

ICS 27.160

F12



国家能源投资集团有限责任公司企业标准

Q/GN 0019—2020

智能光伏发电技术规范

Smart Photovoltaic Power Generation Technical Specification

2020-06-15 发布

2020-08-01 实施

国家能源投资集团有限责任公司

发布

目 次

前言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语与定义.....	1
4 符号、代号和缩略语.....	3
5 智能光伏的体系架构.....	3
6 智能运行控制系统.....	3
6.1 智能光伏发电单元层.....	4
6.2 智能光伏电站层.....	4
6.3 集群层.....	6
7 智能公共服务系统.....	6
7.1 智能检测.....	6
7.2 功率预测.....	6
7.3 智能安防.....	7
7.4 物资管理.....	7
7.5 健康评估.....	8
7.6 经营决策.....	8
7.7 移动应用.....	8
7.8 智能安监控制.....	8
8 信息安全防护体系.....	9
8.1 网络边界防护.....	9
8.2 综合防护.....	10
8.3 智能防护.....	11
9 智能建设.....	11

前 言

本标准按照 GB/T 1.1-2009 的规则起草。

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这些专利的责任。

本标准由国电新能源技术研究院有限公司提出并解释。

本标准由国家能源投资集团有限责任公司科技部归口。

本标准起草单位：国电新能源技术研究院有限公司、华北电力大学、国电电力发展股份有限公司。

本标准主要起草人：胡文森、张文建、陈保卫、杨勤、崔青汝、李庚达、梁凌、段震清、崔利群、胡道成、曾小超、朱传兴、李亚巍、张纯岗、朱红路、郭晓雅、朱润泽、李雄威、王晓洁、陈毅伟、徐全海、丁莘阳。

本标准首次发布。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至国电新能源技术研究院有限公司。

智能光伏发电技术规范

1 范围

本标准规定了智能光伏发电的概念、体系结构、功能、运行与维护等方面的技术要求，适用于智能光伏电站规划、建设与改造。

2 规范性引用文件

本大纲引用下列文件或其中的条款。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是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 50797-2012 光伏电站设计规范
- DB34/T 2451-2015 地面光伏电站设计、施工和验收规范
- Q/GDW 617-2011 光伏电站接入电网技术规定
- GB/T 34936-2017 光伏电站汇流箱技术要求
- GB/T 33599-2017 光伏电站并网运行控制规范
- GB/T 32900-2016 光伏电站继电保护技术规范
- GB/T 32512-2016 光伏电站防雷技术要求
- GB/T 31999-2015 光伏发电系统接入配电网特性评价技术规范
- GB/T 31366-2015 光伏电站监控系统技术要求
- GB/T 31365-2015 光伏电站接入电网检测规程
- GB/T 29321-2012 光伏电站无功补偿技术规范
- GB/T 19964-2012 光伏电站接入电力系统技术规定
- NB/T 32001-2012 光伏电站环境影响评价技术规范
- NB/T 32011-2013 光伏电站功率预测系统技术要求
- NB/T 32012-2013 光伏电站太阳能资源实时监测技术规范
- NB/T 32026-2015 光伏电站并网性能测试与评价方法
- QX/T 244-2014 太阳能光伏发电功率短期预报方法
- DB11/T 1401-2017 太阳能光伏发电系统数据采集及传输系统技术条件
- DB64/T 877-2013 光伏电站运行规程

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

智能光伏 smart photovoltaic power

智能光伏以发电过程的数字化、自动化、信息化、标准化为基础，以管控一体化、大数据、云计算、物联网为平台，集成智能传感与执行、智能控制与优化、智能管理与决策等技术，形成一种具备自学习、自适应、自趋优、自恢复、自组织的智能发电运行控制管理模式，实现更加安全、高效、清洁、低碳、灵活的生产目标。

3.2

智能电子装置 intelligent electronic device

一种基于微处理技术的，具有数据采集、处理、传输以及控制指令传输与执行功能的电子装置。

3.3

智能光伏组件 intelligent photovoltaic module

智能光伏组件是将光伏组件和若干智能电子装置集合组成，具有光伏组件的控制和监测等基本功能，可包括测量、控制、状态监测、保护等全部或部分功能的装置。

3.4

智能光伏系统部件 intelligent photovoltaic system component

将光伏系统部件与若干智能电子装置集合组成，具有对该部件的控制、监测和保护等基本功能，通常包括智能逆变电源、智能控制器、智能储能装置和智能电表等。

3.5

智能光伏发电单元 smart photovoltaic power unit

以一定数量的光伏组串或智能光伏组件串与智能光伏系统部件或系统光伏部件通过合适的方式组合，可输出所需要的直、交流电源，或经逆变、升压后形成符合电网频率和电压的电源。

