、《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》GB 50172、《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》GB 50254、《电力系统同步向量测

量装置检测规范》GB/T 26862、《220~500kV 电力系统故障动态记录装置检测要求》DL/T 663、《微机型防止电气误操作系统通用技术条件》DL/T 687、《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995、《35kV~110kV 变电站自动化系统验收规范》DL/T 1101 的相关规定。

4.1.5 变电站整体启动调试应包括下列内容：

- 1 主变压器受电试验、冲击合闸试验。
- 2 保护定值核对试验。
- 3 投运设备的向量检查试验。
- 4 送出系统和汇流系统的电压互感器定相、核相试验。
- 5 投运设备的功能检查试验。
- 6 变电站监控系统调试。

4.1.6 风力发电单元、光伏发电单元、储能运行单元调试前汇集线(路)应空充完毕。

4.1.7 风力发电单元、光伏发电单元、储能运行单元的升压变压器运行在和连接电缆绝缘应符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 的相关规定。

4.1.8 风力发电单元、光伏发电单元、储能运行单元的升压变压器冲击试验应连续进行 3 次，每次试验间隔不得小于 5min，升压变压器应无异常声响，无短路或放电现象，保护装置应无异常动作。

4.1.9 风力发电单元、光伏发电单元、储能运行单元的升压变压器测控装置调试应包括与远程监控系统的通讯调试以及遥测、遥信、遥控功能的检查，并应符合下列规定：

- 1 测控装置电压、电流等遥测量以及开关状态、告警和故障信息等遥信量应显示正确。
- 2 测控装置与远程监控系统应通信正常。
- 3 远程监控系统中的遥测量和遥信量与测控装置应显示一致。

4 远程操作升压变压器的高、低压侧开关时,操作机构应可靠动作。

5 升压变压器运行在就地方式时,远程监控系统应闭锁遥控指令。

4.2 风力发电单元调试

4.2.1 调试前风力发电机组、升压变压器接地引下线与接地网导通应良好,接地电阻值不应大于 4Ω 。

4.2.2 风力发电机组动力电缆两侧相位应一致。

4.2.3 风力发电机组静态调试应包括塔架、发电机、齿轮箱、主控制系统、安全链、变桨系统、偏航系统、液压系统、温度控制系统的调试,并应符合下列规定:

1 塔架引雷通道电阻值应符合现行行业标准《风力发电场安全规程》DL/T 796 的相关规定。

2 发电机调试项目应包括定/转子绝缘电阻测试、直流电阻测试、滑环与碳刷安装检查、对中检查等,双馈型风力发电机组应符合现行国家标准《风力发电机组 双馈异步发电机 第1部分:技术条件》GB/T 23479.1、《风力发电机组 双馈异步发电机 第2部分:试验方法》GB/T 23479.2 的相关规定,直驱型风力发电机组应符合现行国家标准《风力发电机组 低速永磁同步发电机 第1部分:技术条件》GB/T 25389.1、《风力发电机组 低速永磁同步发电机 第2部分:试验方法》GB/T 25389.2 的相关规定。

3 齿轮箱调试项目应包括齿轮箱油位、润滑系统、冷却风扇和加热器等的检查和齿轮箱油品检验,并应符合现行国家标准《风力发电机组齿轮箱》GB/T 19073 的相关规定。

4 主控制系统调试项目应包括控制柜上电检查、电气回路绝缘电阻测试、加热器检查、就地通信检查、传感器检查、软件版本检查、保护功能测试等,并应符合国家现行标准《风力发电机组 第1部分:通用技术条件》GB/T 19960.1、《风力发电机组 变速恒

频控制系统 第1部分:技术条件》GB/T 25386.1和《双馈风力发电机组主控制系统技术规范》NB/T 31017的相关规定。

5 安全链调试项目应包括紧急停机、机舱过振动、扭摆、超速、过功率等保护功能测试,并应符合现行国家标准《风力发电机组验收规范》GB/T 20319的相关规定。

6 变桨系统调试项目应包括电气回路绝缘电阻测试、加热器检查、手动和自动变桨功能测试、安全顺桨保护功能测试等,并应符合现行行业标准《风力发电机组电动变桨控制系统技术规范》NB/T 31018的相关规定。

7 偏航系统调试项目应包括机舱位置传感器与风向标零位检查和调整、手动和自动偏航功能测试、解缆保护测试等,并应符合现行行业标准《风力发电机组偏航系统 第1部分:技术条件》JB/T 10425.1、《风力发电机组偏航系统 第2部分:试验方法》JB/T 10425.2的相关规定。

8 液压系统调试项目应包括阀门、润滑脂油位、传感器、制动盘间隙、制动功能等的检查和调整,并应符合设计要求。

9 机舱开关柜、机舱控制柜、变流柜、塔基控制柜、变桨控制柜等的温湿度开关和传感器应正常工作。

4.2.4 风力发电机组动态调试应包括变流器调试、空载调试、并网调试、限功率调试等,并应符合下列规定:

