

ICS 27.160
CCS F 01

T/CSEE 0371—2023

团 体 标 准

T/CSEE 0371—2023

集中式光伏电站智慧运维规范

Specifications for smart operation and maintenance of
centralized solar photovoltaic power station

团 体 标 准
集中式光伏电站智慧运维规范
T/CSEE 0371—2023

中国电力出版社出版、印刷、发行
(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

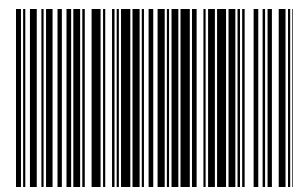
2024 年 1 月第一版 2024 年 1 月北京第一次印刷
880 毫米×1230 毫米 16 开本 1.25 印张 39 千字

统一书号 155198 • 5077 定价 34.00 元

版 权 专 有 侵 权 必 究
本书如有印装质量问题，我社营销中心负责退换



中国电机工程学会官方微信



155198.5077

2023-08-14 发布

2023-11-14 实施

中国电机工程学会 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 缩略语 2

5 一般要求 2

6 数据采集 3

 6.1 在线监测数据 3

 6.2 离线检测数据 3

 6.3 暖通及消防系统数据 5

 6.4 视频数据 5

 6.5 日常运维数据 5

 6.6 外部数据 6

 6.7 其他数据 6

7 数据接口 6

 7.1 在线监控/测系统 6

 7.2 外部数据 7

 7.3 通信网络要求 7

8 智慧运维系统 7

 8.1 一般要求 7

 8.2 功能要求 7

附录 A（资料性） 实时数据采集信息内容 9

附录 B（资料性） 智慧运维管理要求 14

参考文献 16

前 言

本文件按照《中国电机工程学会标准管理办法（暂行）》的要求，依据 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。

本文件由中国电机工程学会提出。

本文件由中国电机工程学会火力发电专业委员会技术归口并解释。

本文件起草单位：西安热工研究院有限公司、华能陕西发电有限公司、西安交通大学、西北工业大学、华能陕西新能源分公司、深能南京能源控股有限公司、华能新能源发电有限公司、山东沃翔智慧能源科技有限公司、西安咸林能源科技有限公司。

本文件主要起草人：韩斌、谢小军、赵勇、朱尤省、陈玉、王晨、郑清伟、张恩享、邓巍、王四季、王团结、李剑武、李佳东、王忠杰、张安琪、王靖程、文乐、宋子琛、曲文浩、闻强、蒋成文、王春胜、赵华鸿、贺少华、张都、杨振勇。

本文件为首次发布。

本文件在执行过程中的意见或建议反馈至中国电机工程学会标准执行办公室（地址：北京市西城区白广路二条1号，100761，网址：<http://www.csee.org.cn>，邮箱：cseebz@csee.org.cn）。

集中式光伏电站智慧运维规范

1 范围

本文件规定了集中式光伏电站智慧运维的一般要求、数据采集内容、数据接口、智慧运维系统功能要求，并对智慧运维管理提出建议。

本文件适用于集中式光伏电站。

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 2828.1 计数抽样检验程序 第1部分：按接收质量限（AQL）检索的逐批检验抽样计划