3.6

智能设备 intelligent equipment

具有测量数字化、控制网络化、状态可视化、功能一体化和信息互动化特征的设备。

3.7

自感知 self-perception

采用先进的传感测量及网络通讯技术，实现对光伏发电系统运行状态的全方位检测和感知，实时跟踪自然环境的变化并进行精确预测，以获取光伏发电系统的全状态量信息。

3.8

自学习 self-learning

基于生产控制系统和信息管理系统等提供的数据库资源，利用模式识别、数据挖掘、神经网络等机器学习方法，通过对长期积累的历史运行状态数据和经营管理数据的分析与学习，识别光伏电站生产经营中关键指标的关联性和内在逻辑，获取运营智能光伏电站的有效知识。

3.9

自适应 self-adaption

采用智能控制技术，根据自然环境和电网环境的变化，自动调整控制策略和管理方式，以适应光伏发电单元的各种运行工况，使光伏发电单元长期处于安全、经济和稳定运行状态。

3.10

自寻优 self-optimizing

基于智能融合和自感知所获得的数据资源和自学习所获得知识，利用遗传算法、粒子群算法等寻优算法，实现对光伏发电单元运行效能、经营管理和外部监管与市场等信息的自动处理与分析，根据分析结果对光伏发电单元运行方式和电力交易行为持续自动优化，提高光伏发电单元的安全、经济、环保运行水平，提升企业的运营竞争力。

3.11

自诊断 self-diagnosis

基于自感知和智能融合所获取的数据资源和自学习所获得的知识，通过进一步深度挖掘与数据处理，实时评估光伏发电单元的运行状态，指导运行与维护。

3.12

泛在感知 ubiquitous perception

基于信息物理系统(Cyber Physical Systems, CPS)技术，通过先进的传感测量手段及网络通信技术，实现对发电厂生产和管理过程中环境、状态、位置等信息的全方位监测、识别和多维感知，通过对数据进行处理、分析和融合，与业务流程深度集成，为智能控制和决策提供依据。

3.13

智能融合 intelligent fusion

基于全面感知、互联网、大数据、可视化等技术，深度融合多源数据，实现对海量数据的计算、分析和深度挖掘，提升电厂与发电集团的决策能力。

4 符号、代号和缩略语

下列符号、代号和缩略语适用于本文件。

PV module: 光伏发电组件(Photovoltaic module)
 IED: 智能电子装置(Intelligent Electronic Device)
 CPS: 信息物理系统(Cyber Physical Systems)
 MPPT: 最大功率点跟踪(Maximum Power Point Tracking)
 SVC: 静止无功补偿器(Static Var Compensator)
 SVG: 静止无功发生器(Static Var Generator)
 PR: 系统效率(Performance Ratio)
 GIS: 地理信息系统(Geographic Information System)
 RFID: 射频识别(Radio Frequency Identification)
 IaaS: 基础设施即服务(Infrastructure as a Service)
 PaaS: 平台即服务(Platform as a Service)
 SaaS: 软件即服务(Software as a Service)
 ERP: 企业资源计划(Enterprise Resource Planning)
 3D: 三维(Three-dimensional)
 4G: 第四代通信技术(The 4th Generation Telecommunication)
 GPS: 全球定位系统(Global Positioning System)
 GSM: 全球移动通信系统(Global System for Mobile Communication)
 CDMA: 码分多址联接方式(Code Division Multiple Access)
 WCDMA: 宽带码分多址接入(Wideband Code Division Multiple Access)
 EDGE: GSM 增强数据率演进(Enhanced Data rates for GSM Evolution)

5 智能光伏的体系架构

智能光伏应以发电过程的数字化、自动化、信息化、标准化为基础，以大数据、云计算、物联网为平台，集成智能传感与执行、智能控制与优化、智能管理与决策等技术，形成一种具备自感知、自学习、自适应、自寻优、自诊断等功能的智能发电运行控制管理模式，实现更加安全、高效、清洁、灵活的生产目标。

