

国家能源局山西监管办公室

晋监能市场函〔2022〕73号

山西能源监管办关于征求《山西电网风电场消纳监测统计管理实施细则（征求意见稿）》等四个文件意见的函

山西省能源局，国网山西省电力公司、山西电力交易中心有限公司、晋能控股电力集团公司、山西国际能源公司，各发电集团山西公司、各有关新能源企业：

根据《光伏电站消纳监测统计管理办法》（国能发新能规〔2021〕57号）、《风电场利用率监测统计管理办法》（国能发新能规〔2022〕49号）、《国家能源局综合司关于公布整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点名单的通知》（国能综通新能〔2021〕84号）、《风电场接入电力系统技术规定 第1部分-陆上风电》（GB/T 19963.1-2021）要求，为进一步提升我省新能源场站和分布式电源运行管理水平，山西能源监管办组织编写了《山西电网风电场消纳监测统计管理实施细则（征求意见稿）》、《山西电网光伏电站消纳监测统计管理实施细则（征求意见稿）》、《山西电网新能源场站功率预测管理实施细则（征求意见稿）》和《山西电网分布式电源并网技术监

督管理实施细则（征求意见稿）》，请你们认真组织研究，并将反馈意见于8月19日17:00前反馈至我办，逾期未反馈视为无意见。

联系人：王东

联系方式：0351-7218490

电子邮箱：sxnyjgb@163.com

- 附件：1.山西电网风电场消纳监测统计管理实施细则
（征求意见稿）
- 2.山西电网光伏电站消纳监测统计管理实施细则
（征求意见稿）
- 3.山西电网新能源场站功率预测管理实施细则
（征求意见稿）
- 4.山西电网分布式电源并网技术监督管理实施细则
（征求意见稿）

国家能源局山西监管办公室

2022年7月19日



附件一

山西电网风电场消纳监测统计管理实施细则 （征求意见稿）

第一条 为贯彻落实国家能源局《风电场利用率监测统计管理办法》（国能发新能规〔2022〕49号）的有关要求，建立并完善风电场消纳监测统计体系及信息发布机制，促进风电消纳和风电行业高质量发展，结合山西实际，制定本实施细则。

第二条 本实施细则适用于并入山西电网、由省电力调控中心（以下简称“省调”）直接调度的风电场，地市、县级调度机构调管的风电场、分散式等其他风力发电项目参照执行。

第三条 本实施细则中风电场的受限电量是指排除场内设备故障、缺陷或检修等自身原因影响后，风电场可发而未发出的电量。

第四条 风电企业应在风电场开发建设、设备运维、功率预测等方面，电网企业应在电网规划建设和调度运行管理等方面，分别制定有效措施，共同促进风电消纳。风电场出力受限时，风电企业和电网企业应相互配合做好受限电量统计工作。

第五条 风电场每日受限电量按如下公式计算：

受限电量=受限时段风电场可用机组可发电量-受限时段

风电场的实发电量

其中，风电场可用机组可发电量指风电场内除受场内设备故障、缺陷或检修等因素影响风电机组发电外，剩余可用的风电机组在所处自然条件和设备状态下（不考虑电力系统运行因素影响），在相应时间内理论上可发出的电量。

系统原因受限电量=受限电量-特殊原因受限电量

其中，系统原因受限电量是指风电场受电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行等因素影响可发而未能发出的电量。

第六条 不纳入风电场可用机组可发电量的情况如下：

风电场因风机自身设备故障检修引起的停机，风电场需向省调及时提供相关佐证或说明材料；

风电场因场内集电线路、主变等一次设备故障、检修等引起的风电机组停机，风电场需向省调及时提供相应的检修工作票或故障跳闸佐证或说明材料。

第七条 特殊原因受限电量包括以下情况：

（一）因台风、地震、洪水、覆冰、泥石流、大风超出切出风速、低温雨雪冰冻等不可抗因素导致的风电场出力受限，风电场需向省调提供现场照片等佐证或说明材料；

（二）风电场并网调试阶段导致的风电场出力受阻，风电场需向省调提供并网调试工作票信息；

（三）风电场开展涉网试验、AGC、AVC 系统测试调试

阶段导致的风电场出力受阻，风电场需向省调提供涉网试验、AGC、AVC 测试工作票信息；

（四）风电场以临时方案接入系统时输送功率超过输变电设备送电极限引起的受限，由省调依据临时接入方案的相关内容明确；

（五）风电场出力超出场站并网调度协议载明的装机容量造成的出力受限，省调根据各场站并网调度协议载明的装机容量设置风电场可用出力上限，统计时自动筛查出力超出装机容量的风电场并开展现场超装情况检查；