GB/T 6495.4 晶硅光伏器件的 $I-V$ 实测特性的温度和辐照度修正方法

GB/T 7027 信息分类和编码的基本原则与方法

GB/T 7354 高电压试验技术 局部放电测量

GB 16806 消防联动控制系统

GB/T 17949.1 接地系统的土壤电阻率、接地阻抗和地面电位测量导则 第1部分：常规测量

GB/T 18210 晶硅光伏（PV）方阵 $I-V$ 特性的现场测量

GB/T 28181 公共安全视频监控联网系统信息传输、交换、控制技术要求

GB/T 35694 光伏发电站安全规程

GB/T 36572 电力监控系统网络安全防护导则

GB/T 38335 光伏发电站运行规程

GB 50116 火灾自动报警系统设计规范

DL/T 476 电力系统实时数据通信应用层协议

DL/T 634.5101 远动设备及系统 第5-101部分：传输规约 基本远动任务配套标准

DL/T 634.5104 远动设备及系统 第5-104部分：传输规约 采用标准传输协议集的 IEC 60870-5-

101 网络访问

DL/T 860.3 变电站通信网络和系统 第3部分：总体要求

GA/T 367 视频安防监控系统技术要求

NB/T 10185 并网光伏电站用关键设备性能检测与质量评估技术规范

NB/T 32004 光伏并网逆变器技术规范

IEEE 802.3 以太网标准（IEEE Standard for Ethernet）

中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第14号 电力监控系统安全防护规定

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

智慧运维 smart operation and maintenance

以信息化、网络化为基础，借助感知设备获取监控设备运行状态数据，基于数据融合、信息分析、

故障诊断等技术实现设备状态的智能判断、故障预警及寿命预测，为运维人员提供决策支持，并通过终端设备实现对运行、检修工作实时监督及远程指导的运维过程。

3.2

智慧运维系统 **information system for smart operation and maintenance**

具备对光伏电站各类数据进行预处理、分析，实现对光伏电站智能监视、智能管理、数据智能分析及故障预警、诊断等功能，并应用成熟的机器学习、专家系统等人工智能算法，为运维人员提供决策支持的信息化系统。

3.3

集中监控系统 **centralized monitoring system**

对所管辖区域内光伏电站设备运行状态（参数）进行监视和控制的信息化系统。

4 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

I 区：电力二次系统生产控制大区中的控制区（安全区 I）

II 区：电力二次系统生产控制大区中的非控制区（安全区 II）

III 区：信息管理大区中的生产管理区（安全区 III）

AGC：自动发电控制（automatic generation control）

AVC：自动电压控制（automatic voltage control）

EL：电致发光，亦称场致发光（electroluminescence）

FTP：文件传输协议（file transfer protocol）

OPC：用于过程控制的对象链接和嵌入（object linking and embedding for process control）

ONVIF：开放型网络视频接口论坛（open network video interface forum）

SCADA：数据采集与监视控制（supervisory control and data acquisition）

SFTP：安全文件传输协议（secure shell file transfer protocol）

5 一般要求

5.1 光伏电站智慧运维范围应包括数据采集与分析、电站智能监视、智能运行管理、智能巡检、设备故障预警、诊断等。

5.2 光伏电站各设备 I 区、II 区实时监控数据采集内容、采集周期，见附录 A。未划入 I 区、II 区的设备在线状态监测数据通过独立网络传至集控中心 III 区。数据应集中在 III 区统一管理。

5.3 日常运维数据、设备运行实时状态数据、设备故障告警数据、外部数据应保存原始数据，存储时不应应对一次数据进行删除和修改。

5.4 计算数据在 III 区存储时间应至少涵盖光伏组件寿命周期，光伏场站区原始数据至少存储 3 年。

5.5 III 区宜配置接收 I 区、II 区实时数据的实时数据库。

5.6 数据校验值和插补值应能够追溯到一次数据，具体要求按 GB/T 7027 执行。

5.7 用于指标计算的数据应进行一致性和完整性校验，缺失和异常数据可采用统计法或模型法补全和替换；用于设备故障预测诊断类的数据不宜进行替换。

5.8 光伏电站 SCADA 系统、升压站综合自动化系统及其他设备状态监测系统的告警及故障信息应实时发送到 III 区统一管理，发送的故障告警信息应至少包括设备编码、故障类型编码、故障时间、故障描述、故障原因等信息，故障录波数据应同时上传到 III 区。

5.9 集控中心及智慧运维中心应配备集中监控系统、智慧运维系统等信息系统。

5.10 集中监控系统与智慧运维系统应采用安全方式互联，集中监控系统应部署于 I 区、II 区，智慧运维系统应部署于 III 区，智慧运维系统应具备实时接入 I 区、II 区数据及公共网络数据的功能。

5.11 智慧运维系统所用的外部数据应使用安全可靠方式从公共网络接入，数据同步时间宜精确到秒级，无法获取秒级数据时应至少使用分钟级数据。

5.12 部署在 I 区、II 区、III 区的应用系统应具有同北斗、全球定位系统（GPS）等标准时钟系统对时功能。

5.13 数据传输安全应符合 GB/T 36572 及《电力监控系统安全防护规定》的规定。

6 数据采集

6.1 在线监测数据

6.1.1 电气设备

监测数据应符合下列要求：

- a) 油浸式变压器安装有绝缘油色谱在线监测系统，应根据所用设备情况监测 H_2 、 CO 、 CO_2 、 CH_4 、 C_2H_2 、 C_2H_4 、 C_2H_6 等气体含量数据。
- b) 采用 SF_6 绝缘设备应配备气体在线监测设备，用于监测 SF_6 气体压力与气体纯度，监测数据宜分级存储，上传 III 区频次不应低于每小时三次。
- c) 气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）宜配置在线监测设备，监测参量应包括放电幅度、放电相位、放电频次，数据采集应符合 GB/T 7354 的规定。

