

ICS 点击此处添加 ICS 号

CCS 点击此处添加 CCS 号

# T/CIEP

## 中国工业环保促进会团体标准

T/XXX XXXX—XXXX

### 风光同场共馈线并网技术规范

Technical specification for grid connection of wind and solar co-located power stations via shared feeder

征求意见稿

在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上。

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

中国工业环保促进会 发布

## 目 次

前言 .....	II
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	1
4 基本要求 .....	2
5 接入前要求 .....	2
6 功率控制与调节 .....	2
7 电压与频率控制 .....	3
8 故障穿越 .....	3
9 电能质量 .....	4
10 仿真模型和参数 .....	4
11 二次系统 .....	4
12 测试和评价 .....	5

## 前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国工业环保促进会提出并归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

# 风光同场共馈线并网技术规范

## 1 范围

本文件规定了风光同场共馈线并网的基本要求、接入前要求、功率控制与调节、电压与频率控制、故障穿越、电能质量、仿真模型和参数、二次系统、测试和评价的要求。

本文件适用于采用共馈线方式的风光同场项目并网。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 2900.1 电工术语 基本术语
- GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 17626.30 电磁兼容 试验和测量技术 第30部分：电能质量测量方法
- GB/T 19862 电能质量监测设备通用要求
- GB/T 19963.1-2021 风电场接入电力系统技术规定 第1部分：陆上风电
- GB/T 19964 光伏电站接入电力系统技术规定
- GB/T 22239 信息安全技术 网络安全等级保护基本要求
- GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波
- GB/T 31464 电网运行准则
- GB/T 32892 光伏发电系统模型及参数测试规程
- GB/T 34931 光伏电站无功补偿装置检测技术规程
- GB/T 36995 风力发电机组 故障电压穿越能力测试规程
- GB/T 40594 电力系统网源协调技术导则
- GB/T 40595 并网电源一次调频技术规定及试验导则
- DL/T 2424 智能电网术语
- NB/T 31075 风电场电气仿真模型建模及验证规程
- NB/T 31110 风电场有功功率调节与控制技术规定

## 3 术语和定义

GB/T 2900.1、DL/T 2424界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

**风光同场** wind and solar co-located power stations

光伏电站用地范围与风力发电站用地范围重合或相交布置，共享升压站、送出线路等核心设施的发电场布置形式。

### 3.2

**共馈线** shared feeder

风光同场系统中，风电、光伏子系统的电能通过同一回输电线路输送至并网点的方式。

## 4 基本要求

4.1 风电机组和光伏方阵应通过各自的集电线路汇流，最终在风光同场系统的统一升压站内汇集，并通过同一回公共馈线接入电网。风光同场系统应视为一个统一的发电主体，其并网性能不应低于 GB/T 19963.1（风电场接入）、GB/T 19964（光伏电站接入）中相关内容。

4.2 系统设计应充分结合风、光资源时间互补性，优化容量配比与电气接线方案，采用经济可行的设计模式，确保电能安全高效送出，提升系统并网运行可靠性。

4.3 为满足电网调度管控要求，系统应具备全景运行监控与协调控制能力，实现统一功率预测、统一有功/无功控制、统一调度通信，保障并网后系统运行状态全程可监、可控、可调。

## 5 接入前要求

5.1 风光同场系统接入电网前，应委托具备相应资质的单位对系统接入后的电网潮流、短路电流、稳定性等进行专项计算分析，计算结果应满足电网安全运行约束条件。

5.2 共馈线的输送容量应能满足风、光最大同时出力的需求，并留有适当裕度。裕度确定应结合电网规划、资源特性及运行经验等因素综合考虑，且不应低于 10% 额定输送容量；共馈线的载流量应按最严重运行工况（环境温度 40℃、海拔 1000m 以下）校验，导体长期允许温度不应超过 70℃，短时（不超过 1s）允许温度不应超过 100℃。

5.3 接入系统的电气设备选型、接线设计应符合电力系统相关设计标准及规程要求。变压器额定容量应按风光同场系统最大出力的 1.1~1.2 倍选择，短路阻抗宜为 6%~10.5%；断路器额定开断电流不应低于 31.5 kA，额定电压应比系统标称电压高 10%；接线设计应满足 N-1 安全准则，确保与电网侧设备协调匹配。

