

分布式光伏规范化开发建设指引(试行)

(2025 版)

目 录

1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语与定义	4
4 总则	6
5 项目立项	9
6 本体设计	11
7 接网方案	18
8 工程建设	53
9 并网调试	60
10 工程验收	61
11 运行维护	64
12 结算与监察	69
13 项目评价	70

分布式光伏规范化开发建设指导规范

1 范围

为贯彻落实国家“碳达峰、碳中和”的战略要求，促进山西能源清洁低碳转型，规范分布式光伏开发行为，为山西省分布式光伏安全、规范、健康、有序发展提供科学依据，依据现行国家标准，制定本规范，未尽事宜按照国家及行业政策标准执行。

本规范规定了分布式光伏开发相关的术语与定义，从项目立项、本体设计、接网设计、工程建设、并网调试、工程验收、运行维护、结算与监察、项目评价等方面提出开发指导规范。本规范提到的分布式光伏开发项目主要指利用居住用地、公共管理与公共服务用地、商业服务业设施用地、工业用地、物流仓储用地、道路交通设施用地和企业厂房等建筑物建设的分布式光伏发电项目。

本规范适用于接入配电网的光伏发电设施开发建设。

2 规范性引用文件

下列文件对于本指导规范的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本规范。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本规范。

GB 5079-2012 光伏电站施工规范

GB 50797-2012 光伏电站设计规范

GB 50368-2005 住宅建筑规范

GB 50057-2010 建筑物防雷设计规范

GB 50171-2012 电气装置安装工程盘、柜及二次回路施工及验收规范

GB 50254-2014 电气装置安装工程低压电器施工及验收规范

GB/T 50796-2012 光伏发电工程验收规范

GB/T 33593-2017 分布式电源并网技术要求

GB/T 37408-2019 光伏发电并网逆变器技术要求

GB/T 51338-2018 分布式电源并网工程调试与验收标准

GB 51048-2014 电化学储能电站设计规范

GB/T 36547-2024 电化学储能系统接入电网技术规定

GB/T 36558-2023 电力系统电化学储能系统通用技术条件

GB/T 51250 微电网接入配电网系统调试与验收规范

GB/T 19964-2024 《光伏电站接入电力系统技术规定》

GB/T 29321 《光伏电站无功补偿技术规范》

GB/T 51368-2019 建筑光伏系统应用技术标准

GB/T 20047.1-2006 光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求

GB 50017-2017 钢结构设计标准

GB 50217-2018 电力工程电缆设计标准

GB/T 31464-2022 电网运行准则

GB/T 50169-2016 电气装置安装工程 接地装置施工及验收
规范

GB/T 33599 光伏电站并网运行控制规范

GB/T 34936-2017 光伏电站汇流箱技术要求

NB/T 32015 分布式电源接入配电网技术规定

NB/T 32025-2015 光伏发电调度技术规范

DL/T 2246.1~2246.9 电化学储能电站并网运行与控制技术
规范

DL/T5810-2020 电化学储能电站接入电网设计规范

DL/T 5542-2018 配电网规划设计规程

DL/T 5729-2023 配电网规划设计技术导则

DL/T969 变电站运行导则

DL/T 1253-2013 电力电缆线路运行规程

DL/T 741 架空输电线路运行规程

DL/T 623 电力系统继电保护及安全自动装置运行评价规程

DL/T 584 3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程

DL/T 544 电力通信运行管理规程

DL/T 5222 导体和电器选择设计技术规定

Q/GDW 11147 分布式电源接入配电网设计规范

Q/GDW 11120 接入分布式电源的配电网继电保护和安全自动装置技术规范

《中华人民共和国能源法》

《中华人民共和国可再生能源法》

《分布式光伏发电开发建设管理办法》

《电网公平开放监管办法》

3 术语与定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.2 分布式光伏发电 distributed photovoltaic (PV) generation

在用户侧开发、在配电网接入、原则上在配电网系统就近平衡调节的光伏发电设施。

3.3 并网逆变器 grid-connected inverter

将来自光伏方阵或光伏组件的直流电转换为符合电网要求的交流电并馈入电网的设备。

3.4 光伏组件 PV module

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电流输出的、最小不可分割的太阳电池组合装置。

3.5 汇流箱 combiner box

在光伏发电系统中将若干个光伏组件串并联汇流后接入的装置。

3.6 储能装置 energy storage device

储存电能或其他能量的装置。

3.7 专线接入 special interconnection

接入点处设置了专用开关设备（间隔）的接入方式，如分布式光伏通过专用线路直接接入变电站、开关站、配电室母线或环网单元等方式。

3.8 并网点 point of interconnection

对于有升压站的光伏发电系统，指升压站高压侧母线或节点。对于无升压站的光伏发电系统，指光伏发电系统的输出汇总点。

3.9 “T” 接 T-type interconnection

接入点处未设置专用开关设备（间隔）的接入方式，如分布式光伏通过 T 接接入架空线路或电缆分支箱的方式。

3.10 孤岛 islanding

包含负荷和电源的部分电网，从主网脱离后继续孤立运行的状态。

注：孤岛可分为非计划性孤岛和计划性孤岛。非计划性孤岛指的是非计划、不受控地发生孤岛。计划性孤岛指的是按预先配置的控制策略，有计划地发生孤岛。

3.11 防孤岛 anti-islanding

防止非计划性孤岛现象的发生。

3.12 公共连接点 point of common coupling

用户接入公共电网的连接处。

4 总则

4.1 分布式光伏建设应符合城乡总体规划，并与周边建筑物、景观等相协调、安全美观、有序发展。

4.2 分布式光伏开发应避免远距离、跨区域、跨电压送电，遵循“统筹规划、就近消纳、就地平衡”的原则，服务于山西能源清洁低碳转型。

4.2 分布式光伏发电分为自然人户用、非自然人户用、一般工商业和大型工商业四种类型。建筑物及其附属场所应当位于同一用地红线范围内。

4.2.1 自然人户用分布式光伏是指自然人利用自有住宅、庭院投资建设，与公共电网连接点电压等级不超过 380 伏的分布式光伏；

4.2.2 非自然人户用分布式光伏是指非自然人利用居民住宅、庭院投资建设，与公共电网连接点电压等级不超过 10 千伏（20 千伏）、总装机容量不超过 6 兆瓦的分布式光伏；

4.2.3 一般工商业分布式光伏是指利用党政机关、学校、医院、市政、文化、体育设施、交通场站等公共机构以及工商业厂房等建筑物及其附属场所建设，与公共电网连接点电压等级不超过 10 千伏、总装机容量原则上不超过 6 兆瓦的分布式

光伏；

4.2.4 大型工商业分布式光伏是指利用建筑物及其附属场所建设，接入用户侧电网或者与用户开展专线供电（不直接接入公共电网且用户与发电项目投资方为同一法人主体），与公共电网连接点电压等级为 35 千伏、总装机容量原则上不超过 20 兆瓦或者与公共电网连接点电压等级为 110 千伏、总装机容量原则上不超过 50 兆瓦的分布式光伏。

4.3 分布式光伏发电上网模式包括全额上网、全部自发自用、自发自用余电上网三种。

4.3.1 自然人户用、非自然人户用分布式光伏可选择全额上网、全部自发自用或者自发自用余电上网模式。

4.3.2 一般工商业分布式光伏可选择全部自发自用或者自发自用余电上网模式；采用自发自用余电上网的，年自发自用电量占发电量的比例，具体按照山西省能源主管部门确定的比例执行。

4.3.3 大型工商业分布式光伏原则上选择全部自发自用模式；也可采用自发自用余电上网模式参与现货市场。

4.4 分布式光伏发电项目应当按照“谁投资、谁备案”的原则确定备案主体。

4.5 根据政府能源电力主管部门统筹指导，参与分布式光伏开发的供电企业、投资主体、设备厂商、有资质的检测机构、设计/安装/施工单位等相关单位相互协调配合，加强资源整合的

科学性，有效实现集约开发，并对开发项目安全质量进行监督，共同营造分布式光伏开发健康发展的环境。

4.6 所有新建、扩建或改建的分布式光伏开发项目应严格履行备案、设计、施工、调试和验收程序，并建立相关档案。

4.7 分布式光伏开发投资主体应及时办理接网相关手续，项目备案后抓紧落实各项建设条件并尽快开工，合理安排建设进度，确保项目及时落地。为防止占用开放容量，分布式光伏开发项目应在备案后一年内建成投产。分布式光伏发电项目投资主体应当在满足电网安全运行的前提下，统筹考虑建设条件、电网接入点等因素，结合实际合理选择接入系统设计方案。分布式光伏开发项目投资主体严禁私自增加并网容量，未经许可严禁私自供给其他用电户。

4.8 电网企业应当针对不同类型的分布式光伏发电项目制定差异化接入电网工作制度，合理优化或者简化工作流程，及时公布可开放容量、技术标准规范等信息，提供“一站式”办理服务，落实接入服务责任，提升接入服务水平。

4.9 分布式光伏发电项目投资主体是项目的安全生产责任主体，必须贯彻执行国家及行业安全生产管理规定，依法加强项目建设运营全过程的安全生产管理。承担分布式光伏发电安全生产监管职责的有关方面应当建立协同配合机制，依法依规依职责分工加强监管。

5 项目立项

5.1 分布式光伏开发项目建设前应履行项目备案手续,并取得备案证明。

5.2 分布式光伏开发投资主体必须对提报的备案材料真实性负责,不得弄虚作假,一经发现撤销备案。

5.3 分布式光伏开发投资主体向市(县、区)级行政审批部门提交分布式光伏发电项目备案申请表。

(a) 符合建筑等设施安装光伏发电系统相关规定的项目方案:

(b) 项目占用场所使用证明;