智能光伏应以运行控制系统和公共服务系统为功能平台，实现智能化光伏发电，建设信息安全防护体系，充分保障系统的信息安全。

智能运行控制系统主要包括与光伏运行过程密切相关的功能模块。本规范具体分为光伏发电单元、光伏电站、集群三个层面进行阐述。

智能公共服务系统主要包括为光伏生产过程提供服务的功能模块，侧重于服务保障功能，具有较强的延展性和开放性。

信息安全防护体系实现对智能运行控制系统和智能公共服务系统的安全防护功能，是智能光伏生产过程的安全保障。

6 智能运行控制系统

智能运行控制系统主要包括与光伏电站运行过程密切相关的功能模块。

6.1 智能光伏发电单元层

智能光伏发电单元是智能光伏电站的核心组成单元，应具备自适应、自寻优、自感知等智能化功能。智能光伏发电单元应具有优化消除阴影遮挡功率损失、失配损失、消除热斑、智能控制关断、实时监测运行等功能。

应采用具有集电力变换、远程控制、数据采集、在线分析、故障诊断、环境自适应等于一体的智能逆变器、控制器、汇流箱、储能系统、跟踪系统以及适用于智能光伏系统的高效电力电子器件等关键部件。

应具有即插即用、可拆卸、可移动、安全可靠、使用便利，或可具有声控、光控、可定时、可远程监控、具有物联网特性的户用智能光伏产品及系统。

6.1.1 环境自适应

智能光伏发电单元宜具有针对性的设计，能自动识别自然及电网环境的变化，根据组件状态做出相应的保护动作，以适应所处光伏电站的极端自然环境变化，并应满足电网的无功补偿及高、低电压穿越要求。

应实现对电网的无功补偿控制，满足快速、精准无功功率输出，不影响逆变器的有功功率控制。

电网电压异常时，应根据电压水平参与系统无功控制，确保逆变器不脱网或延长脱网时间；电压变化期间，应严格限定动态无功控制策略参数，并智能调节其加载速度和响应时间。

6.1.2 运行自寻优

应根据光伏电站所处位置及季节，自动检测或评估当地光照强度，并进行相应控制参数调节。

应具备适应不同工况条件的智能功率调节技术。

应能通过增加若干的智能电子装置与光伏组串集合组成智能光伏组串，实现智能光伏组串的运行状态自寻优，确保同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数保持一致。应根据自然环境、电网环境的变化，实现对逆变器的运行自寻优控制，确保逆变器的有功功率和无功功率连续可调。

6.1.3 状态自感知

应对光伏组件、汇流箱、逆变器、箱变及核心部件运行状态进行实时监控或评估，并能够及时进行故障预警，将结果实时反馈给光伏电站区层主控。

应通过增加传感器、数据处理模块、故障自诊断评估、监测技术等实现光伏组件的自感知。

应对汇流箱的自身运行状态、环境参数进行实时监控，实现对汇流箱的状态自感知。

6.2 智能光伏电站层

6.2.1 智能监控

应对关键部件和设备进行在线监控，宜包括：地理信息系统(GIS)、开关柜电气火灾监控系统、火灾报警系统(光伏电站区和变电站)、图像视频和声音监视系统(光伏电站区和变电站)、避雷器在线监测系统、集电线路监测系统、主变压器监测系统等。

系统应能自动诊断光伏发电系统各部件系统状态，如正常状态、启停机状态和异常状态等辨识，可自动生成较全面反映光伏发电系统状态的评价报告。

应能管理设备启、停、复位等操作以及对电气刀闸进行合切操作，可支持实时以太网和无线通讯方式。

应具备可定制化的运行操控界面，应提供快捷的实时数据和历史数据查询服务。

系统宜采用多用户授权分级管理模式，并对操作进行日志归档。

应按数据分级保存采集的所有数据和监控资料，可自定义并自动生成每台光伏发电系统的运行报告，应能提供光伏发电系统状态的历史资料。

应具备可视化的组态模块，提供灵活开放的二次开发接口。

宜具备能源管理系统、状态监测系统、音视频监控系统、光功率预测统的标准化通信接口。

应实现对告警信息的分类和信号过滤，对光伏发电系统的运行状态进行在线实时分析和推理，自动报告异常并提出故障处理指导意见，为主站提供智能告警，也为主站分析决策提供事件信息。

应能实时向电网上报全站有功输出的输出范围、光功率预测、有功出力变化率、有功功率等信息，并对有功功率控制出现异常时，提供自诊断、自保护功能。

6.2.2 协调优化控制

应针对光资源变化性、不连续性、不确定性的规律，具备基于超短期、短期功率预测的发电单元组合技术，以降低光伏发电单元运行和启停成本为目标，优化光伏发电单元的开机容量和开机组合。