（六）并网超过 6 个月内仍未完成涉网试验、3 个月内仍未完成 AGC 和 AVC 涉网试验的风电场发生出力受限；

（七）其他功率预测、电网适应性、高低电压穿越、无功补偿等方面并网技术条件不满足相关标准要求的场站发生出力受限；

（八）违反电力监管机构和能源主管部门、电网企业相关并网管理要求或违反调度纪律的场站导致的受限；

（九）由于风电场送出输变电设备正常计划检修造成的出力受限，风电场需配合提供相关检修工作票信息及实际的开工、竣工信息；

（十）并网风电场因未落实并网条件导致的出力受限，如并网批复中包含的调峰资源未能同步投产导致的出力限制等；

（十一）风电场因市场化交易决策不当导致的出力受限，包括经省调认定的因人为修改场站功率预测曲线导致的出力受限，未在省间现货市场足量申报或申报价格未能匹配需求等导致的出力受限等，此类情况由省调定期予以公示；

（十二）因风电场外重大工程施工、重大社会活动、执行特殊保电任务导致的出力受限，如特高压输变电工程建设、技改、消缺等；

（十三）风电场参与辅助服务市场，提供（二次）调频辅助服务期间导致的出力受限等；

（十四）多种特殊原因同时产生受限电量时，统计时按照主要原因归纳为上述某一类情况。

第八条 风电受限电量计算方法主要采用机舱风速法。机舱风速法是指基于风电机组的实际风速-功率曲线，通过实测的机舱风速得出风机理论发电功率，进而计算风电场受限电量的方法。

第九条 风电场受限时段以省调调度自动化 AGC 系统下达限电指令和解除限电指令的时间为准。AGC 指令小于当时风电实际出力时视为该时刻存在限电，应进行标识。省调主站下达 AGC 指令频次为 1min/次，每分钟均需判断限电标识。风电场应按照国家省调 AGC 指令准确记录限电时段、受限出力及原因。

第十条 风电场须配合省调进行非弃限时段可用功率、

理论功率的准确性筛查和校核工作。省调对存在逻辑不合理、死数、缺数等问题的场站公示通报，督导风电场进行数据整改。每次准确性筛查时段的时长不少于6小时。

第十一条 风电场利用率和地区风电利用率区分两种情况按如下公式计算：

（一）考虑全部原因受限电量情况，即含系统原因受限电量和特殊原因受限电量

风电场利用率=风电场实际发电量/风电场可用机组可发电量

地区风电利用率= Σ 风电场实际发电量/ Σ 风电场可用机组可发电量

（二）仅考虑系统原因受限电量情况，不含特殊原因受限电量

风电场利用率=（风电场可用机组可发电量—系统原因受限电量）/风电场可用机组可发电量

地区风电利用率= Σ （风电场可用机组可发电量—系统原因受限电量）/ Σ 风电场可用机组可发电量

风电场利用率的统计和报送主要依据仅考虑系统原因受限电量的情况开展。

第十二条 风电场的发电数据以单个风电场为单元进行报送。各风电场于每月1日8时前将风电场上月月度发电信息表（见附表1-1）报送至省调，5日前在国家可再生能源

信息管理平台 and 全国新能源电力消纳监测预警平台填报。

第十三条 省调负责对调度范围内风电场每月报送的数据进行汇总、整理、分析和校核，在每月 15 日前向国家能源局山西监管办公室报送调度范围风电场月度发电信息报表（见附表 1-2），并向调度范围内各风电场披露。

第十四条 风电场如对省调每月披露结果存在异议，应在 3 个工作日内联系省调进行校验，并向省调提供相关佐证资料；对校验结果仍有异议的，可向国家能源局山西监管办公室申请进一步校核。