1 变流器调试项目应包括绝缘电阻测试、并网开关检查、冷却系统检查、软件版本检查、保护功能测试等,双馈变流器应符合国家现行标准《风力发电机组 双馈式变流器 第1部分:技术条件》GB/T 25388.1、《双馈风力发电机变流器制造技术规范》NB/T 31014的相关规定,全功率变流器应符合国家现行标准《风力发电机组 全功率变流器 第1部分:技术条件》GB/T 25387.1、《永磁风力发电机变流器制造技术规范》NB/T 31015的相关规定。

2 空载调试项目应包括空载启机、运行和停机过程中的参数和保护功能检查,电气和机械参数应无异常,无故障和异常告警信

息,安全顺桨、紧急停机和超速保护等应正常动作。

3 并网调试项目应包括手动/自动启机并网和停机的检查,启机、并网运行和停机过程中的电气和机械参数、噪声、振动应无异常,断电保护应正常动作。

4 限功率调试宜在额定工况下进行,实际有功功率与设定值偏差不宜大于 5%额定功率,时间不宜低于 72h,运行结束后发电机滑环表面氧化膜、碳刷磨损和变桨系统齿轮表面润滑应无异常。

4.2.5 风力发电机组与远程监控系统的通信调试应包括遥测、遥信、遥控和遥调功能的检查,并应符合下列规定:

1 风力发电机组与远程监控系统应通信正常。

2 远程监控系统中的风力发电机组遥测值应与就地显示值一致。

3 远程监控系统中的风力发电机组运行状态、开关状态、告警和故障信息应与就地显示值一致。

4 风力发电机组应可靠、正确执行远程监控系统启机、停机、复位等操作指令。

5 风力发电机组应可靠、正确执行远程监控系统有功和无功功率控制指令,就地显示值应与远程显示值一致。

6 风力发电机组切入就地方式和维护状态时,远程监控系统应闭锁遥控和遥调指令。

4.2.6 风力发电机组满负荷运行后应进行传动链振动测试,测试位置应符合现行行业标准《风力发电机组振动状态监测导则》NB/T 31004 的规定。主轴承和齿轮箱低速端的振动加速度值不宜大于 0.5m/s^2 ,齿轮箱高速端的振动加速度值不宜大于 12.0m/s^2 ,发电机轴承的振动加速度值不宜大于 16.0m/s^2 。

4.2.7 风力发电机组满负荷运行后,通过风电监控系统远程设置有功和无功功率,功率因数调节范围应符合现行国家标准《风电场接入电力系统技术规定》GB/T 19963 的相关规定,实际值与设定值偏差不应大于 5%额定功率。

4.3 光伏发电单元调试

4.3.1 调试前光伏区接地网接地电阻值不应低于 4Ω ，升压变压器、逆变器室、光伏方阵接地引下线应与接地网导通良好。

4.3.2 逆变器室消防、通风、照明等设备应符合现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797 的相关规定。

4.3.3 光伏发电单元带电前检查调试应包括逆变器、直流配电柜、跟踪系统、汇流箱和光伏组件串的检查，并应符合下列规定：

1 逆变器柜体接地应导通良好，逆变器直流侧和交流侧对地绝缘电阻不应小于 $1M\Omega$ 。

2 直流配电柜母排正极和负极对地绝缘电阻不应小于 $1M\Omega$ 。

3 太阳跟踪系统手动模式、自动模式和极限位置保护功能应符合现行国家标准《光伏电站验收规范》GB/T 50794 的相关规定。

4 汇流箱接线端子各组串极性应连接正确，正极和负极对地以及正负极间绝缘电阻值不应小于 $1M\Omega$ 。

5 汇流箱开关装置应动作正常，箱体接地应导通良好。

6 光伏组件外观应无明显损坏、气泡和色差，接线应牢固，铝合金边框接地应可靠。

7 测试组件串开路电压，宜在辐照度不低于 $700W/m^2$ 的条件下进行，同一汇流箱组件串之间开路电压偏差不应大于 2%，且最大偏差不应超过 5V。

4.3.4 闭合逆变器交流侧断路器，逆变器各工作指示灯、交直流侧断路器、人机界面显示和操作功能应正常，保护定值应符合设计要求。

4.3.5 光伏发电单元整体调试应包括逆变器就地监控功能、功率调节性能、组件串性能等的检查、测试和调整，并应符合下列规定：

1 逆变器应正确执行就地启停指令。

2 逆变器电压、电流、温度等运行参数应显示正确。

3 在恒有功功率方式下,设置给定值为低于当前输出功率的数值时,实测值与设定值偏差不宜大于5%额定功率。

4 按照功率因数设计范围设置无功功率或功率因数时,实测值与设定值的相对偏差不宜大于5%。

4.3.6 测试光伏组件串的电,宜在辐照度不低于 $700\text{W}/\text{m}^2$ 时进行,在相同测试条件下同一汇流箱组件串之间的电流偏差不应大于5%。