宜针对电能质量特性、故障穿越与电网适应性、光伏发电设备特性和光伏发电出力特性，对不同目标的约束条件，建立目标函数，采用智能算法达到优化目标。

应具有光伏电站层数据辨识与处理功能，保证基础数据的正确性，并支持智能调度技术，实现调度的最优化。

6.2.3 有功调频

应能按照调度计划，综合考虑各逆变单元的运行状态和当前有功出力，发出启停控制指令或按照等裕度或等比例等方式，合理进行有功分配。

光伏系统应能在光伏电站并网、正常停机以及太阳辐照度增长过程中，光伏电站有功功率变化速率应能满足电力系统安全稳定运行的要求，其限值应根据所接入电力系统的频率调节特性，由电网调度机构确定，满足光伏电站有功功率变化速率不超 10%装机容量/分钟，允许出现因太阳辐照度降低而引起的光伏电站有功功率速率超出限制的情况。满足 GB/Z 19964-2012 中对有功功率变化率的要求。

应具备接收主站下发的紧急切除有功指令功能。

当光伏电场并网点为多段母线时，应能够分别接收不同母线所连接的送出线总有功设定值。

应实时识别光伏电站无功电压调节设备的调节能力和调节速率约束，并作为有功功率调节系统输出的条件。

6.2.4 无功调压

在电网稳态情况下，光伏系统应统筹光伏逆变器无功调节能力和动态无功补偿装置的容量，宜充分利用光伏逆变器的无功调节能力来调节电压。

在电网暂态情况下，光伏逆变器和动态无功补偿装置应可以自主动作，快速调节无功，满足 GB/Z 19964-2012 中第 8.4 节的要求。

光伏系统应能协调光伏电站内的光伏逆变器和动态无功补偿状态，以及多组动态无功补偿装置的出力。

应能识别光伏电站有功控制指令，作为无功功率调节指令输出的判据。

6.2.5 故障诊断

宜采用神经网络、模糊逻辑、支持向量机、灰色理论等智能方法，并应用专家系统、故障树分析、模式识别等技术进行故障辨识与自诊断。

宜建立基于大数据驱动的智能故障预测方法，利用深度学习技术，分析和提取故障特征，建立故障数据库；宜将设备运行数据特征量与故障数据库实时比对，确定故障位置、故障程度和故障原因。

宜支持专家设备故障的远程诊断，并将故障诊断结果记录在系统中。

应以故障代码为核心，建立故障诊断模块集成显示所有检修必须的信息，并易于检修人员获取。

宜采用无线传感、分层分布式网络的远程故障诊断技术。

宜应用工业大数据挖掘，直接利用子系统已有状态数据和信号实现设备故障诊断。

故障诊断系统中宜集成标准作业包，详细说明故障处理过程。

宜实现专家资源、故障判断方法和装备相关信息共享，方便用户查阅。

应具备将收集到的光伏多维度数据信息进行筛选和智能分析，及时发现设备运行过程中出现的故障或隐患。

应实现对智能化的运行控制、远程监控、故障诊断与处理、智能运维、功率预测、能量管理、电能分析治理、孤岛保护与控制、电压频率响应等过程的安全性管理与故障诊断。

6.3 集群层

6.3.1 远程诊断

光伏电站集群层主要对分布在不同地区光伏电站的生产运行数据进行实时接收和监控，及时准确地了解各光伏电站的生产运行状况和设备故障信息，为决策分析提供准确可靠的数据支持。远程监控平台应实现对光伏电站群的集中运行管理、集中检修管理。并实现主动预警、智能故障诊断及远程专家支持功能。