(c) 地方政府根据有关规定要求提供的其它材料。

5.4 分布式光伏开发项目备案时,应充分参考区域电网的承载能力确定备案容量。

5.5 分布式光伏开发项目备案时,备案机关应就安全管理和质量管控等企业需要履行的相关责任和义务进行书面告知。

5.6 自然人分布式光伏项目备案由自然人选择备案方式,可由电网企业集中代理备案,也可由自然人自行备案,由行政审批部门出具备案文件。建议提前准备申请人有效身份证明、自有住宅权属证明、拟建项目自投资说明等材料。市(县、区)备案机关应该明确办理时限及标准。

5.8 分布式光伏开发项目完成备案后,项目单位应抓紧落实

各项建设条件，在办理完成相关法律法规要求的各项建设手续后方可开工建设，并与电网企业做好接入工作的衔接。

5.9 分布式光伏开发项目投资主体须到辖区供电企业办理接入系统方案，须提供以下材料，并对以下材料真实性负责。

（a）自然人申请需要提供资料：申请人有效身份证件（身份证、护照、户口簿或公安机关户籍证明等）；房屋产权证明（乡镇（街道）及以上政府房管、城建等部门开具的房屋产权合法证明）等项目合法性支持性文件，若委托他人办理业务，还需提供经办人的身份证原件及复印件和授权委托书。

（b）法人申请需提供资料：申请人有效身份证件（身份证、护照、户口簿或公安机关户籍证明等）；企业法人主体证明、物权证明（房产证、不动产、由乡镇及以上人民政府出具的房屋归属证明文件之一，若租用还需要提供场地租用相关协议）等分布式光伏项目备案证明材料项目合法性支持性文件；发电项目（多并网点 380/220 伏接入、10 千伏及以上接入）前期工作及接入系统设计所需资料；地面分布式光伏项目需要提供市级政府能源主管部门同意项目开展前期工作的批复；用户电网相关资料（仅适用大工业客户）。合同能源管理项目、公共屋顶光伏项目，还需提供建筑物及设施使用或租用协议；若委托他人办理业务，还需提供经办人的身份证原件及复印件和授权委托书。

5.10

6 本体设计

6.1 本体设计一般要求：

6.1.1 分布式光伏设计使用年限不应小于 25 年。

6.1.1 分布式光伏应考虑所在建筑以及周围工矿企业对系统的影响等条件，宜避开空气经常受到悬浮物、热量或腐蚀性气体影响的地区，抗震设防应符合该地区抗震设防烈度的要求。

6.1.1 分布式光伏所依托的建筑物应该具有合法性，严禁依附违章建筑物建设；分布式光伏依托的住宅应具有不动产权证明或乡镇及以上政府出具的房屋证明。对于居民用户，若屋顶面积受限，也可利用户内闲置用地建设分布式光伏。

6.1.1 在建筑物屋顶上安装分布式光伏发电系统，不应影响建筑的采光、通风以及原有排水系统的正常运行，不应引起建筑物能耗的增加。

6.1.1 分布式光伏发电系统设计应符合构件的各项物理性能要求，根据当地的特点，作为建筑构件的光伏发电组件应采取相应的防冻、防冰雪、防过热、防雷、抗风、抗震、防火、防腐蚀等技术措施。

6.1.1 分布式光伏发电系统应采取必要的安全防护措施，所选用的电气设备，在其外壳的显著位置应有防触电警示标识。

6.1.1 分布式光伏发电系统中各部分设计应结合性能要求、功能特性选用相应的设备和材料。

6.1.1 分布式光伏发电系统电气设备布置，应符合带电设备安全防护距离要求，并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施

6.2 光伏组件与光伏方阵

6.2.1 光伏组件形式与光伏方阵设计选择应符合 GB/T 51368-2019、GB 50797-2012 和 GB/T 20047.1 相关要求。

6.2.2 光伏组件类型、规格，根据安装位置经技术经济比较，可选取晶体硅、薄膜或其他类型组件。

6.2.3 光伏组件的数量、安装位置、安装方式和安装面积应充分考虑光照条件、地区电网消纳能力、负荷性质和系统运维等因素。

6.2.4 光伏方阵中，同一光伏组件串中各光伏组件的电气性能参数应保持一致，选用同一规格、同一品牌的产品。

6.2.5 光伏组件选型应遵循简洁化、一体化原则，优先选用表面平整、边框简约的产品，避免复杂装饰结构。组件颜色需与周边环境及建筑风格相协调，确保组件颜色在自然景观、城市建筑等不同场景下均能实现视觉和谐，避免对周边居民生活、交通运行及动植物生态造成干扰。在森林、山地等自然生态区域，宜采用深灰、墨绿等低饱和度、接近自然色系的组件；在城市商业区、现代建筑群周边，可选用银灰、浅蓝等具有现代感的颜色。

6.2.6 与公用建筑、工商业厂房、居民屋顶等建构物相结合的光伏发电系统的光伏方阵应结合太阳能辐射度、风速、雨水、积雪等气候条件及建筑朝向、屋顶结构等因素进行设计，同时需要根据不同建筑的日照标准要求，确保在全年日照周期内，光伏方阵不会对周边建筑物的日照、采光及通风产生遮挡影响，经技术经济比较后，确定方位角、倾角和方阵行距。

6.2.7 农村屋顶分布式光伏发电项目建设和在屋顶安装时，其最高点距离屋顶平面不得超过 1.5 米；在庭院地面安装时，需采用支架固定，最高点高度不得超过 2.5 米，以避免影响周边村民的采光和通行。建设高度宜与周边的房屋、树木等环境要素相协调，保持村庄整体景观的和谐统一。

6.3 光伏支架

6.3.1 光伏支架材料宜采用钢材，且应符合 GB 50017 的相关要求。选用其他材质的，支架结构设计应符合相应标准要求。

6.3.2 光伏支架应结合工程实际选用相应的结构方案和构造措施，保证支架结构在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性和刚度要求，并符合抗震、抗风和防腐等要求。

6.3.3 光伏支架基础应按承载能力极限状态和正常使用极限状态进行设计，使用年限不应小于光伏系统组件设计使用年限。

6.3.4 光伏支架、支撑金属件及其连接点，应具有承受自重、风荷载、雪荷载、检修荷载和抗震能力。

6.3.5 光伏支架的安全等级为三级，结构重要性系数不应小于 0.95。支架基础的安全等级不应小于上部支架结构设计安全的等级，结构重要性系数对于光伏支架基础不应小于 0.95。

6.4 防雷、过电压保护与接地

6.4.1 分布式光伏开发项目电气装置的过电压保护和接地应符合 GB/T 50169 相关规定。

8.4.2 与建构筑物相结合的分布式光伏开发发电系统防雷设计,建构筑物 and 光伏系统的防雷等级分类及防雷措施应符合 JGJ 16 和 GB 50057 的有关要求；当无法利用相结合的建构筑物原防雷设施时，应新增防雷设施。

6.4.3 光伏方阵场地内应设置接地网，接地网除应采用人工接地极外，还应充分利用支架基础金属构件等金属构件；接地线应连续、可靠，工频接地电阻应满足相关接地要求。

6.4.4 接地干线（网）应在不同的两点及以上与接地网连接或与原有建构筑物防雷接地网连接，连接应牢固可靠，不得采用铝导体做接地体或接地线。与原有建构筑物防雷接地网连接应采用焊接，焊接质量应符合要求，不应出现错位、平行和扭曲等现象，焊接点应做好防腐处理，在直线段上不应有高低起伏及弯曲等现象。

6.4.5 带边框的组件、所有支架、电缆的金属外皮、金属保护管线、桥架、电气设备外壳、基础槽钢和需接地的装置都应

与接地干线（网）牢固连接，并对连接处做好防腐处理措施。

6.4.6 接地线不应做其他用途。

6.5 电缆选型与敷设

6.5.1 分布式光伏开发项目电缆的选择与敷设，应符合 GB500217、DL/T 5222 的相关要求；电缆的电压等级应不低于系统最高电压，电缆截面应进行技术经济比较选择确定。

6.5.2 分布式光伏开发发电系统中使用电缆宜选用 C 类及以上阻燃电缆。

6.5.3 电缆敷设可采用直埋、保护管、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式，动力电缆和控制电缆宜分开排列，电缆沟不得作为排水通道；电缆保护管宜隐蔽敷设并采取保护措施。

6.5.4 光伏组件之间及组件与汇流箱之间的电缆应有固定措施，且应具有防水、防紫外线性能。

6.5.5 直流侧电缆宜选用 2 芯电缆，也可选用单芯电缆；直流电缆耐压等级应达到光伏方阵最大输出电压的 1.25 倍及以上；额定载流量应高于短路保护电气整定值，线路损耗应控制在 2% 以内；短路保护电气分断能力应达到光伏方阵的标称短路电流的 1.25 倍及以上。

6.6 配电箱

6.6.1 配电箱应根据使用环境、柜体型式、安装方式、电压等级、绝缘等级、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定

电流等技术条件进行选择。

8.6.2 配电箱必须经过中国强制性产品认证，箱体材质要求使用不锈钢材质或 SMC 材质，钢板厚度不小于 2.0mm；表面加工等级：2D 或 2B；所有外边必须打磨圆滑，表面应平整光亮，永不生锈；箱体应密封良好，且应能防风沙、防腐、防潮，防护等级满足 IP54 的要求。

6.6.3 配电箱内应配备符合安全需求的刀闸、断路器、浪涌保护器、自复式过欠压保护器等。

6.6.4 配电箱接地要求：（1）箱内应提供专用的接地端子或接地处，接地端子应是螺栓式，适合于扁钢连接，接地处应有明显的接地符号或接地字样。导电接触面必须保持清洁，可与镀锌槽钢直接导通，使用 M12 螺栓紧固，直接接入主地网，接地引下线导电体截面不得小于 50mm^2 ，必要时进行导通试验。

（2）箱体内接地铜排应使用搪锡铜排，截面不小于 120mm^2 ，且应与箱体在电气上应有绝缘隔离，并直接接入主地网。（3）箱门接地使用多芯软铜导线与箱体相连，绝缘 600V，截面不小于 4mm^2 ，使用 M4 以上的螺栓紧固，线头要求压接，接地导线预留长度要方便门的开启。