6.1.2 人员定位

运维人员实时位置信息数据应至少每 5 min 采集一次，采集内容应至少包含人员姓名、所属单位、工种、联系方式、实时位置信息。人员实时位置信息可通过智能定位装置获取。

6.2 离线检测数据

6.2.1 检测范围

离线检测数据信息包括抽样检测数据和全检数据，检测范围及抽样原则应符合下列规定：

- a) 抽样检测数据应至少包括光伏组件/阵列伏安特性检测、光伏组件电致发光（EL）检测、逆变器电能质量检测、光伏方阵发电损耗检测、电站设备安全及性能检测数据信息等。
- b) 全检数据应至少包括光伏组件红外热成像检测、光伏组件可见光图像检测数据信息等。
- c) 抽样检测数据应具有连续性，对同一检测参量应固定抽检样品。抽检样品应覆盖发电功率最高、最低、中位值区域的组件/阵列，并根据各型号设备的容量确定抽样比例；应根据样品状态变化速率动态确定抽检时间间隔，并充分考虑环境因素导致的测量偏差。
- d) 全检数据应具有连续性，应根据检测参量数据的变化速率动态确定检验时间间隔，并充分考虑环境因素导致的测量偏差。

6.2.2 光伏组件/阵列伏安特性检测

检测数据应符合下列规定：

- a) 定期对光伏组件/阵列进行伏安特性检测，检测数据应至少包括检测时间、伏安特性原始数据、开路电压、短路电流、工作电压、工作电流、最大功率、组件温度。
- b) 将伏安特性数据修正到标准测试条件下进行存储、分析，检测程序和修正方法应按照 GB/T 18210 和 GB/T 6495.4 执行。
- c) 检测频次不宜低于每年一次，抽检比例不应低于每兆瓦一块光伏面板。

6.2.3 光伏组件电致发光（EL）检测

检测数据应符合下列规定：

- a) 定期对光伏组件进行 EL 检测，检测数据信息应包括 EL 图片、环境温度、环境湿度、测试电流、测试电压、测试时间、组件编号、缺陷描述等，检测程序及评价方法应按 NB/T 10185 执行。
- b) 检测缺陷类型应包括黑片、裂纹、缺角、崩边、碎片、黑芯和栅线腐蚀。
- c) 检测频次不宜低于每年一次，抽检比例不应低于每兆瓦一块光伏面板。

6.2.4 逆变器电能质量检测

检测数据应符合下列规定：

- a) 检测数据应至少包含环境温度、环境湿度、检测时间、电压谐波、电流谐波、直流分量、闪变、频率、三相电压不平衡度。
- b) 抽检比例不应低于 GB/T 2828.1 规定的特殊检验水平 S3 级。
- c) 检测频次不应低于每年一次，检测程序应按 NB/T 32004 执行。

6.2.5 光伏方阵发电损耗检测

检测数据应符合下列规定：

- a) 检测数据应至少包含环境温度、环境湿度、检测位置、发电损耗。
- b) 检测范围宜覆盖光伏组串、平衡部件（BOS）、电缆。
- c) 按方阵为单元抽检，抽检比例不应低于 GB/T 2828.1 规定的特殊检验水平 S3 级。
- d) 检测频次不应低于每年一次，检测程序应按 NB/T 10185 执行。

6.2.6 安全及性能检测

检测数据应符合下列规定：

- a) 检测范围应至少包括光伏方阵接地连续性、组串绝缘性能，以及升压站接地连续性检测。
- b) 检测数据应至少包含环境温度、环境湿度、检测时间、检测位置、接地电阻值、组串绝缘电阻值。
- c) 按方阵为单元抽检，抽检比例不应低于 GB/T 2828.1 规定的一般检验水平 I 级，升压站接地连续性检测应包括所有接地点。
- d) 检测频次不应低于每年一次，检测程序应按 GB/T 17949.1 执行。

6.2.7 光伏组件红外热成像检测

检测数据应符合下列规定：

- a) 定期对全站光伏组件进行红外热成像扫描检测，检测数据应至少包含红外热成像图片、辐照度、环境温度、环境湿度、检测时间、存在热斑的组件编号及热斑温度等。
- b) 检测频次不应低于每年一次，检测程序及评价方法应按 NB/T 10185 执行。