应能实现各种异构光伏电站监测设备的数据通信、互连互通，满足现有的和将来不断出现的需求。

系统应能远程在线诊断各光伏电站监控系统中设备的故障和软件运行情况，出现故障时自动告警。

应远程锁定并处理故障警报，分析采集到的数据从而给出光伏电站的运行趋势，实现智能诊断故障、光伏发电单元健康管理、性能评估分析等功能。

应具有在线自诊断能力，对系统自身的软、硬件(包括各个通信接口)运行状况进行诊断。发现异常时，予以报警和记录。

6.3.2 远程监控

远程监控通过实时采集光伏电站、升压站、天气预报系统等站内设备(系统)的运行数据，提供丰富的查询和统计功能，提高光伏电站综合管理水平、优化人员结构。

应从光伏电站的实际需求出发，配置功能完善、设备齐全、管理方便智能控制系统。

应确保采样率、传输速率满足远程监控需求。

应选用技术成熟、运行稳定的产品，在设备选型、网络设计、软件设计等各方面充分考虑软、硬件的可靠性和稳定性，并可在非理想环境下有效工作。

应进行安全权限管理，使不同权限的人员对功能模块有不同的使用权。

应为开放系统，满足相关通行国际标准或工业标准，确保能与其它系统的设备协同运行。

系统的设计与实施应考虑发展的需要，可灵活增减或更新各个场站侧子系统，可在产品系列、容量与处理能力等方面进行扩充与换代，以满足不同时期的需要。

系统属于不停机系统，投入运行后应保证工作的连续、稳定和可靠。

7 智能公共服务系统

7.1 智能检测

应具备标准通信接口，宜具备无线通讯功能，能够实时上传检测数据。

宜采用综合视频图像识别、红外测温等技术的巡检机器人、无人机等先进检测设备进行无损检测。

应具备数据的采集、传输、处理、存储及相关维护管理功能，并具备设备故障报警及自诊断功能。

应具备智能检修功能，将收集到的光伏系统多维度数据信息进行智能分析，及时发现设备运行过程中出现的故障或隐患，制定相应的检修策略。

宜为检修车辆和检修人员配备全球定位系统(GPS)定位终端,在区域电子地图中实时呈现人员位置,实现检修人员在线追踪。

宜建立光伏电站检修专家系统,将各光伏系统的各部件的监测信息联网集中处理。

宜建立基于数据库相关性的决策树,通过调整阈值修正检修策略。

7.2 功率预测

宜增加气象实时监测功能,对光伏电站进行建模,实现光伏光功率的预测。

应能以光伏电站为单位,进行光功率短期、超短期统一预测。

光功率预测系统功能满足 NB/T 32011-2013 的要求。

宜采用混合建模方法,在现有时间序列模型下,采用人工智能技术,引入概率统计学理论以及智能优化算法,综合利用数值天气预报、卫星云图、地面观测站数据,通过综合各方法所使用的信息和优势,实现复杂性建模,提高光功率预测的精度。

以光伏电站出力预测为基础,宜建立光伏电站的经济调度与决策模型。

应具备数据处理、界面查询统计等功能。

应遵循开放性原则,选择开放性技术平台和软件构架,具有与其他信息系统进行数据交换和共享的能力。

7.3 智能安防

应对操作票实现电子化管理,支持图形开票,具备拓扑防误逻辑,保证操作票的正确性和规范性。倒闸操作前利用 VR 模拟系统进行模拟演练。

宜采用具备专家开票功能的防误闭锁操作系统,对光伏电站常用操作票、典型操作票、固定任务类工作票进行标准化管理。探索开发能够根据操作任务及运行方式智能关联继保设备操作(压板投退、保护投退)的开票系统。

宜通过生物识别技术,验证工作人员身份;对遥控操作进行防误校验,保证遥控操作的正确性。

应通过现场在线防误装置对就地操作实现强制逻辑闭锁,保证就地操作的安全性和正确性。

宜通过物联技术和通信技术对地线进行管理,保证地线操作符合工作票/操作票,防止地线误拆、误挂、漏拆、漏挂。

应通过高压验电防误装置对高压柜门操作进行强制闭锁管理,防止误入带电间隔。

宜通过物联技术和通信技术对压板进行管理,实现压板状态远程集中监视,防止压板误投、误退、漏投、漏退。

应对工作票实现电子化管理,支持图形开票和移动审批,自动验证工作票符合安规要求,安措落实闭环管理。工作票审批、流转过程中的人员签名符合《中华人民共和国电子签名法》相关规定。

宜通过生物识别技术,验证工作人员身份;通过闭锁手段保证现场安措落实的强制性和完备性。

应通过强制执行标准操作顺序、闭锁检修边界设备、落实安全措施,保障检修过程中人员和设备安全;通过关联工作票,智能选用正确的工器具,工器具出入自动记录和查询。

应通过智能安全帽等智能穿戴设备,实时回传和记录作业现场画面,并支持双向语音对讲,实现远程监护和作业指导。

宜通过定位系统及 3D 建模,对现场作业人员位置监视,实现人员行为和工作区域管理;通过视频监控,对作业区域和作业人员进行有效的视频探测与监视。

宜通过视频智能分析技术,识别作业过程中的安全隐患(安全帽佩戴、设备隐患等)并告警。

宜通过智能手环监测作业人员健康状况,防止健康状况不佳人员从事危险作业。

7.4 物资管理

物资管理信息平台可通过集成接口实现与企业资源计划(ERP)系统、合同系统等各类业务应用系统

间的无缝对接,实现物资供应链全生命周期管理,具备主数据管理、计划管理、采购管理、专家管理、供应商管理、合同管理、仓储管理、配送管理、质量监督管理、废旧物资管理等业务,以及基于辅助决策管理需求建设的物资智能分析及物资调配业务的功能。