第十五条 国家能源局山西监管办公室对风电企业、电网企业执行本办法的相关情况开展监督检查，并依照有关法规对违规行为予以处理。

第十六条 相关单位应严格按照本办法计算风电场消纳情况，如实完整报送统计数据，未按要求报送、弄虚作假、谎报、瞒报的，由国家能源局山西监管办公室按照《电力监管条例》有关规定进行处理。

第十七条 风电场消纳情况发布需遵循国家相关法律法规和保密规定。

附表 1-1

XX 风电场月度发电信息表

XXXX 年 XX 月

单位：万千瓦时、万千瓦

电站名称	项目所在地 (省、市、县)	并网容量	受限电量计算方法	本月可用机组电量	本月实际发电量	本月受限电量	本月受限电量 特殊原因	受限主要原因	备注
XX 风电场									

附表 1-2

山西省调风电月度发电信息表

XXXX 年 XX 月

单位：万千瓦时、万千瓦

序号	电站名称	项目所在地 (省、市、县)	并网容量	受电计算方法	本月可用组发电量	本月实际发电量	本月受电量	本月特殊原因受电量	本月系统原因受电量	受限原因	本年累计受电量	本月利用率	本年累计利用率	备注
1	XX 风电场													
2	XX 风电场													
...														
	合计													

(注：表中风电场利用率为仅考虑系统原因受限电量情况下的利用率)

附件二

山西电网光伏电站消纳监测统计管理实施细则（征求意见稿）

第一条 为贯彻落实国家能源局《光伏电站消纳监测统计管理办法》（国能发新能规〔2021〕57号），建立并完善光伏电站消纳监测统计体系及信息发布机制，促进光伏消纳和光伏行业高质量发展，结合山西实际，制定本实施细则。

第二条 本实施细则适用于并入山西电网、由省电力调控中心（以下简称“省调”）直接调度的集中式光伏电站，地市、县级调度机构调管的光伏电站、分布式等其他光伏发电项目参照执行。

第三条 各光伏电站应按照省调相关要求提供光伏电站基础数据以及满足质量、精度要求的预测和实时运行数据。光伏电站的数据采集和报送以单个光伏电站为单元，具体如下：

（一）光伏电站基础数据：包括光伏电站装机容量、逆变器型号与台数、逆变器容量、逆变器效率、光伏组件型号与数量、光伏组件标准工况下的设备参数、样板逆变器台数及容量等；

（二）光伏电站预测和实时运行数据：包括逆变器功率、发电量、运行状态等，样板逆变器实时出力曲线，光伏电站并网点预测功率、实际功率，光伏电站可用功率，气象监测

数据。数据应实时采集，采集周期根据光伏电站实际情况确定，一般不超过 5 分钟。

第四条 光伏电站可用发电量的计算方法采用气象数据外推法。

第五条 气象数据外推法应综合考虑光伏电站位置、不同光伏组件的特性及安装方式等因素，建立光伏发电单元光电转换模型，得到光伏电站的可用功率。具体计算方法如下：

（一）根据光伏电站气象站的实测水平辐照度和环境温度，将水平辐照度转换为光伏组件斜面的有效辐照度，将环境温度转换为光伏组件面板的有效温度，有条件的宜使用直采光伏组件温度数据；

（二）根据光伏组件标准工况下的设备参数，计算当前气象条件下光伏组件输出的直流功率；

（三）综合考虑光伏组件的有效数量、老化、失配损失、表面尘埃遮挡、光伏电池板至并网点的线路传输及站用电损失、逆变器效率、容配比等因素，得到光伏电站并网点的交流功率。光伏电站并网点交流功率的计算值不应超过光伏电站正常开机运行逆变器总容量。

第六条 光伏电站可用发电量是指排除站内设备故障、缺陷或检修等自身原因引起的发电受阻，不考虑站外约束情况下光伏电站能够发出的电量。

第七条 不纳入光伏电站可用发电量的情况如下：

(一) 光伏电站因自身设备故障检修引起的停机，光伏电站需向省调提供相关佐证或说明材料；

(二) 光伏电站因场内集电线路、主变等一次设备故障、检修引起的组件停机，光伏电站需向省调提供相应的检修工作票或故障跳闸佐证或说明材料。

第八条 光伏电站受限电量是指排除站内设备故障、缺陷或检修等自身原因影响后可发而未发出的电量。光伏电站因系统原因受限电量是指光伏电站受电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行等因素影响可发而未发出的电量。