6.7 汇流箱

6.7.1 汇流箱的相关技术要求应符合 GB/T 34936 要求。

6.7.2 汇流箱应根据型式、绝缘水平、电压、温升、防护等

级、输入输出回路数、输入输出额定电流等技术条件进行选择。

6.7.3 汇流箱应按环境温度、相对湿度、海拔高度、污秽等级、地震烈度等使用环境条件进行性能参数校验。

6.7.4 汇流箱应具有相应保护功能：（1）应设置防雷保护装置。（2）汇流箱的输入回路宜具有防逆流及过流保护；对于多级汇流光伏发电系统，如果前级已有防逆流保护，则后级可不作防逆流保护。（3）汇流箱的输出回路应具有隔离保护措施。（4）宜设置监测装置。

6.7.5 室外汇流箱应有防腐、防锈、防暴晒等措施，箱体防护等级不低于 IP54。

6.8 逆变器

6.8.1 分布式光伏开发项目中的并网逆变器应满足 GB/T 37408 中的相关技术要求。

6.8.2 逆变器外壳防护等级应符合 GB/T4028 的相关要求，户外型应不低于 IP54，户内型应不低于 IP20 要求。

6.8.3 逆变器的配置容量应与光伏方阵的安装容量相匹配，数量应根据光伏装机容量及单台逆变器额定容量确定。

6.8.4 逆变器允许的最大直流输入功率应不小于其对应的光伏方阵的实际最大直流输出功率，光伏方阵的最大功率工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪范围内。

6.8.5 逆变器应满足下列要求：

应具备自动运行和停止功能、最大功率跟踪控制功能和防孤岛功能；

应具有并网保护装置，并与电网的保护相协调；

应具备电压自动调整功能；应具备低电压穿越功能；

应具备响应电网有功和无功调节指令的功能；

应满足环境对逆变器的噪声和电磁兼容要求；

通信协议规约应与电网设备相协调，具备单独接受电网统一调度的功能，并配置满足电网调度要求的本地控制终端。

7 接网方案

7.1 接网方案内容和深度

7.1.1 方案内容

在确保电网和分布式光伏安全运行的前提下，综合考虑分布式光伏接入项目报装装机容量和远期规划装机容量等因素，合理确定接入电压等级、接入点；确定采用相应典型设计方案；提出对有关电气设备选型的要求。

7.1.2 方案深度

包括接入系统方案，相应电气计算（包括潮流、短路、电能质量分析、无功平衡、三相不平衡校验等），合理选择送出线路回路数、导线截面，明确无功容量配置，对升压站主接线、设备参数选型提出要求，提出系统对光伏电站的技术要求。

7.2 系统一次方案

7.2.1 接入电压选择

对于单个并网点，分布式光伏开发接入的电压等级应按照安全性、灵活性、经济性原则，根据装机容量、导线载流量、上级变压器及线路可接纳能力、所在地区配电网情况、周边分布式光伏规划情况，经综合比选后确定，具体可参考表 1。

表 1 分布式光伏接入电压等级及适用范围建议表

单个并网点容量	并网电压等级	适用范围
8kW 以下	220V	自然人个体用户
8kW~400kW	380V	规模较小的党政机关、学校、医院、厂区等
400kW~6MW	10kV	规模较大的整村光伏以及第三方开发的工业园区等
6MW~20MW	35kV	村庄规模较大或多个村连片开发、仓储物流园区等
20MW~50MW	110kV	大型工商业用户等
注： 1.最终并网电压等级应根据电网条件，经过技术经济比选论证确定，优先采用低电压等级接入。 2.分布式光伏开发宜接入 380V 及以上电网，且单个并网点容量不宜超过 6 兆瓦。 3.当整村开发规模超过低压网用电负荷，引起配变反向重过载或用户过电压时，可采用转变汇集升压后接入 10kV 电网。		

分布式光伏开发单点接入容量在 8 千瓦以下，须经三相不平衡校核宜单相接入 220 伏电网，宜采用自发自用模式。

单点接入容量在 400 千瓦及以下时，宜采用 0.4 千伏电压等级并网，根据用户负荷大小以及电网消纳水平确定自发自用/余

额上网或全额上网模式。对于党政机关、学校、医院、厂区可直接接入用户内部电网。居民光伏接入一般不改造进户线，根据住宅进户线载流量和可靠供电要求，合理确定接入用户内部电网的装机容量，充分发挥进户线作用；当装机容量超过进户线载流量时，经技术经济比较，可将全部装机或超出容量部分，采用专线汇集就近接入配变低压侧母线；分支箱或低压主干线。

单点接入容量在 400 千瓦至 6 兆瓦时，宜采用 10 千伏电压等级并网，根据用户负荷大小以及电网消纳水平确定自发自用/余额上网或全额上网模式。对于规模较大的整村光伏以及第三方开发的工业园区项目可采用专线汇集升压方式接入 10 千伏公用电网开关站、环网室（箱）、配电室、箱变母线，或 T 接 10 千伏线路。学校、医院以及工业园区内用户投资开发的项目接入用户内部电网。

单点接入容量在 6 兆瓦至 20 兆瓦时，宜采用 35 千伏电压等级并网，根据用户负荷大小以及电网消纳水平确定自发自用/余额上网或全额上网模式。村庄规模较大或多个村连片开发、仓储物流园区等区域，经技术经济论证，可采用 1 回或多回 10 千伏专线接入 10 千伏开关站或 35 千伏及以上变电站 10 千伏母线，也可通过 1 回 35 千伏专线接入公用电网变电站母线或 T 接 35 千伏线路。工商业厂房、工业园区内用户投资开发的项目接入用户内部电网。

7.2.2 并网点选择

分布式光伏可接入公共电网或用户电网，并网点选择应根据其电压等级及周边电网情况确定，具体可参考表 2。

表 2 分布式光伏并网点建议表

电压等级	并网点
380V/220V	低压接户线；低压主干线路；配电室、箱变或柱上变低压母线
10kV	变电站、开关站、配电室、箱变、环网箱的 10kV 母线；10kV 线路
35kV	变电站、开关站 35kV 母线；35kV 线路
110 kV 接入的分布式光伏原则上全部自发自用	

7.2.3 潮流计算

分布式光伏开发接入系统潮流计算应遵循以下原则：

a) 潮流计算应分析电源典型出力变化引起的线路功率和节点电压的变化；

b) 分布式光伏接入配电网设计时，应对设计水平年有代表性的电源出力和不同负荷组合的运行方式、检修运行方式以及事故运行方式进行分析，还应计算光伏发电等最大出力主要出现时段的运行方式，必要时进行潮流计算以校核该地区潮流分布情况及上级电网输送能力，分析电压、谐波等存在问题；

c) 必要时应考虑本项目投运后 5~10 年相关地区预计投运的其他分布式光伏项目，并纳入潮流计算。相关地区指本项目公共连接点上级变电站所有低压侧出线覆盖地区；

d) 针对变电站主变跳闸后的状态，应对分布式光伏接入侧相关主变/配电室高压侧母线残压进行计算校核，对低压侧母线母联自投时的非同期合环电流进行计算校核。

7.2.4 短路电流计算

7.2.4.1 计算原则

应针对分布式光伏最大运行方式，对分布式光伏并网点及相关节点进行三相及单相短路电流计算。短路电流计算为现有保护装置的整定和更换以及设备选型提供依据。当已有设备短路电流开断能力不满足短路计算结果时，应提出限流措施或解决方案。

7.2.4.2 计算依据

a) 光伏接入前

公共连接点短路电流 I_{PCC} : 以当地最新运行方式数据为准。

并网点短路电流 I_{POI} :

$$I_{POI} = \frac{U_{N2}}{\sqrt{3} \times \left(\frac{U_{N1}}{\sqrt{3} I_{PCC}} + X_L \right)}$$

其中， U_{N1} 为公共连接点基准电压， U_{N2} 为并网点基准电压， X_L 为并网点到公共连接点线路的阻抗。

b) 光伏接入后:

公共连接点短路电流: $I'_{PCC} = I_{PCC} + 1.5I_N$

并网点短路电流: $I'_{POI} = I_{POI} + 1.5I_N$

其中， I_N 为光伏电站的额定工作电流。

7.2.5 主接线

分布式光伏侧或输出汇总点的电气主接线方式，应根据分布式光伏规划容量、分期建设情况、供电范围、当地负荷情况、接入电压等级和出线回路数等条件，通过技术经济分析 比较后确定，可采用如下主接线方式：

(a) 380/220V：采用单母线接线；

(b) 10kV：采用线变组或单母线接线；

(c) 35kV：采用线变组或单母线接线；

(d) 配有分布式光伏的配电台区，不得与其他台区建立低压联络（配电室、箱式变低压母线间联络除外）。

7.2.6 电气设备参数

用于分布式光伏开发接入电网的电气设备参数应符合下列要求：

7.2.6.1 变压器

(1) 分布式光伏开发升压变压器参数应包括台数、额定电压、容量、阻抗、调压方式、调压范围、联接组别、分接头以及中性点接地方式，应符合 GB 24790、GB/T 6451、GB/T 17468 的有关规定，具体可参照下列原则进行选取：

分布式光伏开发采用汇集升压方式时，场站内变压器容量一般不小于光伏装机容量的 1.1~1.2 倍。分布式光伏接入用户电

网时，用户变压器应按照光伏装机容量和用户最大负荷两者较大值选取，并遵循以下原则：（1）选用高效节能型变压器，当不能满足调压或电压质量要求时，应采用有载调压变压器。（2）变压器采用标准容量。光伏容量在 0.4MW 和 6MW 之间时，农村地区推荐采用 400kVA 变压器，城镇地区可采用 400、630kVA 变压器。35kV 变压器结合光伏接入容量推荐采用 6.3、10、20、31.5MVA。