## 6 功率控制与调节

### 6.1 有功功率

#### 6.1.1 有功功率控制

有功功率控制应符合以下要求：

- 风光互补电站应具备有功功率连续平滑调节的能力，并能参与电力系统有功功率控制。系统应具备接收电网调度机构有功功率控制指令的能力，指令响应时间不应超过 2 s，并能在规定的调节速率和精度内控制整个系统的总有功功率输出；
- 功率控制宜根据电厂装机容量和环境状况由电力调度机构综合确定，系统整体调节速率不应低于 GB/T 19963.1-2021 中 4.2 规定的风电侧单独调节速率；
- 在额定功率范围内，有功功率实际输出值与指令值的偏差不应超过 $\pm 1\%$ 额定功率；
- 系统应具备有功功率限值运行、正常启停、紧急停机等紧急控制功能。在电力系统事故或紧急情况下，系统应按照电力系统调度机构的指令紧急降低有功功率或暂时从电网切出。

#### 6.1.2 频率控制

系统应具备惯量响应能力，在电网频率变化时快速提供惯量支撑；一次调频死区宜在 $\pm (0.03 \text{ Hz} \sim 0.06 \text{ Hz})$  范围内，调节响应时间不应超过 2 s。

当频率偏差 $\pm 0.033 \text{ Hz} \sim \pm 0.2 \text{ Hz}$ 时，触发一次调频； $\pm 0.2 \text{ Hz} \sim \pm 1.5 \text{ Hz}$ 时，强化一次调频+二次功率调节；当频率偏差大于 $\pm 1.5 \text{ Hz}$ 且持续不小于 100ms 时，启动紧急控制，不应跳过调节直接停机。

当电力系统频率大于 50 Hz 时，电站有功功率减少的幅值限制宜不小于 10% 额定有功功率。

当电力系统频率小于 50 Hz 时，电站有功功率增加的幅值限制宜不小于 6% 额定有功功率。

### 6.2 无功功率

无功功率调节应符合以下要求：

- a) 系统应配置充足的无功电源，构建“风电机组+光伏逆变器+无功补偿装置”（当电站无功容量不能满足电力系统电压调节需求时，电站应加装无功补偿装置）的三级无功调节体系；
- b) 光伏逆变器宜具备补充风电机组无功容量不足的功能，在白天光照稳定时段，可通过场站级AVC系统，将光伏逆变器无功能力纳入资源池，动态补充风电无功缺口。当风电机组因出力波动、设备限制等原因导致无功容量无法满足电力系统电压调节需求时，光伏逆变器宜优先响应无功补充指令；
- c) 光伏逆变器应预留不低于额定有功功率20%的无功调节冗余，确保在额定有功出力工况下仍可有效补充风电无功缺口，且冗余容量应在设备选型阶段明确核算；
- d) 无功调节响应时间不应超过30ms，与风电机组、专用无功补偿装置的响应时序协同匹配，避免调节冲突；
- e) 应通过系统统一协同控制系统接收调度指令，按无功缺口大小精准分配调节量，确保共馈线全运行工况（如风光出力叠加高峰、低谷）下具备稳定的无功输出能力，支撑并网点电压稳定；
- f) 补充调节过程中应确保功率因数维持在0.95（超前）~0.95（滞后）范围内且不得引发谐波超标、电压振荡等问题；
- g) 动态无功补偿装置的容量配置应满足系统最大无功需求，并留有适宜裕度。

### 6.3 功率预测

#### 6.3.1 预测功能和预测结果上报

预测功能和预测结果上报应符合以下要求：

- a) 系统应配置全景功率预测系统，具备中期（0h~240h）、短期（0h~72h）和超短期（15min~4h）功率预测功能（涵盖风电、光伏分侧预测及系统总预测）；
- b) 长期预测数据应按每月一次的频率上报调度机构，中期和短期数据应按至少每日一次的频率上报调度机构，超短期预测数据应按每15min一次的频率上报调度机构；
- c) 数据上报率应达到100%，数据传输正确率不应低于99.5%。

#### 6.3.2 预测准确度

短期功率预测月平均预测精度不应低于85%；超短期功率预测小时平均预测精度不应低于90%。

## 7 电压与频率控制

电压控制应符合以下要求：

- a) 电站应具备电压控制能力，并应符合GB/T 31464和GB/T 40594的相关规定，电压调节精度不应低于 $\pm 0.5\%$ 额定电压；
- b) 系统应能够接收并执行调度机构的自动电压控制指令，实现无功功率的自动调节与优化分配（兼顾风电、光伏分侧无功调节与系统整体无功平衡），动态响应电网电压变化需求；
- c) 接入系统的变压器、无功补偿装置等设备的电压调节特性应与电网电压控制要求匹配，当电网电压处于正常范围内时，通过35kV~110kV电压等级接入电网的光伏发电站应能够将并网点电压调节至标称电压的97%~107%范围内，通过220kV及以上电压等级接入电网的光伏发电站应能够将并网点电压调节至标称电压的100%~110%范围内。