第九条 受限电量计算公式如下：

受限电量=可用发电量-实际发电量

因系统原因受限电量=可用发电量-实际发电量-特殊原因受限电量。

第十条 特殊原因受限电量包括以下情况：

(一) 因台风、地震、洪水、覆冰、泥石流、大雪等不可抗因素导致的光伏电站出力受限，光伏电站需向省调提供现场照片等佐证或说明材料；

(二) 光伏电站涉网试验、AGC、AVC 系统测试阶段导致的光伏电站出力受限，光伏电站需向省调提供涉网试验、AGC、AVC 测试工作票信息；

(三) 光伏电站并网调试阶段导致的其出力受限，光伏

电站需向省调提供并网调试工作票信息；

（四）光伏电站以临时方案接入系统时，输送功率超过输变电设备送电极限引起的受限，由省调依据临时接入方案的相关内容明确；

（五）光伏电站出力超出场站并网调度协议载明的装机容量造成的出力受限，由省调根据各场站并网调度协议载明的装机容量设置光伏电站可用出力上限，统计时筛查出力超出装机容量的光伏电站并开展现场超装情况检查；

（六）并网超过6个月内未完成涉网试验、3个月内未完成AGC和AVC涉网试验的光伏电站发生的出力受限；

（七）其他功率预测、电网适应性、高低电压穿越、无功补偿等方面技术条件不满足相关标准要求的场站发生出力受限；

（八）违反电力监管机构和主管部门、电网企业相关并网管理要求或违反调度纪律的场站导致的受限；

（九）由于光伏电站送出输变电设备正常计划检修造成的出力受限，光伏电站需配合提供相关检修工作票信息及实际的开工、竣工信息；

（十）并网光伏电站因未落实并网条件导致的出力受限，例如并网批复中包含的调峰资源不能同步投产导致的出力限制等；

（十一）光伏电站因市场化交易决策不当导致的出力受

限，包括经省调认定人为修改场站功率预测曲线导致的出力受限、未在省间现货市场足量申报或申报价格未能匹配需求等导致的出力受限等，此类情况由省调定期予以公示；

（十二）因光伏电站外重大工程施工、重大社会活动、执行特殊保电任务导致的出力受限，如特高压输变电工程建设、技改、消缺等；

（十三）多种特殊原因同时产生受限电量时，统计时按照主要原因归纳为上述某一类情况。

第十一条 光伏电站的受限时段以省调自动化系统自动控制（AGC 系统）下达的限电指令和解除限电指令时间为准。AGC 指令小于光伏实际出力时视为该时刻存在限电，应进行标识。主站 AGC 下达指令频次为 1min 每次，每分钟均需判断限电标识。光伏电站应按照省调 AGC 指令准确记录限电时间、受限出力及原因。

第十二条 光伏电站须配合省调进行非弃限时段可用功率、理论功率准确性筛查和校核工作。光伏电站可用发电量与非限电时段实际发电量的相对误差原则上不应超过 5%。省调对存在逻辑不合理、死数、缺数、可用发电量与非限电时段实际发电量最大误差偏差超过 5%的光伏电站进行公示通报。被通报光伏电站应在两个工作日内进行整改，如采取调整气象数据外推法的参数和策略等措施。每次准确性筛查时段时长不少于 6 小时。

第十三条 光伏电站每日受限电量按如下公式计算：

受限电量=受限时段光伏电站可用发电量-受限时段光伏电站实发电量

第十四条 单个光伏电站和地区利用率计算公式如下：

单个光伏电站利用率=光伏电站实际发电量/光伏电站可用发电量

地区光伏电站利用率= Σ 光伏电站实际发电量/ Σ 光伏电站可用发电量

地区光伏发电利用率=(Σ 光伏电站实际发电量+ Σ 分布式及其他光伏发电项目发电量)/(Σ 光伏电站可用发电量+ Σ 分布式及其他光伏发电项目发电量)

第十五条 仅考虑系统原因单个光伏电站和地区利用率计算公式如下：

仅考虑系统原因单个光伏电站利用率=(光伏电站可用发电量-因系统原因光伏电站受限电量)/光伏电站可用发电量

仅考虑系统原因地区光伏电站利用率= Σ (光伏电站可用发电量-因系统原因光伏电站受限电量)/ Σ 光伏电站可用发电量

仅考虑系统原因地区光伏发电利用率=(Σ (光伏电站可用发电量-因系统原因光伏电站受限电量)+ Σ 分布式及其他光伏发电项目发电量)/(Σ 光伏电站可用发电量+ Σ 分布