4.3.7 光伏发电单元与光伏监控系统的通讯调试应参照本标准第4.2.5条执行。

4.3.8 通过光伏监控系统远程设置光伏发电单元的有功和无功功率时,功率因数调节范围应符合现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的相关规定,有功功率实测值和设定值偏差不宜大于5%额定功率,无功功率实测值和设定值相对偏差不宜大于5%。

4.4 储能运行单元调试

4.4.1 调试前升压变压器、变流器柜、汇流柜、电池柜应与接地网导通良好。

4.4.2 储能厂房内采暖通风与空气调节系统、消防系统应符合现行国家标准《电化学储能电站设计规范》GB 51048 的相关规定。

4.4.3 储能运行单元带电前应检查汇流柜、变流器、电池组及其辅助设备,并应符合下列规定:

1 汇流柜母排正极和负极对地绝缘电阻应大于 $1\text{M}\Omega$ 。

2 变流器直流侧和交流侧对地绝缘电阻应大于 $1\text{M}\Omega$,断路器、接触器应正常动作。

3 各电池柜内电池管理系统与电池相连的带电部件和外壳之间的绝缘电阻应大于 $2\text{M}\Omega$,且外壳与柜体的接地引线应导通良好。

4 各电池组外观、接线应正常。

5 液流电池电磁阀应转动灵活、开度正常,循环泵、传感设备、换热设备应运行正常,电解液应无泄漏。

6 钠硫电池保温加热系统功能应具备保温加热电源,电池模块工作温度应保持在 $290^{\circ}\text{C}\sim 350^{\circ}\text{C}$,升温曲线设置应符合产品技术文件要求。升温完成后,各测量点最大温差不应大于 25°C 。

4.4.4 闭合变流器交流侧开关,二次供电回路、电池管理系统、辅助设备、变流器应符合下列规定:

1 储能单元二次回路供电电压应符合设计要求。

2 电池管理系统之间通信应正常,电池管理系统电压、温度等监测数据应完整、正确,报警阈值设置应正确。

3 电池组通风、散热等温度调节系统应按设定值正确启停。

4 变流器就地启停机、紧急停机功能应正常,人机界面显示功能和操作功能应正常。

5 变流器及电池管理系统保护定值应符合设计要求。

4.4.5 储能运行单元整体调试应包括监控功能、功率调节性能、电池组串性能的检查 and 调整,并应符合下列规定:

1 应就地设置 10% 额定有功功率,检查就地监控、电池管理系统和变流器人机界面,电压、电流、温度等运行参数应显示正确。

2 应设置 20%、40%、60%、80%、100% 额定充放电功率,有功功率实测值与设定值相对偏差不宜大于 5%,且电池管理系统应无告警。

3 设置无功功率时,无功功率实测值与设定值相对偏差不宜大于 5%,且电池管理系统应无报警。

4 应检查电池组串 SOC 一致性、单体电压一致性、单体温度一致性,其中锂电池单体温度差异应小于 5°C ,全钒液流电池单元充满电静置 30min 后,电堆之间静态开路电压最大值、最小值与平均值的偏差不应超过平均值的 2%。

5 标定储能单元容量时,初始充电能量不应小于额定充电能

量,初始放电能量不应小于额定放电能量。锂离子电池储能单元能量转换效率不宜低于 92%,铅炭电池储能单元能量转换效率不宜低于 86%,全钒液流电池储能单元能量转换效率不宜低于 65%。

4.4.6 多变流器并联储能运行单元以额定功率并列运行时,变流器交流侧电流不均衡度应符合设计要求。

4.4.7 储能运行单元与储能监控系统的通信调试应按照本标准第 4.2.5 条执行。

4.4.8 按照 20%、40%、60%、80%、100%额定充放电功率远程设置储能运行单元运行参数,有功和无功功率的实测值与设定值相对偏差不宜大于 5%,功率因数应按照《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133 的试验方法进行测试。储能变流器并网运行模式下不参与系统无功调节且输出大于额定功率的 50%时,功率因数不应小于 0.98(超前或滞后)。