6.2.8 光伏组件可见光图像检测

检测数据应符合下列规定：

- a) 定期对全站光伏组件进行可见光图像扫描检测，检测数据应至少包含可见光图片、环境温度、环境湿度、检测时间、组件编号、缺陷描述等。
- b) 检测缺陷类型应包括灰尘遮挡、异物遮挡；检测频次不宜低于每年一次，检测程序及评价方法应按 NB/T 10185 执行。

6.2.9 其他检测

其他设备状态离线检测数据应根据具体内容确定，上传至Ⅲ区的数据信息应至少包含所检测设备编码、检测内容、检测时设备运行工况、检测原始数据、计算数据、检测所用设备编码、检测结果、检测人员工号、检测时间等信息。

6.2.10 其他要求

离线检测数据及分析结果应在检测工作完成后一周内上传智慧运维系统统一管理。

6.3 暖通及消防系统数据

6.3.1 暖通系统

数据应符合下列要求：

- a) 升压站暖通系统数据应按空调系统、恒温恒湿处理系统和通风系统分类采集。
- b) 空调系统数据采集内容应至少包含设备编码及名称、运行方式及模式、运行状态等；恒温恒湿处理系统数据采集内容应至少包含房间编码、设备编码及名称、设备运行方式及模式、设备运行状态、室内温度、湿度、压力等；通风系统数据采集内容应至少包含电加热器状态及温度、应急排风系统工作状态、机械排风系统状态、SF₆事故排风系统运行状态、H₂浓度、防火阀以及风阀状态值。
- c) 数据采集及上传至Ⅲ区的频次不应低于每 5 min 一次。

6.3.2 消防系统

数据应符合下列要求：

- a) 应根据升压站灭火设施配置，选择适合的监测数据传输。
- b) 监测内容、监测方法应按 GB 50116、GB 16806 执行。
- c) 监测数据应包含温度、烟雾浓度等，上传至Ⅲ区的频次不应低于每秒钟一次。

6.4 视频数据

6.4.1 视频数据应被智慧运维系统实时调用。

6.4.2 视频监控范围应至少包含电站及升压站各关键位置，具体位置应根据电站设备的排布及升压站结构确定。

6.4.3 视频图像质量应在 4 级及以上；电磁环境特别恶劣的现场，图像质量不应低于 3 级。应对图像来源、记录时间和其他系统信息进行记录，其他要求按照 GA/T 367 执行。

6.4.4 视频数据存储时间不应短于 3 个月。

6.5 日常运维数据

6.5.1 日常运维数据宜采集Ⅲ区内工作票、操作票、缺陷单信息、部件及系统维修更换记录信息、组串或方阵停运时间信息等生产数据。

6.5.2 工作票信息应采集状态为“关闭”时的数据，采集内容至少应包括工作票票号、工作开始时间、工作结束时间、工作地点、工作内容、安全措施内容、设备编码、工作负责人工号、工作组各成员工号，以及工作许可人、签发人、安全措施、安全措施执行人等信息。

6.5.3 操作票信息应采集状态为“已执行”的数据，采集内容至少应包括操作票票号、操作开始时间、操作结束时间、操作地点、操作票类型、操作内容、设备编码、操作人工号、监护人工号等信息。

6.5.4 缺陷单信息应采集状态为“关闭”时的数据，采集内容至少应包括缺陷单单号、工作票票号、操作票票号、设备编码、故障类型、故障描述、故障原因、故障处理措施、故障处理结果、消缺评价、消缺人员工号、验收人员工号、消缺时间、消缺工器具、备品备件名称等信息。

6.5.5 设备及系统维修、部件更换数据采集的信息内容应至少包括更换设备编码、工作票票号、操作票票号、维修/更换时间、维修/更换内容、维修/更换原因、维修/更换数量、维修/更换费用等信息。维修/更换时间应按照维修/更换部件时间、等待时间（包括等待设备时间、等待人员时间、等待天气时间、其他时间）详细记录。

6.5.6 方阵停运时间信息至少应包括光伏电站编码、方阵编码/升压站编码、停运类型、停运时间、恢复时间。停运类型包括设备故障停运、电网故障停运、集电线路故障停运、检修停运、技术改造停运、待机停运、其他原因停运。

6.6 外部数据

6.6.1 气象数据

数据应符合下列要求：

- a) 至少采集未来 72 h 天气预测数据，数据采集到III区的频次不低于每天一次。数据来源应以国家气象部门发布的信息为准。
- b) 气象数据采集内容应至少包括天气状况、风速、风向、温度、湿度、降雨量、辐照度等信息。