## 8 故障穿越

### 8.1 低电压故障穿越

当电力系统发生故障导致电站并网点电压跌落时，电站的低电压穿越能力，应符合以下要求：

- a) 并网点电压跌至20%额定电压时，系统应能保证不脱网连续运行625ms；
- b) 并网点电压在发生跌落后2s内恢复至额定电压的90%时，系统应能保证不脱网连续运行。

### 8.2 高电压故障穿越

电站高电压穿越应符合以下要求：

- a) 发电站并网点电压升高至标称电压的 125%~130%时，风电机组、光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 500ms；
- b) 发电站并网点电压升高至标称电压的 120%~125%时，风电机组、光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 1s；
- c) 发电站并网点电压升高至标称电压的 110%~120%时，风电机组、光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 10s；
- d) 穿越期间，系统需提供容性无功电流支撑，抑制过电压扩散。

### 8.3 连续穿越

电站应具备至少连续两次低电压穿越的能力和至少连续两次低-高电压穿越的能力。

## 9 电能质量

### 9.1 电压偏差

引起公共连接点的电压偏差应满足GB/T 12325的要求，并网点电压正、负偏差绝对值之和不超过标称电压的10%。

### 9.2 电压波动和闪变

风光同场系统在启动、停机、出力波动（如风速突变、云层遮挡导致的出力变化）等过程中，引起的并网点电压波动和闪变应符合GB/T 12326要求；评估时应重点核算风电、光伏出力变化的叠加效应，控制风光同场总出力1min变化率应不超过场站总装机容量的10%，避免叠加后指标超标。

### 9.3 谐波

系统注入公共连接点的谐波电流应符合GB/T 14549中要求，引起公共连接点的间谐波应符合GB/T 24337的要求，应重点抑制风电机组变流器、光伏逆变器产生的谐波叠加效应，在设备选型阶段核算谐波输出值，必要时配置滤波装置。

### 9.4 电压不平衡度

系统在正常运行状态下（包括风光出力波动、设备启停等工况），引起的并网点三相电压不平衡度应符合GB/T 15543要求；正常运行时，负序电压不平衡度不应超过2%，短时不应超过4%；电压不平衡持续时间不得超过1h，每年累计持续时间不得超过12h；应避免共馈线内风电、光伏子系统三相负荷不平衡叠加导致指标超标。

### 9.5 监测与治理

系统需在并网点、升压站母线、共馈线送出线路中间节点等关键位置，配置电能质量在线监测装置，设备应满足GB/T 19862的要求。

## 10 仿真模型和参数

### 10.1 仿真模型

应向调度机构提供完整的系统仿真模型，包括风机、逆变器、无功补偿装置、控制系统等，模型应覆盖全工况，并符合GB/T 32892和NB/T 31075中要求。

### 10.2 参数变化

电场应根据电力系统调度机构的要求配合开展性能和参数优化工作，参数变化后，及时更新并备案，确保仿真模型与实际系统一致。

## 11 二次系统

### 11.1 继电保护及安全自动装置

应符合以下要求：

- a) 继电保护装置应符合 GB/T 14285 中要求，覆盖风机、光伏阵列、集电线路、升压站母线、升压变压器、共馈线送出线路、无功补偿装置等关键设备；
- b) 保护定值应根据电网调度机构审核的短路电流计算报告、稳定性计算报告进行整定，整定结果需经调度机构审核确认后方可投入运行；
- c) 系统应配置完备的安全自动装置，安全自动装置的动作阈值、动作时序应与继电保护装置、调度指令协同匹配，动作正确率应达到 100%。确保系统故障时的安全稳定。
- d) 宜配置防孤岛保护装置，动作时间应不大于 2s。
- e) 系统应配置故障录波设备，设备接入的模拟量及开关量应满足调度机构的要求，并应具有记录通道，能够记录故障前 10s 到故障后 60s 的数据录波，数据应具备本地存储与远程上传双重保障，故障发生后 10s 内自动将录波数据上传至系统统一监控平台及电网调度机构，上传数据应加密处理，传输正确率不小于 99.5%。