式及其他光伏发电项目发电量)。

光伏发电利用率的统计和报送主要依据仅考虑系统原因受限电量的情况开展。

第十六条 地区分布式及其他光伏发电项目产生受限电量时，应将分布式及其他光伏发电项目受限电量纳入利用率统计。

第十七条 光伏电站应配合省调加强光伏电站消纳监测工作，每月 1 日 8 时前填写上月消纳数据统计表（附表 2-1），与运行数据一并报送至省调。

第十八条 省调对光伏电站运行数据进行监测、归集、整理、校核，开展光伏电站消纳监测统计相关工作，并于每月 8 日前向光伏电站披露消纳数据统计表（附表 2-2）。

第十九条 光伏电站通过全国新能源电力消纳监测预警平台，按月报送各光伏电站的可用发电量、实际发电量、受限电量等消纳统计数据。对省调披露结果存在异议的，每月 10 日前向省调反馈。

第二十条 省调应于每月 15 日前，依据《光伏电站消纳利用率计算导则》开展相关计算，将调度管辖区域内的光伏电站可用发电量、实际发电量、受限电量、利用率等消纳统计数据，及分布式及其他光伏发电项目消纳数据统计表（附表 2-3），报送国家能源局山西监管办公室。省调保留光伏电站运行相关数据不少于 3 年，以备抽查。

第二十一条 相关单位应严格按照本实施细则开展光伏电站消纳监测统计，如实完整报送统计数据。未按要求报送、弄虚作假、谎报、瞒报的，将公示通报，并由国家能源局山西监管办公室按照《电力监管条例》有关规定进行处理。

附表 2-1

XX 光伏电站 XX 年 XX 月 消纳数据统计表

光伏电站名称	是否为市场化并网项目	装机容量 (万千瓦)	可用发电量 (万千瓦时)	实际发电量 (万千瓦时)	受限电量 (万千瓦时)	受限原因	备注

附表 2-2

山西省调 XX 年 XX 月光伏电站消纳数据统计表

光伏电站 名称	是否为市场化合 网项目	装机容量 (万千瓦)	可用发电量 (万千瓦时)	实际发电量 (万千瓦时)	受限电量 (万千瓦时)	特殊原因受限 电量 (万千瓦时)	因系统原因受限 电量 (万千瓦时)	受限 原因	备注

附表 2-3

山西电网 XX 年 XX 月分布式及其他光伏发电项目消纳数据统计表

分布式及其他光伏发电项目装机容量 (万千瓦)	实际发电量 (万千瓦时)

附件三

山西电网新能源场站功率预测管理实施细则 (征求意见稿)

第一条 为进一步提升山西电网新能源功率预测精度，保障电力有序供应、助力新型电力系统建设，依据国标《风电场接入电力系统技术规定 第1部分-陆上风电》(GB/T 19963.1-2021)等文件要求，在《山西电网并网新能源电站功率预测系统接入和运行管理办法》(晋监能市场〔2018〕199号)的基础上，进一步细化对新能源场站的功率预测技术标准，结合当前山西电网新能源发展实际，制定本细则。

第二条 本实施细则适用于接入山西电网由省调直调的风电场和集中式光伏电站等，分散式风电、分布式及其他光伏发电项目参照执行。

第三条 新能源场站应配置符合标准要求的风电功率预测系统。风电功率预测系统应具备0小时—240小时(168小时)中期新能源功率预测、0小时—72小时短期新能源功率预测以及15分钟—4小时超短期新能源功率预测功能，预测时间分辨率不应低于15分钟。

第四条 新能源场站每日需在08:00和17:00之前向省调各上报一次中期和短期新能源功率预测结果，每15分钟向省调上报一次超短期功率预测结果。

第五条 新能源场站每日需在 08:00 和 17:00 之前向省调各上报一次未来 72 小时和未来 240 小时（168 小时）的预计开机容量曲线（剔除计划检修、非计划检修等站内受阻因素）；每 15 分钟向省调上报一次未来 4 小时的预计开机容量曲线；开机容量数据的时间分辨率不应低于 15 分钟。