6.6.2 车辆信息

数据应符合下列要求：

- a) 至少应采集光伏电站自有车辆信息数据。
- b) 车辆信息数据应至少包含车辆识别码、车辆名称、车辆实时坐标位置等信息。
- c) 数据采集频次不应低于每 5 min 一次，车辆位置坐标宜采用 CGCS2000 国家大地坐标系。

6.7 其他数据

6.7.1 设计、安装、调试、监理、验收等阶段涉及的数据、资料宜接入智慧运维系统进行综合管理、分析。

6.7.2 进行新技术应用获取的数据宜接入智慧运维系统进行统一管理。

7 数据接口

7.1 在线监控/测系统

7.1.1 集中监控系统应支持 Modbus（TCP）协议、OPC 协议、DL/T 634.5104 规约中的一种或多种。

7.1.2 升压站综合自动化系统应支持 DL/T 634.5104、DL/T 634.5101、DL/T 860.3、DL/T 476 等通信协议。

7.1.3 暖通系统与智慧运维系统前端数据采集器的数据通信应支持 Modbus 协议。

7.1.4 消防系统与智慧运维系统数据通信应支持 Modbus 协议，与前端数据采集装置通信应支持 RS232/RS485、控制器局域网络 CAN 协议中的一种。监测原始数据宜按数据库文件存储，以其他格式存储的数据应能被其他系统读取。

7.1.5 视频系统与智慧运维系统数据通信应支持实时流传输协议 RTSP、ONVIF，以及物理安防互操作性联盟 PSIA、GB/T 28181 协议中的一种或几种；与摄像机数据通信应支持 ONVIF、GB/T 28181，以及 4G/5G 协议中的一种；视频原始数据宜采用 div 格式存储，以其他格式存储的数据可转换为 MP4、MPG 格式供其他系统读取。

7.1.6 其他辅助系统、管理系统应支持 DL/T 634.5104、SFTP、FTP、HTTP 等通信协议中的一种。

7.2 外部数据

气象、车辆人员定位等外部数据应通过 HTTP、SFTP、FTP 协议中的一种与智慧运维系统通信。

7.3 通信网络要求

7.3.1 从场站侧到集控中心，设备状态监测数据传输通道应至少保证 2 Mbit/s 带宽独立通信网络链路，视频数据传输通道应至少保证 10 Mbit/s 带宽独立通信网络链路并满足 IEEE 802.3 的要求，监测数据应在 III 区传输。

7.3.2 网络交换机、路由器等通信设备的设置、IP 规划、安全保护应统筹管理，软件版本、配置文件应定期备份、升级和维护。通信设备应满足集控中心网管系统管控要求。

7.3.3 光伏电站与区域集控中心之间应采用电力调度数据网传输生产控制大区数据，且应双通道冗余传输，管理信息大区数据可采用电信网络、单通道传输。

7.3.4 智慧运维中心网络应配置入侵检测或态势感知等网络安全防护设备。

7.3.5 升压站综合自动化系统、方阵/组串各监控系统、继电保护信息、故障录波、光功率预测、消防系统、安全防护系统等辅助系统及其他管理系统应支持网络接口通信，智慧运维系统应从集控中心系统获取 I 区、II 区数据，并在 III 区接入气象、车辆人员定位等系统数据。

8 智慧运维系统

8.1 一般要求

8.1.1 一体化原则，系统应在总体架构、应用功能、信息采集和整合、数据模型、信息通信等方面实现一体化设计。

8.1.2 模块化原则，系统应采取分层、模块化封装设计，实现系统平台化、应用模块化。

8.1.3 共享性原则，系统应保证同现有系统兼容，同时应符合未来接入其他系统的需求，支持满足标准的工业型数据接口和协议。

8.1.4 安全性原则，系统网络构架应符合国家有关网络与信息安全管理规定。

8.2 功能要求

8.2.1 系统应具备光伏电站运行智能监视、运行智能管理、大数据分析及预警、监测数据分析及故障预警、故障智能诊断、电站信息管理等模块及功能。

8.2.2 运行智能监视应实时展示全场及各方阵、组串总发电量、实时总功率、告警信息、气象信息、电子围栏、车辆及人员定位信息、现场作业人员信息，以及设备各测点实时值、历史检修记录及故障排查信息等。设备故障信息应包括方阵编号、组串编号、故障类型、故障累积次数、故障处理建议、故障处理状态等信息。