5 分系统调试

5.0.1 分系统调试应包括风电分系统、光伏分系统、储能分系统调试。

5.0.2 分系统调试前应具备下列条件：

1 各监控系统硬件设备的数量、型号、参数应符合设计要求，现场测试软件功能应符合设计要求，发电单元状态显示应完整正确。

2 各单元应调试完成，且调试结果合格。

3 监控系统与被监控设备通信应正常。

4 设备使用说明书、设计图纸、调试报告等技术资料应完整齐备。

5.0.3 监控系统与被监控设备的遥测、遥信、遥控、遥调功能应正常。

5.0.4 单元应可靠、正确执行监控系统群控、群调指令。

5.0.5 各监控系统与联合监控系统通信应正常，各监控系统应实时、正确上传遥测、遥信量信息。

5.0.6 测试各监控系统双机冗余切换功能应符合下列规定：

1 人工退出双机(设备)运行系统中一台主机(设备)时，备机(设备)应自动投入运行，切换过程中无系统稳定运行的扰动，不丢失数据，且主、备机数据库历史数据应一致。

2 从切换开始至功能恢复时间不应大于 30s。

5.0.7 在各分监控系统中设置风电、光伏、储能分系统有功功率，进行有功控制功能试验时，应记录下列数据并计算相关性能指标：

1 应在有功出力大于 20% 风电分系统额定功率时进行风电分系统试验，调节时间不应大于 120s，实际值与设定值偏差不应

超过 2%额定容量。

2 应在有功出力大于 65%光伏分系统额定容量时进行光伏分系统试验,调节时间不应大于 60s,实际值与设定值偏差不应超过 5%额定容量。

3 应在 25%、50%、75%、100%额定充放电功率下进行储能分系统试验,实际功率与设定值偏差不应超过 5%额定充放电功率。

5.0.8 在各分监控系统中设置风电、光伏、储能分系统无功功率,进行无功控制功能试验时,应记录下列数据并计算相关性能指标:

1 宜在有功出力大于 90%风电分系统额定功率时,在电站并网点电压允许运行范围内进行风电分系统无功控制功能试验,调节时间不应大于 30s,实际值与设定值偏差不宜大于 3MVar。

2 宜在电站并网点电压允许运行范围内进行光伏分系统无功控制功能试验,调节时间不应大于 30s,实际值与设定值相对偏差不宜大于 5%。

3 宜在功率因数调节范围内进行储能分系统无功控制功能试验,实际值与设定值相对偏差不宜大于 5%。

6 联合调试

6.1 一般规定

6.1.1 联合调试应包括基本监控功能调试、有功自动控制功能调试、电压自动控制功能调试。

6.1.2 联合调试前应具备下列条件：

1 联合监控系统硬件设备的数量、型号、额定参数应符合设计要求，软件功能应完成现场测试，且满足设计要求。

2 变电站、风电分系统、光伏分系统、储能分系统与联合监控系统通信应正常，实时性和准确性应符合现行行业标准《电力系统通信设计技术规定》DL/T 5391 的相关规定。

3 有功/无功自动控制功能和性能调试时，发电单元应为远方控制方式，不受控的发电单元容量不宜超过总装机容量的 10%。

6.2 基本监控功能调试

6.2.1 联合监控系统与变电站监控系统调试应符合下列规定：

1 变电站设备状态显示应完整正确。

2 变电站设备遥测量、遥信量传送正确，实时性符合现行行业标准《220~500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5149 的相关规定。

3 可远方操作设备遥控功能和远方调节设备遥调功能，并应可靠正确。

4 无功补偿装置投入/退出遥控指令、无功/电压遥调指令应正确执行。

6.2.2 联合监控系统与风电、光伏、储能分系统调试应符合下列规定：

- 1 发电单元状态显示应完整正确。
- 2 发电单元遥测量、遥信量传送应正确,实时性应符合设计要求。
- 3 远方启停和调节发电单元时,遥控、遥调功能应可靠准确。
- 4 发电单元应正确执行启停等遥控指令、有功/无功等遥调指令。
- 5 应分别进行风电、光伏、储能分系统的有功控制功能试验,试验方法及技术指标应按本标准第 5.0.7 条要求执行。
- 6 应分别进行风电、光伏、储能分系统以及各汇集线的无功控制功能试验,试验方法及技术指标应按本标准第 5.0.8 条要求执行。

6.3 有功自动控制功能调试

6.3.1 通过监控界面检查联合监控系统有功自动控制功能,应符合下列规定:

- 1 场站就地/调度远方、开环/闭环工作方式切换应正常。
 - 2 跟踪计划、平滑波动、频率调节等控制目标切换应正常。
 - 3 风、光、储、风光、风储、光储、风光储发电方式切换应正常。
- 6.3.2 应将联合监控系统有功自动控制工作方式设置为场站就地,分别在跟踪计划、平滑波动、频率调节控制目标下依次进行各种发电方式的开环/闭环模式调试,并应包括下列内容:

- 1 设置控制目标。
- 2 设置发电方式。
- 3 设置功率曲线、波动率、频率偏差等控制参数。
- 4 记录联合监控系统数据并计算控制性能指标,开环方式下指令分配应合理,闭环方式下所有发电单元应正确执行指令,控制性能应满足设计指标及上级调度机构的要求。
- 5 进行风电、光伏、储能监控系统的通信中断、接收有功指令不合理等异常情况下的安全性测试,联合监控系统应告警并闭锁,

被控设备应自动切换到就地控制方式。

6.3.3 应将联合监控系统有功自动控制工作方式设置为调度远方,与上级调度机构的调控主站进行跟踪计划、频率调节等功能的联合调试,并应包括下列内容:

1 执行调控主站的指令,记录监控系统数据并计算控制性能指标,控制目标应满足上级调度机构要求。

2 进行通信中断、接收有功指令不合理等异常情况下的安全性测试,联合监控系统应告警并自动切换到场站就地控制方式。

6.4 自动电压控制功能调试

6.4.1 检查联合监控系统自动电压控制功能,应符合下列规定:

1 场站就地/调度远方、开环/闭环工作方式切换应正常。

2 电压、无功以及功率因数等控制目标切换应正常。

3 无功补偿装置投入/退出状态切换应正常。

6.4.2 应将联合监控系统自动电压控制工作方式设置为场站就地,分别在并网点电压、无功、功率因数控制目标下依次进行各种发电方式的开环/闭环模式调试,并应包括下列内容:

1 设置控制目标。

2 设置发电方式。

3 设置电压曲线、无功曲线、功率因数曲线等控制参数。

4 设置无功补偿装置受控状态。

5 记录联合监控系统数据并计算控制性能指标,开环方式下指令分配应合理,闭环方式下发电单元及无功补偿装置应正确执行指令,站内母线电压分布应满足限值约束,并网点控制目标应满足精度和调节速度的要求。

6 进行风电、光伏、储能系统监控系统通信中断、接收电压指令不合理等异常情况下的安全性能测试,联合监控系统应告警并闭锁,被控设备应自动切换到场站就地控制方式。

6.4.3 应将联合监控系统自动电压控制工作方式设置为调度远

方,与上级调度机构的调控主站进行电压跟踪联合调试,并应包括下列内容:

1 执行调控主站的指令,记录监控系统数据并计算控制性能指标,控制目标应满足上级调度机构的要求。

2 进行通信中断、接收电压指令不合理等异常情况下的安全性测试,联合监控系统应告警并自动切换到场站就地控制方式。

7 工程启动验收和试运行

7.1 一般规定

7.1.1 风光储联合发电站工程启动验收和试运行应包括变电站、风电分系统、光伏分系统、储能分系统的启动验收和试运行,以及风光储联合发电站试运行验收。

7.1.2 启动验收应具备下列条件:

- 1 土建、安装等单位工程验收合格。
- 2 消防、暖通和给排水、环境保护和水土保持、劳动安全验收等专项验收合格。
- 3 取得政府有关主管部门批准文件及并网许可文件。
- 4 设计书、合同技术协议、出厂试验报告、监造报告、安装记录、调试报告、运行维护手册、设备和系统调试报告等验收资料齐备。

7.1.3 具备工程启动验收和试运行条件后,施工单位应及时向建设单位提出启动验收和试运行申请。

7.1.4 工程启动验收和试运行应包括下列内容:

- 1 审查工程建设总结报告。
- 2 编制启动验收和试运大纲,并按照大纲要求进行启动验收和试运行。
- 3 对验收和试运行中发现的缺陷提出处理意见。
- 4 签发符合本标准附录 C 要求的“工程启动验收和试运鉴定书”。

7.2 变电站启动验收

7.2.1 变电站启动验收前应具备下列条件:

- 1 设备单体安装调试完成,根据相关标准或制造厂有关文件

试验合格,通过启动试验,且应已出具试验、调试报告。

2 电气设备的外观、结构、标识和安全性应符合《建筑物电气装置》GB/T 16895 的规定。

3 单位工程验收完毕,且验收结果合格。

4 通过并网工程验收,并包括下列内容:

1)涉及电网安全生产管理体系验收;

2)电气主接线系统及站用电系统验收;

3)继电保护、安全自动装置、自动化及信息系统、电力通信、电能量信息采集系统、直流系统、监控系统、防误操作系统等验收;

4)二次系统安全防护验收;

5)对电网安全、稳定运行有直接影响的其他设备及系统验收。

5 通信系统与电网调度机构连接应正常。

6 电力线路应已经与电网接通,并应已通过冲击试验。

7 保护开关动作应正常。

8 保护定值应正确、无误。

9 监控系统各项功能应运行正常。

7.2.2 变电站启动验收应检查下列技术资料:

1 设计书、订货技术协议、出厂试验报告、监造报告、安装记录、调试报告、运行维护手册等设备技术资料。

2 设备的规格、数量和技术参数等应与合同技术协议相符。

3 符合现行国家标准《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150 要求的高压电气设备交接试验报告。

7.2.3 应查明和消除调试过程中出现的缺陷和故障报警,变电站应通过 24h 试运行,系统运行参数应正常。

7.3 风电、光伏、储能分系统试运行和验收

7.3.1 风力发电单元、光伏发电单元、储能运行单元试运行前应具备下列条件:

- 1 升压变压器运行正常,开关、避雷器无异常动作情况。
- 2 发电单元安装验收完成,且验收结果合格。
- 3 发电单元调试完毕并出具调试报告,且调试结果合格。
- 4 发电单元的规格、数量和技术参数等与合同技术协议相符。

5 设计书、订货技术协议、出厂试验报告、监造报告、安装记录、厂内调试报告、运行维护手册等技术资料齐全。

6 汇集线受电完成。

7.3.2 多台发电单元宜分别试运行,也可同时试运行,试运行应符合下列规定:

1 风力发电单元应符合下列规定:

- 1)无故障连续并网试运行时间不应低于 240h;
- 2)出现 4 次及以上故障或单次故障处理时间超过 6h 时,该单元宜重新开始试运行;
- 3)试运行期间,若没有出现超过额定风速工况,则试运行时间宜延长,最大延长时间不宜超过 48h。