### 11.2 调度自动化

应符合以下要求：

- a) 系统应按电网调度机构要求，完整接入调度自动化系统（SCADA/EMS），宜采用 IEC 61850 标准化接口协议，接口应具备兼容性、扩展性，支持与调度机构现有自动化系统无缝对接，不应出现协议冲突、数据丢失的问题。接入范围应全面覆盖“遥测、遥信、遥控、遥调”功能，确保调度机构可实现对系统的远程监控与精准调控，接入内容应经调度机构审核确认后实施；
- b) 电站关口计量点应设在电站与电网、不同电站企业的产权分界处，计量装置配置应符合 DL/T 448 的规定；
- c) 光伏电站应配置全站统一的时钟同步系统，支持北斗高精度对时，系统内各节点的时钟同步误差应不大于 1ms；
- d) 电站网络安全防护应满足 GB/T 22239 及电力监控系统安全防护规定相关内容。

### 11.3 通信

应符合以下要求：

- a) 采用“分层分区、集中管控”的通信架构，通信覆盖范围需无盲区，确保风机、光伏板等偏远终端设备与升压站的通信稳定，通信距离超过 1km 时可配置信号放大装置或采用光纤通信；
- b) 核心通信通道采用“双链路、双介质”冗余配置，调度通信层主通道选用光纤通信，备用通道选用工业级 4G/5G 或微波通信，确保一条通道故障时，另一条通道可在 1s 内自动切换，切换过程数据无丢失、指令无中断。光纤通道误码率不大于  $1 \times 10^{-9}$ ，无线通道误码率不大于  $1 \times 10^{-6}$ ；
- c) 通信系统应统一采用标准化协议，支持 IEC 61850、Modbus 等协议，实现站内设备数据互通；
- d) 通信系统应配置防火墙、入侵检测系统等安全防护设备，禁止未授权设备接入通信网络；调度指令、故障录波数据等敏感数据传输应采用 AES 加密算法，防止数据被篡改、窃取；通信设备应设置强密码认证，定期更换密码，严禁弱密码、默认密码使用；
- e) 建立通信安全日志记录制度，记录设备接入、数据传输、故障告警等信息，日志留存期限不小于 3 年，便于安全审计与故障追溯。

## 12 测试和评价

### 12.1 测试和评价内容

应符合以下要求：

- a) 由项目单位联合电网调度机构、第三方检测机构开展并网前测试，测试内容包括：
  - 1) 电能质量测试；
  - 2) 有功功率控制能力测试；
  - 3) 无功/电压控制能力测试；
  - 4) 一次调频测试；

- 5) 电气仿真模型评价;
- 6) 故障穿越能力测试;
- 7) 调度自动化与通信联调。
- b) 电站应在全部发电单元并网调试运行后 6 个月内, 提交电站运行特性测试和评价报告至电力系统调度机构;
- c) 当电站完成设备改造、软件升级、控制逻辑修改、控制参数或保护定值修改后, 应根据电力系统要求, 重新进行或补充测试与评价。

## 12.2 测试和评价方法

### 12.2.1 电能质量测试

按照GB/T 17626.30中内容进行供电电压偏差、电压波动和闪变、谐波、电压不平衡度进行检测。

### 12.2.2 有功功率控制能力测试

按照NB/T 31110中内容进行有功功率变化测试。

### 12.2.3 无功/电压控制能力测试

按照GB/T 34931中内容进行无功/电压调节检测和无功补偿装置检测。

### 12.2.4 一次调频测试

按照GB/T 40595中内容进行检测。

### 12.2.5 电气仿真模型评价

应按照GB/T 32892和NB/T 31075中内容, 对电气仿真模型进行评估

### 12.2.6 故障穿越能力测试

按照GB/T 36995和GB/T 34931中内容进行检测。

### 12.2.7 调度自动化与通信联调

应按以下要求进行检测:

- a) 模拟关键节点电压、电流信号进行遥测功能正确性检测;
- b) 模拟设备(断路器、无功补偿装置等)分合、故障等状态变位进行遥信功能正确性检测;
- c) 由调度端下发断路器分合、出力调节、电压调节等指令, 每种工况重复测试3次~5次, 覆盖额定、边界等典型场景, 对遥控/遥调功能正确性进行检测;
- d) 检测各节点时间偏差, 验证防火墙/加密/密码管理的合规性。