8.2.3 运行告警信息应包括关键设备状态告警信息、健康度低、不发电、发电量低、PR（光伏系统效率）值低、离散率高、灰尘损耗高、组件热斑、设备过温等的方阵或组串信息，方阵或组串停运信息，升压站、消防系统、安防系统报警信息等。

8.2.4 系统应具备故障视频智能联动功能，电站已有视频监控系统应能被调取。存在严重故障的告警设备，以及有违规闯入的告警区域，系统可自动调取就近摄像头远程查看。

8.2.5 运行智能管理模块应具有窗口期管理、车辆管理、两票审批及管理、智能巡检、检修记录自动录入、缺陷管理、智能报表、智能工单及排程、应急预案管理、物资管理、档案管理等功能，各功能之间数据应互通互联。

8.2.6 系统应具备巡检结果统计分析及人员巡检路线回放功能。

8.2.7 大数据分析及预警模块宜具有方阵或组串功率曲线分析、低效方阵或组串分析、逆变器降额报警、发电量损失分析、指标对标分析、健康度分析等功能，并自动给出分析结果。

8.2.8 设备故障智能诊断模块应具有解析升压站电气设备、升压站安全监测系统、电缆监测系统（如有）数据功能，结合设备遥信、遥测数据、运行环境等信息，自动生成故障预警、诊断报告。

8.2.9 电站信息管理模块应具备电站装机容量、并网容量、电站分区、上网电价、发电计划、设备台账管理等功能。

8.2.10 系统应具有用户权限管理功能。

8.2.11 各功能在智慧运维工作中的管理要求见附录 B。

附 录 A
(资料性)
实时数据采集信息内容

实时数据采集信息表见表 A.1。

表 A.1 实时数据采集信息表

序号	系统分类	参数名称	单位	类型	采集周期
1	环境监测仪	相对湿度	%	遥测	s
2		温度	℃	遥测	s
3		气压	Pa	遥测	s
4		散射辐射	W/m ²	遥测	s
5		直射辐射	W/m ²	遥测	s
6		全辐射	W/m ²	遥测	s
7		功率预测	kW	遥测	s
8		风向	—	遥测	s
9		风速	m/s	遥测	s
10	功率预测系统	超短期功率预测	kW	遥测	s
11		功率预测	kW	遥测	s
12		可用功率	kW	遥测	s
13		理论功率	kW	遥测	s
14	汇流箱	母线电压	V	遥测	s
15		各路电流	A	遥测	s
16		平均电流	A	遥测	s
17		平均功率	kW	遥测	s
18		温度	℃	遥测	s
19		总电流	A	遥测	s
20		总功率	kW	遥测	s
21	逆变器	A 相输出电流	A	遥测	s
22		B 相输出电流	A	遥测	s
23		C 相输出电流	A	遥测	s
24		光伏组件 (PV) 输入功率	kW	遥测	s
25		当日 CO ₂ 减排量	t	遥测	s
26		当日并网小时数	h	遥测	s
27		当日发电量	kWh	遥测	s

表 A.1（续）

序号	系统分类	参数名称	单位	类型	采集周期
28	逆变器	累计发电	kWh	遥测	s
29		电网频率	Hz	遥测	s
30		电网 AB 相线电压	V	遥测	s
31		电网 BC 相线电压	V	遥测	s
32		电网 CA 相线电压	V	遥测	s
33		功率因数调节（遥调及反馈）	—	遥测	s
34		模组 IGBT（绝缘栅双极晶体管）温度	℃	遥测	s
35		各支路电流	A	遥测	s
36		输出功率因数	%	遥测	s
37		输出总无功	kvar	遥测	s
38		输出总有功	kW	遥测	s
39		直流输入电流	A	遥测	s
40		直流输入电压	V	遥测	s
41		总 CO ₂ 减排量	t	遥测	s
42		总并网运行小时数	h	遥测	s
43		总发电量	kWh	遥测	s
44		有功设定实际值	kW	遥测	s
45		无功设定实际值	kvar	遥测	s
46		功率因数设定值	%	遥测	s
47		机内空气温度	℃	遥测	s
48		逆变器效率	%	遥测	s
49		运行状态（运行、停机、待机、故障等）	—	遥信	s
50		降额运行	—	遥信	s
51		告警运行	—	遥信	s
52		绝缘阻抗低	—	遥信	s
53		直流开关位置	—	遥信	s
54	箱式变压器	支路直流量	A	遥测	s
55		A 相输入电流	A	遥测	s
56		B 相输入电流	A	遥测	s
57		C 相输入电流	A	遥测	s
58		功率	kW	遥测	s
59		功率因数	%	遥测	s