7.2.6.2 送出线路

分布式光伏开发送出线路导线截面选择应遵循以下原则：

（a）导线截面宜综合考虑分布式光伏开发潜力、负荷发展需求等因素一次选定，并与变压器容量、台数相匹配。

（b）导线截面选择需根据所需送出的容量、并网电压等级选取，并考虑分布式电源发电效率等因素，接入公网时应结合本地配电网规划与建设情况选择适合的导线，导线截面一般按持续极限输送容量选择。

（c）若送出线路汇集接入主干线，汇集线路的截面应根据各送出线路持续极限输送容量之和选择。

（d）380V 架空线路可选用 $70\text{mm}^2\sim 240\text{mm}^2$ 等截面，380V 电缆可选用 $120\text{mm}^2\sim 240\text{mm}^2$ 等截面；10kV 架空线可选用 $95\text{mm}^2\sim 240\text{mm}^2$ 等截面，10 千伏电缆可选用 $150\text{mm}^2\sim 400\text{mm}^2$ 等截面；35kV 架空线可选用 $120\text{mm}^2\sim 300\text{mm}^2$ 等截面。

(e)单相光伏接入系统的进线选用不低于 10mm^2 单股铜芯线；额定电流为 40A 以上时，按实际导线载流量进行配置，但不得选用低于 16mm^2 多股铜芯线。

7.2.6.3 断路器

断路器选择应遵循以下原则：

(a) 380/220V：分布式光伏并网点应安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的断路器。断路器可选用微型、塑壳式或万能断路器，根据短路电流水平选择设备开断能力，并应留有一定裕度，应具备电源端与负荷端反接能力。其中，变流器类型分布式电源并网点应安装低压并网专用开关，专用开关应具备失压跳闸及低电压闭锁合闸功能，失压跳闸定值宜整定为 $20\%U_N$ 、10 秒，检有压定值宜整定为大于 $85\%U_N$ 。

(b) 10~35kV：分布式光伏并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流、具备失压跳闸及检有压合闸功能的开断设备。根据短路电流水平选择设备开断能力，并留有一定裕度，10kV 一般宜采用 25kA 或 20kA，35kV 一般宜采用 31.5kA 或 25kA。

(c) 当分布式电源并网公共连接点为负荷开关时，应改造为断路器；并根据短路电流水平选择设备开断能力，留有一定裕度。

7.2.7 无功配置

7.2.7.1 分布式光伏开发电站无功配置应满足 GB/T33593、GB 50797-2012、Q/GDW 1480 的相关要求。

7.2.7.2 分布式光伏开发参与电网电压调节的方式包括调节分布式光伏的无功功率、调节无功补偿设备投入量以及调整升压变压器的变比。分布式光伏输出有功功率倒送引起并网点电压超标时，宜优先利用自身无功调节能力、调节无功补偿设备以及调整升压变压器的变比使电压满足相应要求，在采取上述措施仍不能满足电压调节要求时，可考虑降低分布式光伏有功出力使电压满足相应要求。

7.2.7.3 35~10kV 典型接网方案的功率因数应在 0.98（超前）~0.98（滞后）范围内连续可调，0.4kV 典型接网方案的功率因数应在 0.95（超前）~0.95（滞后）范围内连续可调。

7.2.7.4 分布式光伏开发接入系统的无功配置应满足以下要求：

（a）分布式光伏的无功功率和电压调节能力应通过技术经济比较，提出合理的无功补偿措施，包括无功补偿装置的容量、类型和安装位置。

（b）分布式光伏无功补偿容量的计算应依据变流器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损耗等因素。

（c）分布式光伏接入用户配电系统，用户应根据运行情况

配置无功补偿装置或采取措施保障用户功率因数达到考核要求。

(d) 无功补偿装置类型、容量及安装位置应结合分布式发电系统实际接入情况、统筹电能质量考核结果确定，还应考虑分布式电源的无功调节能力，必要时安装动态无功补偿装置。

7.2.8 电能质量

7.2.8.1 光伏开发主体需依据 DL/T 1208-2013 的要求组织具备资质的第三方评估机构开展分布式光伏并网前的电能质量评估，并出具评估报告，优化分布式光伏接入方案，提出电能质量治理提升建议。

7.2.8.2 对于分布式光伏接入引起的电能质量问题，采用在线监测与现场专用设备测试相结合的手段进行分析，根据分析结果按照“谁污染、谁治理”的原则，开展电能质量治理工作。

7.2.8.3 电能质量指标

分布式光伏并网后应满足谐波、电压偏差、电压不平衡度、电压波动和闪变方面的电能质量指标要求：分布式光伏接入后，所接入公共连接点的谐波注入电流应满足 GB/T 14549 的要求、所接入公共连接点的间谐波应满足 GB/T 24337 的要求、所接入公共连接点的电压偏差应满足 GB/T 12325 的要求、所接入公共连接点的电压波动和闪变值应该满足 GB/T 12326 的要求、所接入公共连接点的电压不平衡度应满足 GB/T 15543 的要求、向公共连接点注入的直流分量不应该超过其交流额定值的 0.5%。

7.2.8.4 电能质量监测装置

分布式光伏并网需配置不同类型的电能质量监测设备，具体为：

①供电区域内分布式光伏总容量超过变压器额定容量 25% 的 35、110（66）kV 变电站主变高低压侧、含 10kV 分布式光伏用户的 35、110（66）kV 变电站出线侧需配置满足 GB/T 19862 要求的 A 级电能质量在线监测装置。

②低压光伏总容量超过配变额定容量 25% 以上的配电台区低压侧需配置智能融合终端。

③光伏发电装机容量超过 2MW 的专变用户需配置满足 GB/T 19862 要求的 A 级无线式配电网电能质量监测终端。

④普通光伏用户需配置具备电能质量监测能力的智能电表、智能断路器等终端设备。

7.5 系统二次方案

7.5.1 继电保护及安全自动装置

7.5.1.1 一般原则

分布式光伏的继电保护应以保证公共电网的可靠性为原则，兼顾分布式光伏的运行方式，采取合理的保护方案，其技术条件应符合 GB 50054、GB/T 14285 和 DL/T 584 的要求。

7.5.1.2 线路保护

（a）以 0.4kV 电压等级接入公用电网时，并网点和公共连

接点的断路器应具备短路速断、延时保护功能和分励脱扣、失压跳闸及低压闭锁合闸等功能，同时应配置剩余电流保护。

(b) 接入 10~35kV 电压等级线路保护按以下原则配置：

(1) 分布式光伏采用 10~35kV 电压等级专用送出线路或 T 接线路接入系统时，可配置阶段式过流保护，必要时配置方向元件，也可配置距离保护。

(2) 当上述两种保护整定或配合困难时，可配置纵联电流差动保护；条件不具备时，也可配置带远方联切功能的装置。

(3) 当采用方向过流保护或距离保护时，电压应取自三相 PT。

(c) 接入 10~35kV 电压等级线路重合闸按以下原则配置：

(1) 分布式光伏通过 10~35kV 伏专线方式接入时，专线线路可停用重合闸。

(2) 接有通过 10~35kV 电压等级并网的分布式光伏的公用电网线路，系统侧投入自动重合闸时，宜配置重合闸检无压功能，重合闸延时应与分布式光伏防孤岛保护动作时间配合，系统侧重合闸投入检无压功能时应配置线路 PT。

7.5.1.3 母线保护

(a) 分布式光伏电站设有母线时，可不设专用母线保护，发生故障时可由母线有源连接元件的后备保护切除故障；有特殊要求时，如后备保护不能满足要求，也可配置专用母线保护，快速切除母线故障。

(b) 应对系统侧变电站或开关站侧的母线保护进行校验，若不能满足要求时，则变电站或开关站侧应配置保护装置，快速切除母线故障。

7.5.1.4 安全自动装置

(a) 各电压等级分布式光伏逆变器均应具备电压频率异常保护功能及防孤岛保护功能。

(b) 10~35kV 分布式光伏电站在并网点宜配置频率电压异常解列装置。

(c) 10~35kV 分布式光伏电站在并网点应配置独立的防孤岛装置。

(d) 以 0.4kV 电压等级接入时，不独立配置安全自动装置。

(e) 分布式光伏本体应具备故障和异常工作状态报警和保护的功能。

7.5.1.5 系统侧保护校验及完善

系统相关保护应按照以下原则校验和完善：

(a) 分布式光伏接入电网后，应对分布式光伏送出线路相邻线路现有保护进行校验，当不满足要求时，应调整保护配置或定值。

(b) 分布式光伏接入电网后，应校验相邻线路的开关和电流互感器是否满足最大短路电流情况的要求。

(c) 接入分布式光伏的系统变电站备自投应以检测电压电

流方式为判据，备自投可设置联切分布式光伏专线功能。

(e) 分布式光伏接入电网后，必要时按双侧电源线路完善保护配置。

(d) 对于接入高比例分布式光伏的 110kV 变电站，其 110kV 线路宜配置全线速动保护，快速有效隔离故障点，110kV 线路系统侧重合闸宜投入检无压功能。110kV 线路全线速动保护可为光纤电流差动保护，当条件不具备时（如 T 接多个站点）也可配置远方联切装置。

7.5.1.6 电网异常时的响应特性

以 380/220V 接入电网的分布式光伏和接入用户侧的 10kV 分布式光伏在并网点处电网电压发生异常时的响应要求见表 3。此要求适用于多相系统中的任何一相。

表 3 分布式光伏在电网电压异常时的响应要求

并网点电压	要求
$U < 0.5U_N$	最大分闸时间不超过 0.2 秒
$0.5U_N \leq U < 0.85U_N$	最大分闸时间不超过 2.0 秒
$0.85U_N \leq U < 1.1U_N$	连续运行
$1.1U_N \leq U < 1.35U_N$	最大分闸时间不超过 2.0 秒
$1.35U_N \leq U$	最大分闸时间不超过 0.2 秒
注 1：U 为并网点电压。 注 2： U_N 为分布式光伏并网点的电网额定电压。 注 3：最大分闸时间是指异常状态发生到光伏停止向电网送电时间。	