应建立统一的备品配件储备的公共信息平台(生产物流平台),与供应商实现信息交互与共享。

宜建立统一的备品配件编码体系,并且实现统一集中维护管理,同时与各供应商的编码体系进行有效关联。应建立物资统一编码,实现从光伏设备的缺陷产生、记录、检修、备品备件采购、仓储管理的闭环管理模式,并建立物资需求联动机制。

应核定联合储备清单、编制储备计划,平衡储备资金,对联合储备进行跟踪管理和动态优化,以保证信息平台的高效运转。

宜探索建立先进的库房管理模式,结合智能门禁、人脸识别、射频识别(RFID)等技术实现库房无人管理、物资自动盘点、出入库自动记录等功能。

7.5 健康评估

应能将多源、多时间尺度、多参数的各类信号特征量进行智能识别与信息融合,采用基于大数据的时频域分析、参数辨识等处理方法建立评估模型,评估光伏发电系统的运行与健康状态。

应能基于建立的评估模型,对光伏发电系统的运行出力状况进行评估,实时获取光伏发电系统的发电运行状态;对光伏发电系统及关键部件的健康状态进行评估,提前预警光伏发电系统异常状态,做出合理的检修建议;可及时发现故障隐患,做出紧急抢修、临时停机等应对措施,形成光伏系统智能运行故障预警机制,实现对设备运行的状态监测及故障的超前预警。

宜在关键设备处安装具备声音、温湿度等数据采集、状态监测单元及分析系统。通过对设备健康状态的长期、持续监测,追踪设备的运行状况及劣化趋势,为设备故障预警提供辅助决策依据。

宜建立每个光伏组件设备的健康档案,实时跟踪光伏发电系统全生命周期的健康状态,并与智能设备检修与物资管理联动。

7.6 经营决策

应智能融合人力、财务、物资等系统信息,具有数据挖掘和分析功能。

应具有度电成本实时监控功能,实时给出生产盈利情况,定期生成生产盈利情报报告,并宜具有一定的盈利预测功能。

应能自主评价发电能力,自主分析发电量损失原因。

应建立科学全面的指标评价体系,精准量化发电效率损失水平、发电性能指标、检修效率、故障率等生产管理指标。

应具有预估光伏电站停运时长、运维成本等功能。

7.7 移动应用

宜采用手机、笔记本、平板电脑等移动通信终端进行综合信息处理。

应具备键盘、鼠标、触摸屏、送话器和摄像头等多种输入方式,并可根据需要进行调整输入。

应具备受话器、显示屏等多种输出方式,并可以根据需要进行调整。

应具备开放的操作系统平台,并可定制开发个性化应用软件,以满足不同需求。

应具备灵活的接入方式和高带宽通信性能,并能根据所选择的业务和所处的环境,自动调整所选的通信方式,既可以通过 GSM、CDMA、WCDMA、EDGE、4G 等无线运营网通讯,也可通过无线局域网、蓝牙和红外进行通信。

应具备 PC 级的处理能力,可支持桌面互联网主流应用的移动化迁移。

应具备丰富的人机交互界面,可采用 3D 成像等未来显示技术和语音识别、图像识别等多模态交互技术,形成以人为核心的智能化交互方式。

应具备标准的通信接口,能够实时上传检测数据。

应具备数据本地离线存储和在线自动同步功能。

7.8 智能安监控制

宜建立完善的安全监控体系，实现光伏电站的无人值守。

应具备安全监控系统，包括可见光视频监控、红外视频监控、视频运动物体追踪、人脸识别、环境声音监测、远程喊话、告警信息本地及远方传输等功能。

应具备智能化的门禁系统，可支持 NFC 或生物识别技术，具备远程开闭及门禁状态可视化技术。

应在关键设备间内配置完整的环境自动控制系统，可自主控制加热、制冷、通风设备运行。

应具备针对光伏组件、汇流箱、逆变器、电力电缆等关键设备的 24 小时专人值守的视频监控系统(带红外线夜视)防盗和防破坏。

应具备针对光伏组件区域的全范围、全天候火灾监控系统，可自动识别、定位着火点并判断火情，能够将火灾告警信息进行本地及远方推送。

8 信息安全防护体系

在智能光伏信息标准化建设中，光伏信息系统安全建设应贯穿始终，并不断加强和巩固信息安全防御能力，以应对层出不穷的信息安全威胁。智能光伏信息系统安全防护体系划分为网络边界防护、综合防护、智能防护三个层面。

8.1 网络边界防护

根据能源局第 36 号文的相关要求，为保障生产监控系统的安全，电力安全防护在网络边界防护方面应坚持“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的十六字方针。