表 A.1 (续)

序号	系统分类	参数名称	单位	类型	采集周期
60	箱式变压器	频率	Hz	遥测	s
61		AB 相线电压	V	遥测	s
62		A 相电压	V	遥测	s
63		BC 相线电压	V	遥测	s
64		B 相电压	V	遥测	s
65		CA 相线电压	V	遥测	s
66		C 相电压	V	遥测	s
67		温控器相对湿度	%	遥测	s
68		温控器温度	℃	遥测	s
69		油温	℃	遥测	s
70		高压负荷开关位置	—	遥信	s
71		高压接地开关位置	—	遥信	s
72		高压隔离开关位置	—	遥信	s
73		高温告警状态	—	遥信	s
74		超温跳闸	—	遥信	s
75		低压短路器位置	—	遥信	s
76		断路器远方位置	—	遥信	s
77		门禁位置	—	遥信	s
78	主变压器	高压侧功率因数（主、备）	%	遥测	s
79		高压侧频率（主、备）	Hz	遥测	s
80		高压侧线电流	A	遥测	s
81		高压侧有功（主、备）	kW	遥测	s
82		高压侧无功（主、备）	kvar	遥测	s
83		高压侧视在功率（主、备）	kW	遥测	s
84		高压侧线电压	V	遥测	s
85		高压侧相电压	V	遥测	s
86		低压侧功率因数（主、备）	%	遥测	s
87		低压侧频率（主、备）	Hz	遥测	s
88		低压侧线电流	A	遥测	s
89		低压侧有功（主、备）	MW	遥测	s
90		低压侧无功（主、备）	Mvar	遥测	s
91		低压侧视在功率（主、备）	MW	遥测	s

表 A.1 (续)

序号	系统分类	参数名称	单位	类型	采集周期
92	主变压器	低压侧线电压 (主、备)	V	遥测	s
93		低压侧相电压 (主、备)	V	遥测	s
94		绕组温度	℃	遥测	s
95		油温	℃	遥测	s
96		保护装置异常	—	遥信	s
97		保护装置告警	—	遥信	s
98		保护装置事故总信号	—	遥信	s
99		高压侧断路器位置	—	遥信	s
100		高压侧隔离开关位置	—	遥信	s
101		高压侧接地开关位置	—	遥信	s
102		低压侧断路器位置	—	遥信	s
103		低压侧隔离开关位置	—	遥信	s
104		中压侧断路器位置	—	遥信	s
105		中压侧隔离开关位置	—	遥信	s
106		油温高告警	—	遥信	s
107		非电量告警	—	遥信	s
108	关口电能表	反向总无功	Mvar	遥测	s
109		反向总有功	MW	遥测	s
110		正向总无功	Mvar	遥测	s
111		正向总有功	MW	遥测	s
112	集电线路	零序电压	V	遥测	s
113		相电压	V	遥测	s
114		功率	kW	遥测	s
115		功率因数	—	遥测	s
116		频率	Hz	遥测	s
117		相电流	A	遥测	s
118	母线设备	线电压	V	遥测	s
119		相电压	V	遥测	s
120		频率	Hz	遥测	s
121	线路信号	开关保护动作	—	遥信	s
122		开关事故总信号	—	遥信	s
123		控制回路断线	—	遥信	s

表 A.1（续）

序号	系统分类	参数名称	单位	类型	采集周期
124	线路信号	过负荷告警	—	遥信	s
125		断路器位置	—	遥信	s
126		手车位置	—	遥信	s
127		接地开关位置	—	遥信	s
128	储能装置	电流	A	遥测	s
129		电压	V	遥测	s
130		温度	℃	遥测	s

附 录 B
(资料性)
智慧运维管理要求

B.1 运维管理

B.1.1 运行监视

运行监视宜包括下列内容：

- a) 实时监视集中监控系统、智慧运维系统的告警、预警及故障信息，并及时确认和关闭有关信息。
- b) 实时监视现场作业人员、车辆位置信息，确保及时发现、处理意外事件。同时可借助智能终端设备实时监测作业人员心率、血压等基本健康指标。
- c) 其他监视内容可按 GB/T 38335、GB/T 35694 执行。