通过 10kV 电压等级直接接入公共电网以及通过 35kV 电压等级并网的分布式光伏，应具备低电压穿越能力，低电压穿越技术指标应符合 Q/GDW 1480 的要求。接入配电网的分布式光伏在电网频率异常时的响应满足 Q/GDW 1480 的要求。

7.5.1.7 其他

分布式光伏接入系统工程设计还应满足以下要求：

（a）当以 35/10kV 线路接入公共电网环网箱（室）、开关站等时，环网箱（室）或开关站需要进行相应改造，具备二次电源和设备安装条件。对于空间实在无法满足需求的，可选用壁挂式、分散式直流电源模块，实现分布式光伏接入配电网方案的要求；

（b）系统侧变电站或开关站线路保护重合闸检无压配置应根据当地调度主管部门要求设置，必要时配置单相 PT；

（c）35/10kV 接入配电网的分布式光伏电站内应具备直流电源，供新配置的保护装置、测控装置、电能质量在线监测装置等设备使用；

（d）35/10kV 接入配电网的分布式光伏电站内应配置 UPS 交流电源，供关口电能表、电能量终端服务器、交换机等设备使用；

（e）分布式光伏并网变流器应具备过流保护与短路保护，在频率电压异常时自动脱离系统的功能；

(f) 防孤岛保护、安全自动装置、系统继电保护、高/低电压穿越之间的动作时间应相互配合。

7.6 调度自动化

7.6.1 一般原则

7.6.1.1 根据 GB/T 19964、DL/T5002、Q/GDW 617 等有关标准进行分布式光伏的系统调度自动化设计。主要设计范围为相关调度系统接口、分布式光伏及对侧变电站的远动设备、通道要求及附属设备选择等。

7.6.1.2 远方监测基本要求：

(a) 在分布式光伏建设初期，宜以分布式光伏可观可测为目标，利用直采及数据转发模式汇聚数据。

(b) 在分布式光伏大规模建设后，逐步实现分布式光伏可调可控。

(c) 35kV 光伏电站宜采用直采直控方式，10kV 光伏电站可采用直采直控方式，也可采用群调群控方式。

(d) 10kV 及以下电压等级分布式光伏的群调群控方式可根据各地区现有主站系统现状、光伏开发模式，因地制宜选取。

(e) 对于由同一业主开发的分布式光伏发电项目，或分布式电源聚合商，宜配置集中监控系统，具备统一接收调度控制指令的能力，有功功率控制应满足电力系统调度控制要求。

(f) 对于 10kV 直接接入公共电网或通过 35kV 并网的分布式光伏项目，应具备 0~72 小时短期功率预测的能力和 15min~4 小时超短期功率预测的能力；分布式光伏项目每 15min 自动向电力调度机构滚动上报未来 15min~4 小时功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min；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 时至 24 时功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min；分布式光伏项目（不含处理受控时段）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 0.1，月合格率应大于 85%。对于低压 0.4kV 并网或者通过 10kV 接入用户侧的分布式项目，宜具备上述功率预测功能。

7.6.2 分布式光伏调度管理可观可测数据采集范围

分布式光伏可观可测的数据采集范围应包括遥测、遥信、电能量信息，可包括电能质量监测数据、环境监测仪数据（温度、湿度、光照直辐射、光照散辐射）等。

10~35kV 电压等级并网的分布式光伏（含自发自用和直接接入公用电网）应至少具备表 4 中的遥测、遥信、电能量信息。

0.4kV 分布式光伏应至少具备上传电流、电压、有功功率、无功功率和电能量信息，条件具备时宜同时上传并网点开关位置信息。

分布式光伏可观可测数据应满足实时性和精度要求。

表 4 分布式光伏可观可测数据采集范围

数据类型		数据采集范围
实施数据	遥测	并网点电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数等
	遥信	并网点开关位置、事故总信号（有条件）、升压变分接头档位、主要保护动作信息等
非实时数据（电能量数据）		发电量、产权分界处电能量
电能质量数据		并网点处谐波、电压波动和闪变、电压偏差、三相不平衡等
其他数据		实时照度、环境温度等监测数据（为功率预测做数据支撑）

7.6.3 远动系统

（a）远动接入方式

35kV 分布式光伏远动信息上传宜采用单路调度数据网接入调度自动化主站的方式。

10kV 分布式光伏可采用光纤专网也可采用无线网络接入相应的调度自动化、配电自动化等主站。

0.4kV 分布式光伏可采用无线公/专网方式经过相应终端接入相应的用电信息采集系统（智能电表方式）或配电自动化主站（台区融合终端方式）。

调度自动化系统可通过与用电信息采集系统、配电自动化等主站交互的方式满足分布式光伏可观可测要求。

（b）分布式光伏远动系统按以下原则执行：

(1) 以 10~35kV 电压等级接入的直采直控分布式光伏电站，站内部署远动机、测控装置、AGC 子站等设备，也可部署多合一远动装置，应采集站内数据，具备条件时可接收调度控制指令。

(2) 分布式光伏应具备遥控和遥调功能，可执行调度下发的远方控制解/并列、启停和发电功率指令。

(3) 宜配置有功功率控制系统，具备有功功率连续平滑调节的能力，并能够参与调度有功功率控制。

(4) 超过 10MW 的 10~35kV 光伏电站宜配置光伏发电功率预测系统，系统应具有短期、超短期光伏发电功率预测功能。

(5) 以 0.4kV 低压等级接入的分布式光伏，终端应用包括智能电表、能源控制器（集中器）、台区融合终端等，终端数据采集应满足实时性要求。

(6) 低压分布式光伏初期应满足可观可测要求，现阶段可因地制宜试点采用适当方式满足可调可控要求。

(7) 低压分布式光伏应具备有功功率控制能力，有功功率控制方式可采用基于用电信息采集系统、配电自动化系统或第三方外部平台等方式。

9.6.4 功率控制要求

分布式光伏接入系统的功率控制应满足以下要求：

(a) 当调度端对分布式光伏有功功率控制要求时，应明确参

与控制的上下行信息及控制方案；

(b) 分布式光伏通信服务器应具备与控制系统的接口，接受配网调度部门的指令，具体调节方案由配网调度部门根据运行方式确定；

(c) 分布式光伏有功功率控制系统应能够接收并自动执行配网调度部门发送的有功功率及有功功率变化的控制指令，确保分布式光伏有功功率及有功功率变化按照配网调度部门的要求运行；

(d) 分布式光伏无功电压控制系统应根据配网调度部门指令，自动调节其发出（或吸收）的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

7.6.5 信息传输

分布式光伏接入系统的信息传输应满足以下要求：

(a) 35kV 接入的分布式光伏远动信息上传宜采用专网方式，可单路配置专网远动通道，优先采用电力调度数据网络；

(b) 10kV 接入用户侧的分布式光伏发电项目、380V 接入的分布式光伏项目，可采用无线公网通信方式，但应满足信息安全防护要求；

(c) 10kV 并网的分布式光伏向电力调度机构提供的信号至少应包括：分布式光伏的并网状态；分布式光伏项目有功和

无功输出、发电量、功率因数；并网点的电压和频率、注入电力系统电流；变压器分接头档位、断路器的开关状态等。

(d) 通信方式和信息传输应符合相关标准的要求，一般可采取基于 DL/T 634.5101 和 DL/T634.5104 通信协议。

7.6.6 安全防护

分布式光伏接入时，应根据“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的二次安全防护总体原则配置相应的安全防护设备，技术满足国家发改委 14 号令和国能安全〔2015〕36 号文的要求。

7.6.7 对时方式

10~35kV 分布式光伏电站，其涉网的自动化设备应能接受对时，宜配置独立时钟，支持北斗及 GPS 对时；10kV 光伏电站也可采用网络对时、规约对时方式；分布式光伏 380/220V 接入时，相关设备应能够支持网络对时、规约对时等。

7.7 电能计量

7.7.1 设置原则

分布式光伏接入电网计量装置设置应满足以下要求：

a) 自发自用/余电上网运营模式，应采用多点计量，分别设置在分布式光伏并网点（并网开关的发电侧）、发电量计量点和用户负荷支路，同时在电网侧安装比对表；

b) 全额上网运营模式，应设置在分布式光伏并网点和发电

量计量点，同时在电网侧安装比对表。

7.7.2 计量配置

分布式光伏接入系统的计量配置应满足以下要求：

a) 每个计量点均应装设电能计量装置，其设备配置和技术要求应符合 DL/T 448、DL/T 5202 的要求，电能表宜采用智能电能表，技术性能符合 DL/T 1485、DL/T 1486 和 DL/T 1487 的要求；

b) 电能表应具备正向和反向有功电能计量以及四象限无功电量计量功能、事件记录功能，配有数据通信接口，具备本地通信和接入电能信息采集与管理系统的功能，电能表通信协议应符合 DL/T 645 及其备案文件的要求；

c) 以 35/10kV 电压等级接入配电网，关口计量点应安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一只；

d) 以 380/220V 电压等级接入配电网的分布式光伏，在每个计量点宜配置一只智能电能表。

7.7.3 计量用电流、电压互感器

分布式光伏接入系统的计量用电流、电压互感器应满足以下要求：

a) 以 35/10kV 电压等级接入配电网时，计量用互感器的二次计量绕组应专用，不得接入与电能计量无关的设备；

b) 电能计量装置应配置专用的整体式电能计量柜（箱），

电流、电压互感器宜在一个柜内，在电流、电压互感器分柜的情况下，电能表应安装在电流互感器柜内。

7.7.4 电能量采集终端技术要求

分布式光伏接入系统的电能量采集终端应满足以下要求：

a) 以 35/10kV 电压等级接入配电网时，电能量关口计量点宜设置专用电能量信息采集终端，采集信息可支持接入多个电能信息采集系统。

b) 以 220/380V 电压等级接入配电网时，电能计量装置可采用无线采集方式。

c) 以多点接入时，各表计计量信息应统一采集后，传输至相关信息系统。

7.8 二次安全防护

7.8.1 信息安全防护应满足国家发展和改革委员会 2014 年第 14 号令《电力监控系统安全防护规定》及 GB/T 36572、GB/T22239 的要求，满足安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证要求。