8.1.1 安全分区

光伏信息系统总体架构应分为三级：集团公司、区域集控、基层光伏电站。

根据《电力监控系统安全防护规定》，基层光伏电站、区域集控按照业务系统的重要性的对生产系统的影响程度，均应划分为生产控制大区和管理信息大区。

根据数据、业务的实时性差异及是否直接参与生产控制，可将生产控制大区划分为控制区(安全区 I)及非控制区(安全区 II)，重点保护生产控制以及直接影响电力生产的系统。

在不影响生产控制大区安全的前提下，可根据各单位不同安全要求，将管理信息大区进一步划分安全区。

8.1.2 网络专用

电力调度数据网是与生产控制大区相连接的专用网络，承载光伏远程实时控制、非实时管理等业务，应当划分为逻辑隔离的实时子网和非实时子网，分别连接区域集控或光伏电站的控制区和非控制区。

光伏信息系统三级架构中区域集控、光伏电站生产控制大区之间的通信应使用专用网络。

8.1.3 横向隔离

区域集控、光伏电站都应当采用不同强度的安全设备隔离各安全区。

在生产控制大区与管理信息大区之间必须部署经国家指定部门检测认证的电力专用单向安全隔离装置，隔离强度应当接近或达到物理隔离。

生产控制大区内部的安全区之间应采用具有访问控制功能的网络设备、安全可靠的硬件防火墙或者相当功能的设施实现逻辑隔离，防火墙的功能、性能、电磁兼容性必须经过国家相关部门的认证和测试。

宜在安全区之间部署工业防火墙，在访问控制规则中增加对工业协议的识别，只允许指定的工业协

议通过防火墙。

8.1.4 纵向加密认证

区域集控、光伏电站、电力调度单位任意两家单位生产控制大区相应分区之间的通信都应进行纵向加密认证保护。

区域集控或光伏电站与调度数据网的纵向连接处,都应部署经过国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证装置,实现双向身份认证、数据加密和访问控制。

8.2 综合防护

应采用安全审计、入侵检测、主机加固、备份容灾、恶意代码防范等多种手段,建设涵盖物理安全、恶意代码防范、入侵检测等方面的综合防护系统,加强“事前预警”、“事中报警”、“事后溯源”安全建设,实现全生命周期的综合安全防护管理。

8.2.1 备份容灾

在整个光伏信息系统中,都应从操作系统、配置文件、关键业务数据等不同层面进行自动备份,并可实现历史归档数据的异地保存;数据异地备份可采用离线和在线两种方式。

离线方式应使用移动硬盘备份相关信息,并将移动硬盘异地存放;在线方式即建立异地容灾备份系统,应通过专用线路对相关信息进行自动备份。

关键主机设备、网络设备或关键部件都应进行冗余配置,尤其是对生产控制大区的设备,宜采用热备方式。

8.2.2 安全审计

光伏信息系统应部署安全审计系统,对网络、操作系统、数据库及相关所有可能影响安全的重要信息进行实时记录,并基于记录日志进行事后统一分析,进行必要的汇总和统计,发现各种非法访问行为和病毒、黑客的攻击行为,并向系统管理员及时告警。

安全审计应具有日志集中采集、日志存储、统一分析、及时告警等功能,网络日志留存时间应不少于6个月。

8.2.3 恶意代码防范

在光伏信息系统中,应通过运用恶意代码防范手段,在数据交换前对文件进行相应查杀,确保光伏信息系统不会因文件传递与数据交换而发生系统瘫痪事件。

在部署完成之后,应及时更新特征码库,并定期查看查杀记录。

在恶意代码更新文件安装之前,应经过严格测试。

如采用服务器集中管理方式进行恶意代码查杀,生产控制大区与管理信息大区禁止使用同一个恶意代码管理服务器提供服务,应各自部署管理服务器。

8.2.4 网络应用安全基础设施

在集团公司、区域集控、光伏电站的光伏信息系统三级架构中,为保证数据可靠性和完整性,应对用户身份进行鉴别和认证,由集团统一身份认证系统提供认证管理服务,确保用户对操作行为的不可抵赖。

8.2.5 主机加固

主机加固是在硬件、操作系统、网络协议栈等层面,针对服务器和通信终端采取的主动防护手段,应通过操作系统级认证和访问控制、风险网络端口关闭、冗余通信接口封闭、主动漏洞扫描等方式强化主机安全。