2 光伏发电单元应符合下列规定:

- 1)试运行时间应按照光伏组件接收总辐射量累计不低于 $60\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$ 的时间计算;
- 2)出现 3 次及以上故障或单次故障处理时间超过 6h 时,该单元宜重新开始试运行;
- 3)试运行期间若出现没有达到额定功率的总辐射量日照条件时,则试运行时间宜延长,最大延长时间不宜超过 48h。

3 储能运行单元应符合下列规定:

- 1)无故障连续并网试运行时间不应低于 168h;
- 2)试运行期间累计充放电容量不应低于 5 倍额定充放电容量;
- 3)应根据实际需求进行削峰填谷、跟踪计划发电、平滑波动

等功能试验,各功能连续运行时间不应少于 24h;

- 4)试运行期间出现 3 次及以上故障或单次故障处理时间超过 24h 时,该单元宜重新开始试运行。

7.3.3 分系统试运行验收应符合下列规定:

- 1 所有发电单元通过试运行后,分系统试运行应验收完成。
- 2 试运行期间监控系统与发电单元通信应正常,有功/无功控制应无异常。
- 3 试运行中出现的缺陷和故障报警应查明原因并消除,且针对同类设备应已采取有针对性的预防措施。

7.4 风光储联合发电站试运行

7.4.1 风光储联合发电站试运行前应具备下列条件:

- 1 风电、光伏、储能分系统及变电站启动验收完成,且验收结果合格。
- 2 风电、光伏、储能、变电站监控系统及联合发电监控系统调试完成,性能指标应符合现行行业标准《地区电网调度自动化设计技术规程》DL/T 5002、《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003 和《220~500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5149 的相关规定,且应已完成设计书、订货技术协议、出厂试验报告、安装记录、运行维护手册以及基本监控、有功自动控制、无功自动控制等功能和性能调试报告等资料的验收。

7.4.2 风光储联合发电站试运行应包括下列内容:

- 1 风光储联合发电运行方式时,有功和无功电压自动控制均应工作在调度远方方式,连续并网试运行时间不应低于 240h。
- 2 变电站及汇集线路一二次设备和系统应正常。
- 3 有功自动控制功能的投运率不宜低于 99.9%,调节合格率不宜低于 99%。
- 4 无功电压自动控制功能的投运率不宜低于 99.9%,无功调节合格率不宜低于 99%,电压调节合格率不宜低于 99%。

7.4.3 风光储联合发电站试运行过程中出现的缺陷均应消除,风光储联合发电站工程启动验收完成。

7.4.4 签发的“工程启动验收和试运鉴定书”应符合本标准附录 C 的要求。

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用

8 工程移交生产验收和竣工验收

8.1 工程移交生产验收

8.1.1 工程启动验收和试运行完成后,建设单位应及时向项目法人单位提出移交生产验收申请,项目法人同意后,应及时筹办工程移交生产验收。

8.1.2 工程移交生产验收组应由建设单位组建,由项目法人单位、生产单位、建设单位、监理单位组成,设计单位、施工单位、调试单位和制造厂商应列席工程移交生产验收。

8.1.3 工程移交生产验收应具备下列条件:

1 单位工程验收和启动验收均应合格,联合发电站试运行完成,主要设备各项试验全部完成且合格,设备状态良好,安全运行无重大事故。

2 安全、消防设施齐全良好,安全防护措施落实到位。

3 运行规程、操作规程、管理制度、设备台账等制度文件完整齐备且经过审核批准,运行维护人员取得上岗资格。

4 备品备件及专用工具齐全,生产准备工作完成。

8.1.4 工程移交生产验收应提交建设总结、设计报告、施工总结、调试报告、生产准备报告、监理报告、质量监督报告、施工记录、监理和质监检查记录及签证文件、各阶段设计与审批文件、设备产品技术说明书等资料。

8.1.5 工程移交生产验收应包括下列内容:

1 审查工程设计、施工、设备调试、生产准备、监理、质量监督等总结报告。

2 检查工程启动验收中发现的问题是否整改完成,检查分系统及关键设备启动验收及试运行的相关报告和记录,确认各项性

能指标达到设计要求。

3 确定工程移交生产期限。

4 应签发符合本标准附录 D 要求的“工程移交生产验收鉴定书”。

8.2 工程竣工验收

8.2.1 工程竣工验收应在移交生产验收后进行,当完成工程决算审查后,建设单位应及时向项目法人单位申请竣工验收,项目法人单位应上报工程竣工验收主持单位审批。

8.2.2 工程竣工验收阶段应成立竣工验收委员会,竣工验收委员会应由政府相关主管部门、电力行业相关主管部门、项目法人单位、生产单位、质量监督单位等单位代表和专家组成,建设、设计、施工、监理单位作为被验收单位应列席会议。

8.2.3 工程竣工验收前应具备下列条件:

1 应在移交生产验收完成后进行。

2 应按照施工图纸全部完成,并应已提交建设、设计、监理、施工等相关单位签字、盖章的总结报告,建设单位与生产单位对工程遗留的缺陷、问题协商后应达成一致意见。

3 消防、环境保护、档案、劳动安全、卫生设施、水土保持等专项工程应已经通过政府有关主管部门审查和验收。

4 竣工验收委员会应已经批准验收程序。

5 工程投资应全部到位。

8.2.4 竣工验收应提交工程竣工决算报告及其审计报告、竣工工程图纸、工程概预算执行情况报告、水土保持及环境保护方案执行报告、工程竣工报告。

8.2.5 工程竣工验收应包括下列内容:

1 检查竣工资料是否完整齐备。

2 审查工程竣工报告。

3 审查竣工决算报告及其审计报告。

4 审查工程决算执行情况。

5 发现重大问题时,验收委员会应停止验收或者停止部分工程验收,并督促相关单位限期处理。

6 得出工程结论,并签发符合本标准附录 E 要求的“工程竣工验收鉴定书”。

附录 A 验收档案资料

表 A 验收应提供的档案资料目录

序号	资料名称	分项工程验收	分部工程验收	单位工程验收	启动验收和试运行	移交生产验收	竣工验收	提供单位
1	工程建设总结报告				√	√	√	建设单位
2	工程竣工报告						√	建设单位
3	工程概预算执行情况报告						√	建设单位
4	水土保持、环境保护方案执行报告						√	建设单位
5	工程结算报告						√	建设单位
6	工程决算报告						√	建设单位
7	拟验工程清单	√	√	√	√	√	√	建设单位
8	未完工程清单						√	建设单位
9	工程建设监理工作报告	√	√	√	√	√	√	监理单位
10	工程设计工作报告			√	√	√	√	设计单位
11	工程施工管理工作报告			√	√	√	√	施工单位
12	运行管理工作报告					√	√	运行管理单位
13	工程质量和安全监督报告				√	√	√	质量和安全监督机构
14	工程启动计划文件				√			参建单位
15	工程试运行工作报告				√			参建单位
16	重大技术问题专题报告						*	参建单位

注:符号“√”表示应提供,符号“*”表示宜提供或根据需要提供。

附录 B 验收备查档案资料

表 B 验收应准备的备查档案资料目录

序号	资 料 名 称	分项 工程 验收	分部 工程 验收	单位 工程 验收	启动 验收 和试 运行	移交 生产 验收	竣工 验收	提供单位
1	前期工作文件及批复文件			√	√	√	√	建设单位
2	主管部门批文			√	√	√	√	建设单位
3	招标投标文件			√	√	√	√	建设单位
4	合同文件			√	√	√	√	建设单位
5	工程项目划分资料	√	√	√	√	√	√	建设单位
6	分项工程质量评定资料	√	√	√	√	√	√	建设单位
7	分部工程质量评定资料		√	√	√	√	√	建设单位
8	单位工程质量评定资料			√	√	√	√	施工单位
9	工程外观质量评定资料			√	√	√	√	施工单位
10	工程质量管理有关文件	√	√	√	√	√	√	参建单位
11	工程安全管理有关文件	√	√	√	√	√	√	参建单位
12	工程施工质量检验文件	√	√	√	√	√	√	施工单位
13	工程监理资料	√	√	√	√	√	√	监理单位
14	施工图设计文件	√	√	√	√	√	√	设计单位
15	工程设计变更资料	√	√	√	√	√	√	设计单位
16	竣工图纸			√	√	√	√	施工单位
17	征地有关文件			√	√	√	√	建设单位
18	重要会议记录	√	√	√	√	√	√	建设单位
19	质量缺陷备案表	√	√	√	√	√	√	监理单位
20	安全、质量事故资料	√	√	√	√	√	√	建设单位
21	竣工决算及审计资料						√	建设单位

续表 B

序号	资 料 名 称	分项 工程 验收	分部 工程 验收	单位 工程 验收	启动 验收 和试 运行	移交 生产 验收	竣工 验收	提供单位
22	工程建设使用的技术标准	√	√	√	√	√	√	参建单位
23	工程建设标准强制性条文	√	√	√	√	√	√	参建单位
24	专项验收有关文件						√	建设单位
25	安全、技术鉴定报告						√	建设单位

附录 C 工程启动验收和试运鉴定书

表 C ××工程启动验收和试运鉴定书

××工程启动验收和试运

(合同编号)

鉴 定 书

××年××月××日

续表 C

验收主持单位:××
设计单位:××
施工单位:××
监理单位:××
调试单位:××
电网调度单位:××
质量和安全监督机构:××
验收时间:××年××月××日
验收地点:

续表 C

前言(简述验收依据、验收组织结构和验收过程)	
一、工程概况	
(一)工程名称及任务	
(二)工程主要建设内容	
(三)工程建设过程情况	
二、验收范围	
三、概算执行情况	
四、单位工程验收情况	
五、工程质量评定	
六、工程存在的问题及处理意见	
七、意见和建议	
八、验收结论	
包括工程工期、质量、技术要求是否达到批准的设计标准,工程档案资料是否符合要求,以及是否同意交工等。	
九、验收委员会委员签字	
十、参建单位代表签字	
××工程启动验收和试运 主持单位(盖章):	××工程启动验收和试运委员会 主任委员(签字):
××年××月××日	××年××月××日