7.8.2 位于生产控制大区的配电业务系统与其终端的纵向连接中使用无线通信网、非电力调度数据网的电力企业其他数据网、或者外部公用数据网的虚拟专用网络方式（VPN）等进行通信的，应设立安全接入区。

7.9 系统通信

7.9.1 分布式光伏接入配电网时，应根据当地电力系统通信现状，因地制宜选择合适的通信方式。

7.9.2 通过 10~35kV 电压等级并网的分布式光伏，通信通道应具备实时上传分布式光伏运行工况数据与接收调度控制指令的能力，可灵活采用无线、有线等通信方式；如公共连接点已具备光纤专网通信通道，或所在区域已覆盖无线专网时，优先采用光纤专网或无线专网方式。

7.9.3 通过 0.4kV 电压等级接入的分布式光伏，通信通道应具备定时上传分布式光伏运行工况数据的能力，宜采用无线网络通信方式。

7.9.4 有线专网可结合本地电网整体通信网络规划，采用 EPON、工业以太网、SDH/MSTP、电力线载波等多种通信方式。采用光纤通信方式时，通信光缆可根据电网结构与外部环境采用 ADSS 光缆、普缆等不同型号，芯数宜采用 24 芯，纤芯宜采用 ITU-TG.652 型。

7.9.5 无线方式包括无线专网与无线公网两种通信方式。有控制需求时，宜采用无线专网传输；无控制需求时，宜采用无线公网传输。采用无线公网通信应满足 Q/GDW625 和 Q/GDW 380.2 的相关规定，支持用户优先级管理。

7.10 典型接网方案

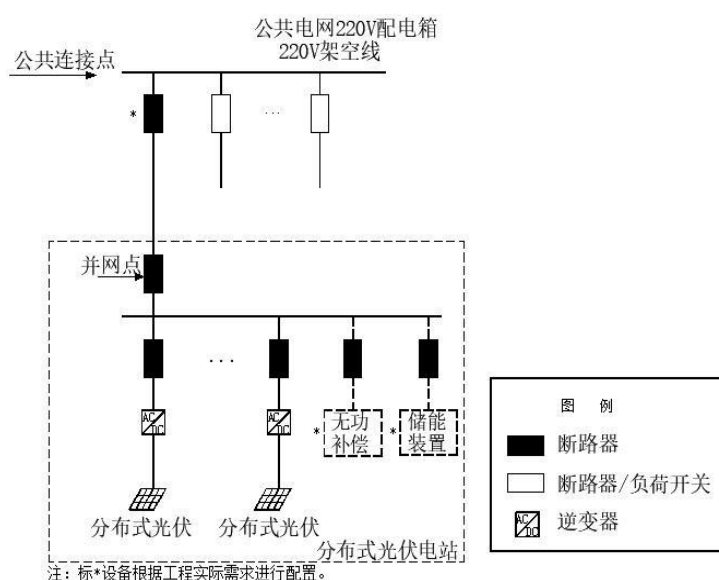
按照安全性、灵活性、经济性原则，依据接入电压等级（220V、380V、10kV、35kV 交流）、运营模式（全额上网和自发自用/余电上网）不同分为 11 种典型接网方案（其中交流方案 220V 2 种，380V 3 种，10kV 4 种，35kV 2 种），用以规范分布式光伏接入。

多点并网时按照单点并网方案进行组合。

7.10.1 220V 接网方案

220V 接网方案适用于分布式光伏装机容量 8kW 及以下，在满足电网安全运行及电能质量要求时，可采用 220V 接入并网，具体提出 2 种典型接网方案。

（1）220V 典型接网方案一（GF220-T-1）



GF220-T-1 接网示意图

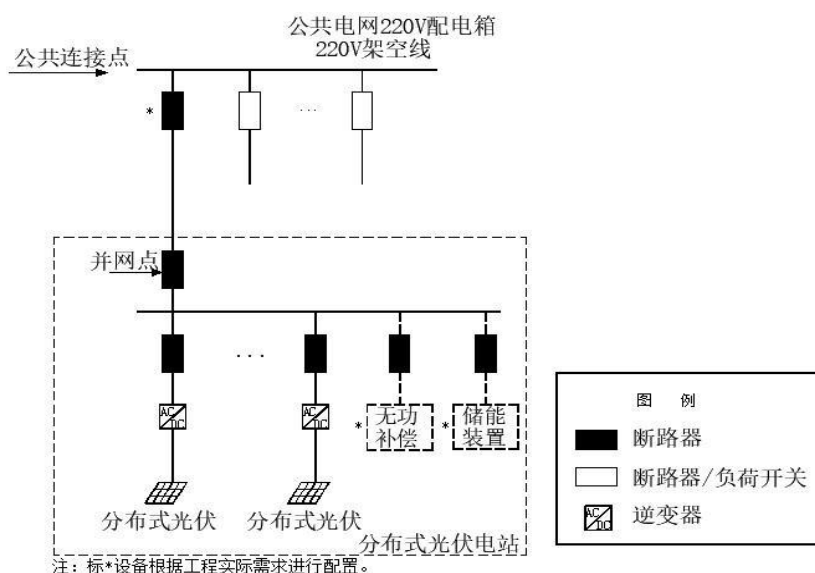
适用范围：适用于 220V 全额上网的分布式光伏项目。

参考容量：并网点装机容量 8kW 及以下，采用 220V 单相接入。

方案描述：分布式光伏逆变后汇集，经 1 回线路接入低压公用电网 220V 线路或配电箱。

投资界面：按照国家相关规定，接网工程由电网公司投资，产权分界点设置在分布式光伏输出端用户侧最后支持物，产权分界点至公用电网的线路及公用电网的改扩建由电网公司投资，产权分界点之后的用户侧设备由用户投资。

（2）220V 典型接网方案二（GF220-Z-1）



GF220-Z-1 接网示意图

适用范围：适用于 220V 自发自用、余量上网（接入用户电网）的分布式光伏项目。

参考容量：并网点装机总容量 8kW 及以下，采用 220V 单相接入。

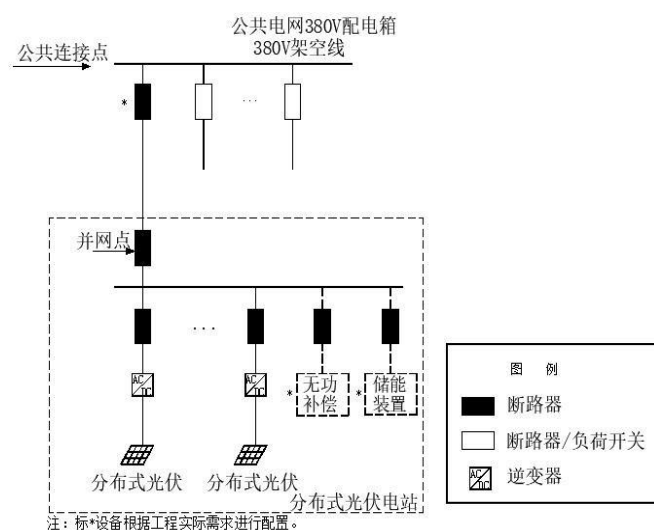
方案描述：分布式光伏逆变后汇集，经 1 回线路接入用户侧。

投资界面：接网工程由用户投资，产权分界点设置在分布式光伏输出端用户侧最后支持物，产权分界点至公用电网的线路及公用电网的改扩建由电网公司投资，产权分界点之后的用户侧设备由用户投资。

7.10.2 380V 接网方案

380V 接网方案适用于分布式光伏装机容量 8kW~400kW，在满足电网安全运行及电能质量要求时，可采用 380V 并网，具体提出 3 种典型接网方案。

(1) 380V 典型接网方案一（GF380-T-1）



GF380-T-1 接网示意图

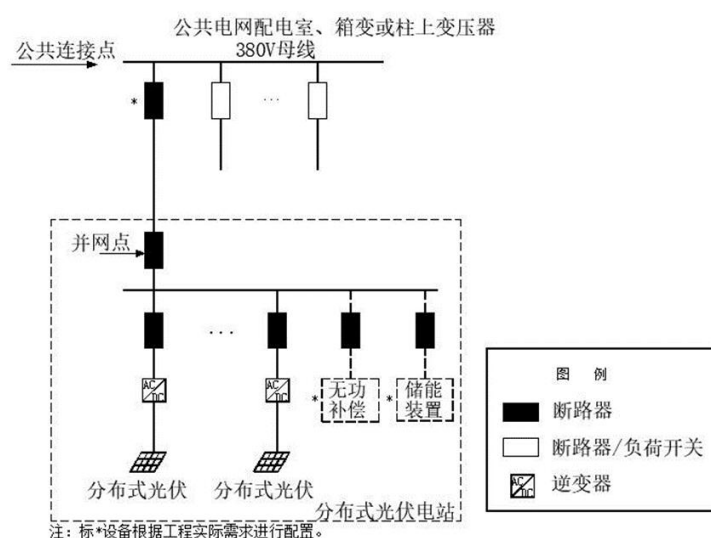
适用范围：适用于 380V 全额上网的分布式光伏项目。

参考容量：并网点装机总容量 8kW~100kW，采用 380V 接入。

方案描述：分布式光伏逆变后汇集，经 1 回线路接入低压公用电网 380V 线路或配电箱。

投资界面：接网工程由电网公司投资，产权分界点设置在分布式光伏输出端用户侧最后支持物，产权分界点至公用电网的线路及公用电网的改扩建由电网公司投资，产权分界点之后的用户侧设备由用户投资。