第六条 新能源场站中期预测结果，第十日（第 217 小时—240 小时）的月平均准确率应不低于 70%，平均合格率应不低于 70%，月平均上报率 100%。

第七条 新能源短期预测结果，日前月平均准确率应不低于 85%，日前预测月平均合格率应不低于 85%，月平均上报率 100%。

第八条 新能源超短期预测结果，第 4 小时预测月平均准确率应不低于 90%，第 4 小时预测月平均合格率应不低于 90%，月平均上报率 100%。

第九条 电网晚高峰和低谷时段新能源日前功率预测最大绝对值准确率应不低于 85%。

第十条 新能源功率预测系统应具备在新能源功率受限、场站故障或检修等非正常停机情况下功率预测的功能。

第十一条 新能源功率受限时进行预测精度计算时，应使用可用功率代替实际功率。

第十二条 新能源场站应建立包含特殊灾害、极端天气预

报等因素在内的特殊模型的，特别需考虑覆冰凝冻、降雪，以及沙尘、雷雨等天气情况。特殊灾害天气下，各场站应注意预计可用容量的填报，不断加强灾害天气下的预测精度。

第十三条 发生特殊灾害天气时，应按照电力调度机构要求进行完整的数据收集、分析、整理和报送工作。

第十四条 电力调度机构遵循“公开、公平、公正”原则，对所辖新能源场站分析评价结果及考核建议进行信息披露。对准确性指标和运行参数进行评价，并依据相关规定向监管机构报送考核建议。

第十五条 新能源场站人为修改功率预测数据视为违反调度纪律。当新能源场站连续两个考核周期内的功率预测指标不满足本办法评价指标时，在全省范围内进行通报并提出相应的处理建议。

附件四

山西电网分布式光伏并网技术监督管理实施细则（征求意见稿）

第一条 为进一步加强分布式电源并网安全管理，推动分布式光伏特别是整县屋顶光伏的安全有序发展，结合山西实际，制定本细则。

第二条 本细则适用于通过35千伏及以下电压等级接入电网的分布式光伏项目，包括两类：第一类是通过10（6）千伏电压等级接入公共电网的分布式光伏项目，以及部分通过35千伏电压等级并网的非省调直调的分布式光伏项目（以下称第一类项目）；第二类是通过380伏电压等级并网，以及部分通过10（6）千伏电压等级接入用户侧的分布式光伏项目（以下称第二类项目）。

第三条 第一类项目应严格遵守《电力系统安全稳定导则》（GB 38755-2019）、《光伏发电并网逆变器技术要求》（GB/T 37408-2019）、《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T 19964-2012）、《分布式电源并网技术要求》（GB/T 35593-2017）等标准的要求。

第四条 第一类项目在并网技术要求方面，应具备低电压穿越、高电压穿越、有功功率控制、电压调节、功率预测等功能，宜具备一次调频功能，应满足本地电网分布式光伏并网技

术要求，并与电网安全稳定控制要求相配合。在并网安全要求方面，应配置独立的防孤岛保护装置，并网逆变器等涉网设备（装置）的保护参数整定、涉网保护配置和定值整定、防雷接地等应满足相关电力安全规范要求。

第五条 第二类项目应严格遵守《分布式电源并网技术要求》（GB/T 35593-2017）、《村镇光伏电站集群控制系统功能要求》（GB/T 36116-2018）、《光伏发电系统接入配电网技术规定》（GB/T 29319-2012）等标准的要求。

第六条 第二类项目在并网技术要求方面，10（6）千伏电压等级接入的分布式光伏项目应具备与电力调度机构之间进行数据通信的能力，应具备耐受系统电压、频率波动的能力，宜具备有功功率调节和功率预测的能力。在并网安全要求方面，应具备快速检测孤岛的能力，避免出现孤岛运行方式，防孤岛逻辑判据及保护定值应设置合理，孤岛检测不应影响分布式光伏的频率电压耐受能力，并与电网安全稳定控制要求配合。逆变器等涉网设备（装置）的保护参数整定、涉网保护配置和定值整定、防雷接地等应满足相关电力安全规范要求。