附录 D 工程移交生产验收鉴定书

表 D ××工程移交生产验收鉴定书

××工程移交生产验收

(合同编号)

鉴 定 书

××年××月××日

续表 D

验收主持单位:××

生产运行单位:××

设计单位:××

监理单位:××

施工单位:××

电力主管部门:××

质量和安全监督机构:××

验收时间:××年××月××日

验收地点:

续表 D

前言(简述验收依据、验收组织结构和验收过程)

一、工程概况

(一)工程名称及任务

(二)工程主要建设内容

(三)工程建设有关单位

(四)工程建设过程情况

二、生产准备情况

三、设备备品备件、工器具、专用工具、资料等清查交接情况

四、工程存在问题和处理意见

五、意见和建议

六、验收结论

七、验收组成员签字

八、交接单位代表签字

××工程移交生产验收
主持单位(盖章):

××工程移交生产验收组
组长(签字):

××年××月××日

××年××月××日

附录 E 工程竣工验收鉴定书

表 E ××工程竣工验收鉴定书

××工程竣工验收

(合同编号)

鉴 定 书

××年××月××日

续表 E

验收主持单位:××
设计单位:××
建设单位:××
监理单位:××
施工单位:××
主要设备制造单位:××
调度部门:××
质量和安全监督机构:××
验收时间:××年××月××日
验收地点:

续表 E

前言(简述验收依据、验收组织结构和验收过程)	
一、工程概况	
(一)工程名称及任务	
(二)工程主要建设内容	
(三)工程建设有关单位	
(四)工程建设过程情况	
二、概算执行情况及投资效益预测	
三、单位工程验收、工程启动验收和试运、工程移交生产验收情况	
四、工程质量鉴定	
五、存在问题和处理意见	
六、验收结论	
七、验收委员会委员签字	
八、参建单位代表签字	
××工程竣工验收 主持单位(盖章):	××工程竣工验收委员会 组长(签字):
××年××月××日	××年××月××日

本标准用词说明

1 为便于在执行本标准条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》GB 50147
- 《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148
- 《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》GB 50149
- 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》GB 50150
- 《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》GB 50168
- 《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路施工及验收规范》GB 50171
- 《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》GB 50172
- 《110~750kV 架空输电线路施工及验收规范》GB 50233
- 《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》GB 50254
- 《光伏电站验收规范》GB/T 50794
- 《光伏电站设计规范》GB 50797
- 《电化学储能电站设计规范》GB 51048
- 《建筑物电气装置》GB/T 16895
- 《风力发电机组齿轮箱》GB/T 19073
- 《风力发电机组 第1部分:通用技术条件》GB/T 19960.1
- 《风电场接入电力系统技术规定》GB/T 19963
- 《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964
- 《静止无功补偿装置(SVC)现场试验》GB/T 20297
- 《风力发电机组验收规范》GB/T 20319
- 《风力发电机组 双馈异步发电机 第1部分:技术条件》GB/T 23479.1
- 《风力发电机组 双馈异步发电机 第2部分:试验方法》GB/T

23479.2

《风力发电机组 变速恒频控制系统 第1部分:技术条件》
GB/T 25386.1

《风力发电机组 全功率变流器 第1部分:技术条件》GB/T
25387.1

《风力发电机组 双馈式变流器 第1部分:技术条件》GB/T
25388.1

《风力发电机组 低速永磁同步发电机 第1部分:技术条件》
GB/T 25389.1

《风力发电机组 低速永磁同步发电机 第2部分:试验方法》
GB/T 25389.2

《电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分》GB 26860

《电力系统同步向量测量装置检测规范》GB/T 26862

《储能变流器检测技术规程》GB/T 34133

《气体绝缘金属封闭开关设备现场交接试验规程》DL/T 618

《220~500kV 电力系统故障动态记录装置检测要求》DL/T 663

《微机型防止电气误操作系统通用技术条件》DL/T 687

《风力发电场安全规程》DL/T 796

《继电保护和电网安全自动装置检验规程》DL/T 995

《35kV~110kV 变电站自动化系统验收规范》DL/T 1101

《链式静止同步补偿器 第4部分:现场试验》DL/T 1215.4

《地区电网调度自动化设计技术规程》DL/T 5002

《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003

《220~500kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》DL/T 5149

《电力系统通信设计技术规定》DL/T 5391

《风力发电机组振动状态监测导则》NB/T 31004

《双馈风力发电机变流器制造技术规范》NB/T 31014

《永磁风力发电机变流器制造技术规范》NB/T 31015

《双馈风力发电机组主控制系统技术规范》NB/T 31017

《风力发电机组电动变桨控制系统技术规范》NB/T 31018

《风力发电机组偏航系统 第1部分:技术条件》JB/T 10425.1

《风力发电机组偏航系统 第2部分:试验方法》JB/T 10425.2

住房和城乡建设部信息公开
浏览专用