（2）380V 典型接网方案二（GF380-T-2）



GF380-T-2 接网示意图

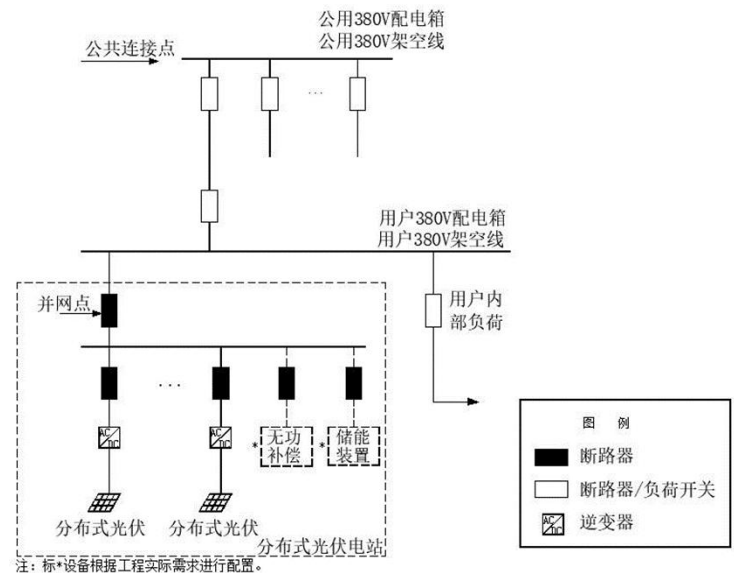
适用范围：适用于 380V 全额上网的分布式光伏项目。

参考容量：并网点装机总容量 100kW~400kW，采用 380V 接入。

方案描述：分布式光伏逆变后汇集，经 1 回线路或多回线路接入低压公用电网配电室、箱变或柱上变 380V 母线。

投资界面：接网工程由电网公司投资，产权分界点设置在分布式光伏输出端用户侧最后支持物，产权分界点至公用电网的线路及公用电网的改扩建由电网公司投资，产权分界点之后的用户侧设备由用户投资。

（3）380V 典型接网方案三（GF380-Z-1）



GF380-Z-1 接网示意图

适用范围：适用于 380V 自发自用、余量上网（接入用户电网）的分布式光伏项目。

参考容量：并网点装机总容量 8kW~400kW，采用 380V 接入。

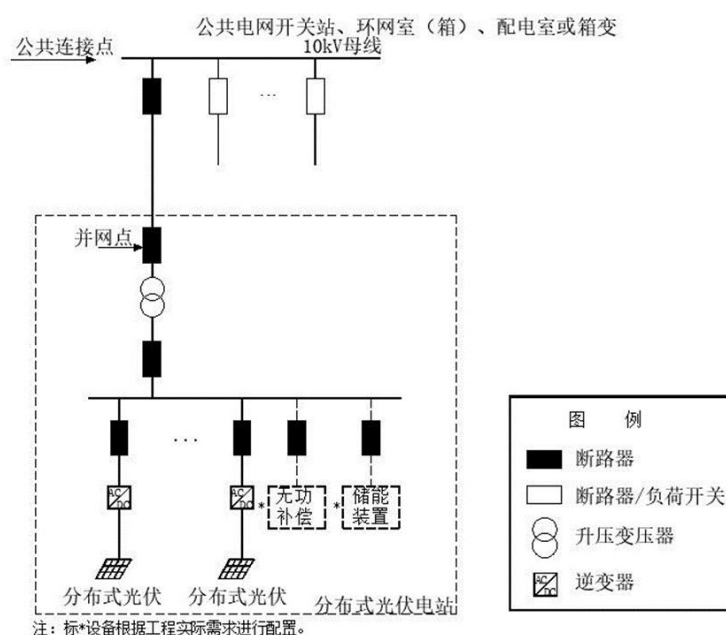
方案描述：分布式光伏逆变后汇集，经 1 回线路接入用户内部电网。

投资界面：接网工程由用户投资，产权分界点设置在分布式光伏输出端用户侧最后支持物，产权分界点至公用电网的线路及公用电网的改扩建由电网公司投资，产权分界点之后的用户侧设备由用户投资。

7.10.3 10kV 接网方案

10kV 接网方案适用于分布式光伏装机容量 400kW~20MW，在满足电网安全运行及电能质量要求时，可采用 10kV 并网，具体提出 4 种典型接网方案。

(1) 10kV 典型接网方案一（GF10-T-1）



GF10-T-1 接网示意图

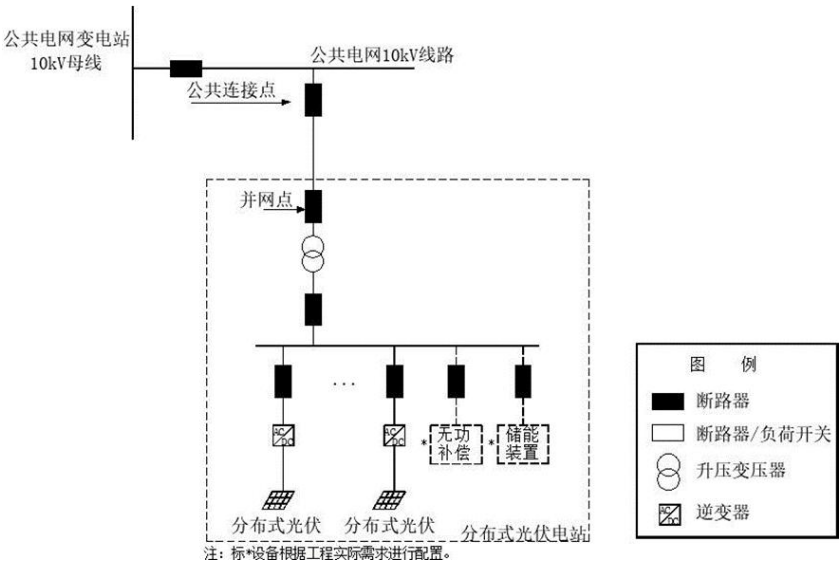
适用范围：适用于 10kV 全额上网的分布式光伏项目。

参考容量：单个并网点容量 400kW~6MW。

方案描述：分布式光伏逆变后汇集，经 1 回线路或多回线路接入公用电网开关站、环网室（箱）、配电室或箱变 10kV 母线。光伏电站主接线一般采用线变组。公用电网配电装置须配置 10kV 开关柜及送出线路（架空或电缆）。

投资界面：接网工程由电网公司投资，产权分界点设置在升压变压器高压侧，产权分界点至公用电网的线路及公用电网的改扩建由电网公司投资，产权分界点之后的用户侧设备由用户投资。

(2) 10kV 典型接网方案二（GF10-T-2）



GF10-T-2 接网示意图

适用范围：适用于 10kV 全额上网的分布式光伏项目。

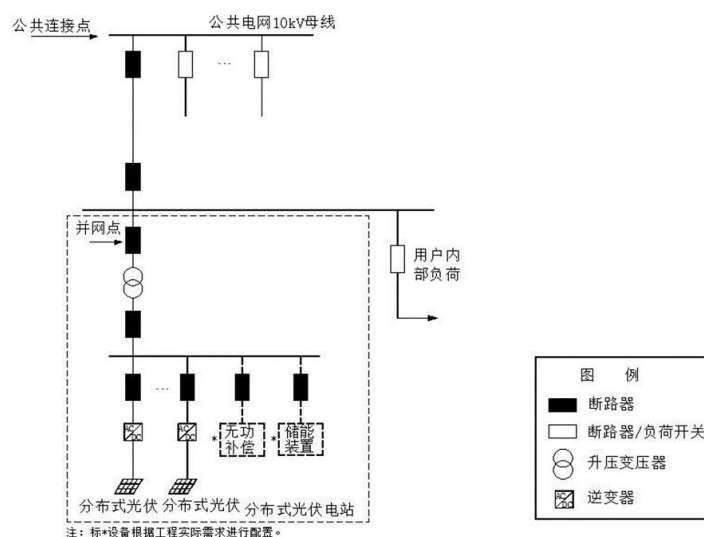
参考容量：单个并网点容量 400kW~6MW。

方案描述：分布式光伏电站经 1 回线路或多回线路 T 接至

公用电网 10kV 线路。光伏电站主接线一般采用线变组。

投资界面：接网工程由电网公司投资，产权分界点设置在升压变压器高压侧，产权分界点至公用电网的线路及公用电网的改扩建由电网公司投资，产权分界点之后的用户侧设备由用户投资。

（3）10kV 典型接网方案三（GF10-Z-1）



GF10-Z-1 接网示意图

适用范围：适用于 10kV 自发自用、余量上网（接入用户电网）的分布式光伏项目。

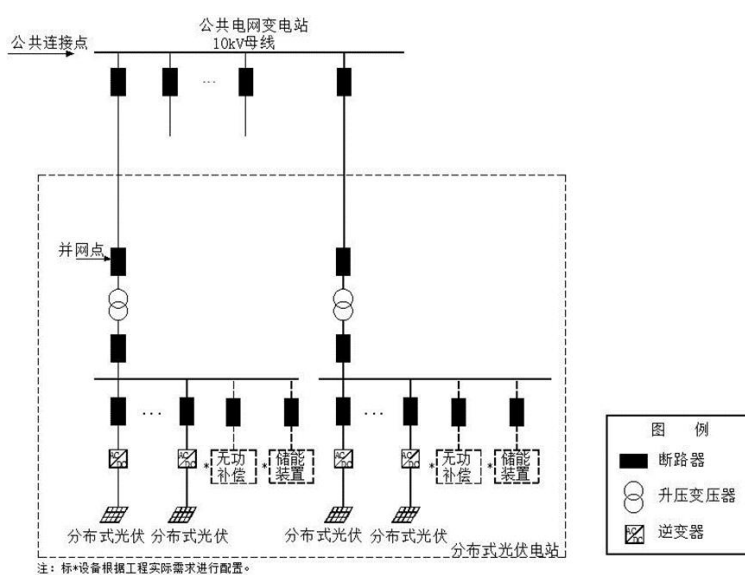
参考容量：单个并网点容量 400kW~6MW。

方案描述：分布式光伏电站经 1 回线路或多回线路接至用户内部电网 10kV 母线。光伏电站主接线采用线变组或单母线接线。

投资界面：接网工程由用户投资，产权分界点设置在升

压变压器高压侧，产权分界点至公用电网的线路及公用电网的改扩建由电网公司投资，产权分界点之后的用户侧设备由用户投资。

(4) 10kV 典型接网方案四 (GF10-T-3)