第七条 以下技术要求如无明确说明，均指第一类项目。第二类项目可参照执行。

第八条 分布式光伏逆变器宜具有一次调频控制功能，当系统频率偏差值大于 0.03Hz，逆变器应能调节有功输出，具体

要求如下：

(1) 当系统频率上升时，逆变器应减少有功输出，有功出力最大减少量为 $20\%P_N$ ；

(2) 当系统频率下降时，逆变器配有储能设备时可增加有功输出；

(3) 一次调频的调差率应可设置；

(4) 一次调频控制响应时间不应大于 500ms ，调节时间不应大于 2s 。

第九条 分布式光伏逆变器应具备低电压穿越能力和高电压穿越能力。低电压穿越期间未脱网的逆变器，自故障清除时刻开始，以至少 30% 额定功率/秒的功率变化率平滑恢复至故障前的值。故障期间有功功率变化值小于 $10\%P_N$ 时，可不控制有功功率恢复速度。高电压穿越期间未脱网的逆变器，其电网故障期间输出的有功功率应保持与故障前输出的有功功率相同，允许误差不应超过 $10\%P_N$ 。

第十条 分布式光伏项目有功控制应具备以下两种。一是给定值控制，分布式光伏逆变器应具备有功功率连续平滑调节的能力，能接受功率控制系统指令调节有功功率输出值。控制误差应不大于逆变器额定有功功率的 $\pm 1\%$ ，响应时间不应大于 1s 。二是停机变化率控制，分布式光伏逆变器应能设置启停机时有功功率的变化速度，启动和停机时有功功率控制误差不应

超过额定有功功率的±5%，启动和停机过程中交流侧输出的最大峰值电流不应超过额定交流峰值电流的1.1倍。

第十一条 分布式光伏无功功率应满足如下要求：

(1) 无功容量。分布式光伏逆变器无功功率输出宜在规定的范围内动态可调。

(2) 无功控制。分布式光伏逆变器应具有多种无功控制模式，包括电压/无功控制、恒功率因数控制和恒无功功率控制等，具备接受功率控制系统指令并控制输出无功功率的能力，具备多种控制模式在线切换的能力。无功功率控制误差不应大于逆变器额定有功功率的1%，响应时间不应大于1s。

第十二条 分布式光伏项目并网点稳态电压应能在0.85~1.1p.u.额定电压范围内正常运行；分布式光伏逆变器应能在0.9~1.1p.u.额定电压范围内正常运行。

第十三条 分布式光伏逆变器应48.5Hz~50.5Hz流侧频率范围内运行。

第十四条 分布式光伏项目功率预测应满足如下要求：

(1) 分布式光伏项目应具备0~72小时短期功率预测的能力和15分钟~4小时超短期功率预测的能力。

(2) 分布式光伏项目每15分钟自动向电力调度机构滚动上报未来15分钟~4小时功率预测曲线，预测值的时间分辨率为15分钟。

(3) 分布式光伏项目每天按照电力调度机构规定的时间上报次日 0 时~24 时功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min。

第十五条 分布式光伏项目（不含出力受控时段）的短期预测月平均绝对误差应小于 0.15，月合格率应大于 80%；超短期预测第 4 小时月平均绝对误差应小于 0.10，月合格率应大于 85%。

第十六条 分布式光伏项目应向电力调度机构报送以下信号：

- (1) 分布式光伏项目并网点电压、电流、频率；
- (2) 分布式光伏项目主升压变压器高压侧出线的有功功率、无功功率、发电量；
- (3) 分布式光伏项目高压断路器和隔离开关的位置；
- (4) 分布式光伏项目主升压变压器分接头档位；
- (5) 分布式光伏项目的实时辐照度、环境温度。

第十七条 整县屋顶分布式光伏发电项目，应参照集中式光伏场站建设标准，建设自有监控系统以整体接入电网调度控制平台，具备实时运行信息采集、监视、控制等功能，项目应按标准具备频率、电压耐受能力。集中监控系统应与首批光伏发电项目同步投运。

第十八条 整县屋顶分布式光伏发电项目，应配置统一的

发电功率预测系统，实现中长期、短期、超短期发电功率预测曲线展示及上传功能。

第十九条 整县屋顶分布式光伏发电项目，应配置相应的运维技术人员，确保光伏发电安全可靠运行。