B.1.2 运行管理

运行管理宜包括下列内容：

- a) 根据作业任务单在智慧运维系统对运维工作进行审批，审批内容应包括进场时间、人员、事项等。
- b) 在智慧运维系统或运行管理系统完成两票审批及管理。
- c) 在智慧运维系统定时导出报表，并核实关键信息，无误后报送上级主管部门。
- d) 监督现场工作人员每天按智慧运维系统中的模板将维护、检修信息上传系统。
- e) 其他管理内容可按 GB/T 38335、GB/T 35694 执行。

B.1.3 智能巡检

智能巡检宜包括下列内容：

- a) 依据巡检要求，在智慧运维系统中配置巡检规则。
- b) 巡检任务单生成、派发、执行借助手机等移动终端完成，巡检信息全程电子化，任务单应同缺陷单关联。
- c) 利用移动端定位或人脸识别功能定位巡检位置，定位后，巡检人员可实时在移动终端设备查看巡检内容。
- d) 巡检人员按任务单执行巡检工作，并借助移动终端设备实时完成巡检结果填报。填报内容应包括设备编号、预定任务具体执行信息、预定任务外发现的设备缺陷信息及处理措施、处理结果等信息。设备编号、预定任务、执行人员、执行时间等信息可自动填入巡检结果中。
- e) 其他巡检内容可按 GB/T 38335 执行。

B.1.4 定期数据分析

数据分析宜包括下列内容：

- a) 定时（月、季度）查看智慧运维系统中光伏方阵/组串损失电量、低效组串或方阵、故障统计、健康度等分析结果，确定重点关注的方阵/组串、设备以及故障类型。
- b) 每周关注停运光伏方阵/组串，对智慧运维系统中记录的停运原因进行核实。
- c) 每月定时对光伏方阵/组串运行指标对比分析，对指标较差的光伏方阵/组串，结合智慧运维系统分析结果，核实原因。

- d) 根据智慧运维系统对其他数据的分析结果提出运维建议，制定整改措施。

B.1.5 车辆及备品备件信息管理

管理内容宜符合下列要求：

- a) 运维车辆基础信息应统一编码，基础信息应包括车辆识别码、车辆名称、联系方式、车辆类型等，以上信息应在智慧运维系统统一管理。
- b) 应对运维车辆使用记录统一管理。
- c) 备品备件基础信息应统一编码，基础信息应包括名称、型号、厂家、出厂编号、关键性指标、价格等信息。
- d) 应实时上传备品备件库存信息、位置信息、使用信息（名称、型号、数量等）至智慧运维系统。
- e) 备品备件库存信息、使用信息应同 6.5.4 的缺陷单自动关联，开具缺陷单时能自动显示备品备件库存信息。

B.1.6 其他运维工作

其他运维工作宜符合下列规定：

- a) 日常维护、巡视检查、运行异常及故障处理等可参照 GB/T 38335 执行。设备维修流程应按光伏电站的规定执行。
- b) 根据光伏组件表面污渍和灰尘遮挡损失情况，定期开展光伏组件清扫，宜依据经济效益分析结果采用合适的自动清扫装置。
- c) 光伏电站应根据智慧运维系统提供的光伏组件清洗周期和经济性意见合理配置自动清洗装置；未配置或未全站配置自动清洗装置的应上传清洗修改数据，辅助系统运行。

B.2 运维模式

B.2.1 智慧运维宜采用“集控中心+智慧运维中心+区域维检中心”模式。集控中心应配备运行值班人员，实现对电站实时监视和运行管理。智慧运维中心应配备数据分析人员，定期对电站运行、监测数据进行分析，提出运维建议，制定整改措施。区域维检中心应配备专业工程师，现场完成设备消缺及故障排查。

B.2.2 集控中心应配置集中监控系统，实现对方阵、AGC/AVC 的远程控制及监视等，功能见 NB/T 31071。

B.2.3 智慧运维中心应配置智慧运维系统，实现对设备运行数据实时分析、告警、预警等功能，功能应按 8.2 执行。

B.2.4 区域维检中心应按集控中心/智慧运维中心生成的任务工作单完成设备现场消缺及故障排查，同时应按 B.1.3 的要求将消缺信息上传至智慧运维系统。

B.2.5 备品备件宜采用区域联储联备模式，检修人员宜采用区域协同工作模式。

参 考 文 献

- [1] NB/T 31071 风力发电场远程监控系统技术规程
-