8.2.6 入侵检测

应根据用户历史行为记录；对外来访问和操作行为进行判断，发现入侵行为时，应实时报警、收集证据并提供安全分析功能。

应基于多样的特征信息，帮助受保护系统及时应对正在发生的网络攻击行为。

8.3 智能防护

随着网络环境和网络攻击手段日趋复杂多样化，应充分利用大数据、人工智能、云计算等技术的先进成果，满足智能光伏安全防护的需要，提升网络安全综合防护的智能化水平。

8.3.1 安全大数据平台

应具有数据冗余存储能力，可确保包括安全日志在内的各种数据信息的可靠性和可用性。

应能从光伏信息系统网络的安全日志中挖掘出原始数据信息中隐含的高价值信息。

应具备快速查询、快速计算能力，能确保对所需数据的快速响应和提取。

8.3.2 知识库管理平台

应将病毒库、木马库、漏洞库等多种数据库中蕴含的特征信息纳入原始知识库，建立智能、高效的神经网络和专家系统。

应具有深度自学习能力，可不断丰富知识库、健全推理规则、优化搜索路径，提升针对非法行为与数据的判断识别能力、潜在威胁的感知能力、危害程度的评估能力、非法攻击源的回溯能力。

8.3.3 云计算安全管理平台

应在集团公司部署云计算安全管理平台。

其它云服务与安全云之间应进行安全隔离。

与集团公司部署的安全云相对应，基层光伏电站、区域集控应部署轻量级安全云客户端，享有来自集团公司的安全云服务，实现全集团范围信息共享。

对于支持其它云服务的云平台，应在基础设施即服务(IaaS)、平台即服务(PaaS)、软件即服务(SaaS)任一层级实施信息安全模块，提供底层安全支撑，充分保障“云安全”。

8.3.4 网络安全态势感知平台

以网络设备日志、业务系统日志、企业内外部网络流量等原始数据为基础，应综合运用大数据、云计算、人工智能等多种先进信息技术，建立智能、高效的数据模型。

应具备自我学习与自我完善能力，能不断提高网络安全监测的精度、粒度、效率和智能水平。

应集中部署在集团云平台上，集中采集、存储、查询、分析和利用来自各区域集控、基层光伏电站的生产控制大区和管理信息大区的安全日志及流量数据。

应能对海量原始数据进行深度协议解析和深度数据挖掘，能获取、理解、评估及呈现对引起网络态势发生变化的要素，并对未来发展趋势进行预测。

应能以“安全云”方式为集团、区域监控、基层光伏电站提供攻击态势、威胁态势、流量态势、行为态势、运维态势、合规态势等六个方面的云服务。

应具有主动防御能力，在全集团光伏范围内实现网络信息安全的事态可评估、趋势可预测、知行可管控、风险可感应。

9 智能建设

智能光伏的建设部分包括智能光伏电站规划、设计、采购、施工、调试、运维和退役等全生命周期

的工作实施和管理。建设运营部分应确立生产运行指标，实现全产业链的数字化、智能化，生产运行指标并不断更新和完善，使项目在整个生命周期内达到闭环控制。

设计阶段应对设计成品资源进行汇总，分析，提取关键技术点，这些关键技术点应能够反应项目的主要特征，包括项目的各个专业和阶段。技术点应该按照一定规则分类，可分为描述性的，如造价，占地面积，资源情况等；分析性的，策划性的，如机型选择，设备选择，设备损耗，可靠性指标计算值等。这些指标能够随着技术进步，运行效果检验后可自行或人为改进，或者经过大数据分析，横向对比后能够不断进行优化。

应先期搭建视频监控系统，使施工过程可控、可追溯。在项目施工开始前，应责成施工单位先行搭建视频监控系统并负责管理和维护，每日或隔日对数据进行拷贝、留存。施工结束后，该数据由视频监控厂家或智慧光伏电站管理系统厂家统一导入视频服务器存储，作为后续追忆的基础。

应评估光伏电站全范围、全过程的智能化运维能力，包括各分系统的智能融合程度、运行互动程度、数据交互使用程度，以及数字化水平、自动化水平、节能环保运行水平、安全防护水平、安全管理水平、电网适应性等；应评估光伏电站智能化的丰富性，包括功能、方法、信息交互的丰富性和多样性；应评估光伏电场智能化运行的可预测性。通过积累智能化运行性能相关历史数据，对管控、成本、利润等做出估计和预测；应评估光伏电场智能化的可靠性和稳定性；应评估光伏电站智能化的可持续改进提升能力；应评估新技术引入后对光伏电站智能化安全性的影响；应评估光伏电站的投资经济性和长期运维经济性；应评估光伏电站智能化的规范程度，包括遵循国际、国内、行业通用标准、规则和指导性原则。