GF10-T-3 接网示意图

适用范围：适用于 10kV 全额上网的分布式光伏项目。

参考容量：单个并网节点容量 6MW~20MW。

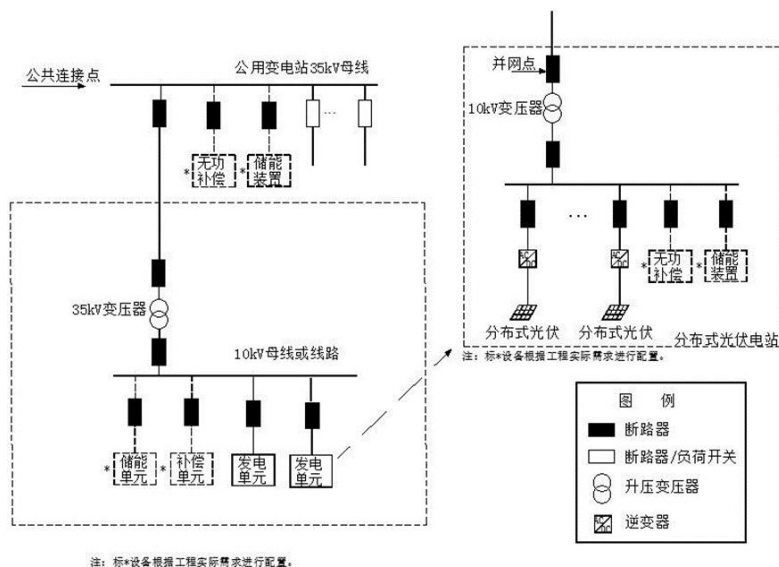
方案描述：分布式光伏电站采用多回线路接至公用电网 10kV 线路。光伏电站主接线采用线变组或单母线接线。

投资界面：接网工程由电网公司投资，产权分界点设置在升压变压器高压侧，产权分界点至公用电网的线路及公用电网的改扩建由电网公司投资，产权分界点之后的用户侧设备由用户投资。

7.10.4 35kV 接网方案

35kV 接网方案适用于分布式光伏装机容量 6MW~20MW，在满足电网安全运行及电能质量要求时，可采用 35kV 并网，具体提出 2 种典型接网方案。

(1) 35kV 典型接网方案一（GF35-T-1）



GF35-T-1 接网示意图

适用范围：适用于 35kV 全额上网的分布式光伏项目。

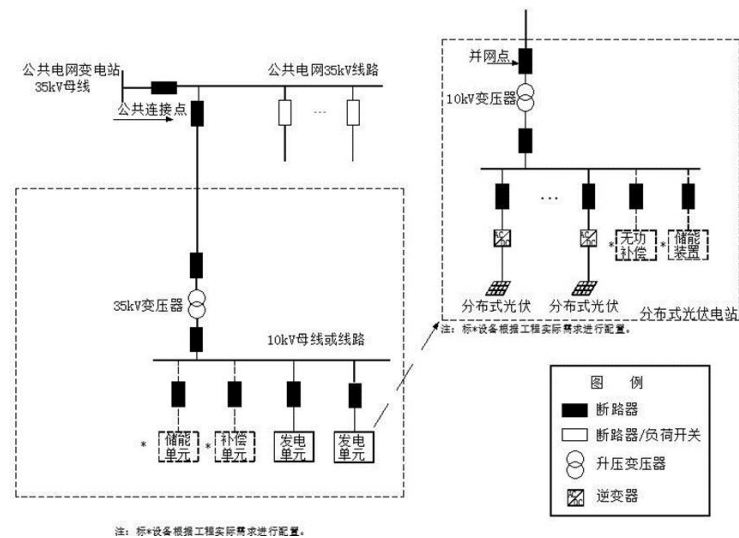
参考容量：单个并网点容量 6MW~20MW。

方案描述：分布式光伏由升压变经 1 回线路接至公用电网 35kV 母线。站内配置升压变压器，必要时配置动态无功补偿装置。公用电网变电站配置 35kV 间隔及送出线路（架空或电缆）。

投资界面：接网工程由电网公司投资，产权分界点设置在用户光伏站围墙外第一级支持无，产权分界点至公用电网的线

路及公用电网的改扩建由电网公司投资，产权分界点之后的用户侧设备由用户投资。

(2) 35kV 典型接网方案二（GF35-T-2）



GF35-T-2 接网示意图

适用范围：适用于 35kV 全额上网的分布式光伏项目。

参考容量：单个并网点容量 6MW~20MW。

方案描述：分布式光伏由升压变经 1 回线路 T 接至公用电网 35kV 线路。站内配置升压变压器，必要时配置动态无功补偿装置。

投资界面：接网工程由电网公司投资，产权分界点设置在用户光伏站围墙外第一级支持物，产权分界点至公用电网的线路及公用电网的改扩建由电网公司投资，产权分界点之后的用户侧设备由用户投资。

8 工程建设

8.1 工程施工

10.1.1 工程施工前应具备下列条件：

- (1) 建设单位应取得相关的施工许可文件；
- (2) 施工通道应符合材料、设备运输的要求；
- (3) 施工单位的资质、特种作业人员资格、施工机械、施工材料、计量器具等应报监理单位或建设单位审查完毕；
- (4) 施工图应通过会审、设计交底应完成，施工组织设计方案应已编审完毕；
- (5) 施工前应编制专项施工组织设计方案。
- (6) 工程定位测量基准应确立。

8.1.2 开工前应结合工程自身特点制定施工安全、职业健康管理方案和应急预案。室外工程应根据需要制定季节性施工措施。

8.1.3 采用脚手架施工时脚手架方案应与主体结构施工用脚手架相结合，并应经过验收合格后方可使用。

8.1.4 六级及以上大风、大雪、浓雾等恶劣气候应停止露天起重吊装和高处作业。

8.1.5 测量放线工作除应符合现行国家标准《工程测量规范》GB 50026 的有关规定外，尚应符合下列规定：

- (1) 建筑光伏系统的测量应与主体结构的测量相配合，及

时调整、分配、消化测量偏差，不得累积；

(2) 应定期对安装定位基准进行校核；

(3) 测量应在风力不大于四级时进行。

8.1.6 进场安装的光伏系统设备、构件和原材料应符合设计要求，经验收合格后方可使用。

8.1.7 进场的设备、构件和原材料应分类进行保管；电气设备以及钢筋、水泥等材料应存放在干燥、通风场所。

8.1.8 设备和构件在搬运、吊装时应防止撞击造成损坏，光伏组件和装饰构件的表面应采取保护措施。

8.1.9 临时堆放场站或屋顶的设备、构件和材料应均匀、有序摆放，不得集中放置。

8.1.10 施工现场临时用电应符合现行国家标准《建设工程施工现场供用电安全规范》GB 50194 的有关规定。

8.1.11 光伏组件安装的散热空间应符合设计要求。

8.1.12 对已经安装完成的光伏系统的构件和设备，应采取相应的保护措施。

8.1.13 施工过程记录及相关试验记录应齐全。

8.2 设备安装

8.2.1 光伏组件与光伏方阵

光伏组件和方阵的安装应符合 GB 50794 的有关规定。

8.2.1.1 光伏组件在存放、搬运、吊装等过程中应进行防护，

不得受到碰撞及重压。

8.2.1.2 不得在雨中进行光伏组件的连线作业。

8.2.1.3 接通光伏组件电路后不得局部遮挡光伏组件。

8.2.2 光伏支架

8.2.2.1 光伏支架应按设计要求采用从钢筋混凝土基座中伸出的钢制热镀锌等防腐连接件或不锈钢地脚螺栓等方法固定在基座上，位置准确，与基座固定牢靠。

8.2.2.2 光伏方阵的支架连接件与主体机构的锚固承载力应大于连接件本身的承载力。当光伏方阵的支架不能与主体结构锚固时，应设置支架基座。光伏支架基座应进行抗滑移和抗倾覆验算。

8.2.2.3 支架连接部件的施工偏差应符合下列规定：

（a）混凝土基座的尺寸允许偏差应符合表 5 的规定。

表 5 混凝土基座的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差（mm）
轴线	±10
顶标高	0， - 10
截面尺寸	±20

（b）锚栓、预埋件的尺寸允许偏差应符合表 6 规定。

表 6 锚栓、预埋件的尺寸允许偏差

项目名称		允许偏差 (mm)
锚栓	中心线位置	±5
	标高 (顶部)	+20,0
预埋钢板	中心线位置	±10
	标高	0, - 5

(c) 金属屋面夹具的尺寸允许偏差应符合表 7 规定。

表 7 金属屋面夹具的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差 (mm)
轴线	±10
顶标高	0, - 10
截面尺寸	±5

8.2.2.4 光伏支架的桩基础施工完成后，必须进行混凝土强度、桩身完整性抽样检测并应进行承载力静载荷试验检验。光伏支架的桩基础应以受力点开展竖向抗压、抗拔抽检，抽检数量不应少于总桩数的 1‰，且不应少于 6 根。

8.2.2.5 支架安装应符合下列规定

(a) 应在连接部件验收合格后安装支架。采用现浇混凝土基座时，应在混凝土的强度达到设计强度的 70% 以上后安装支架。

(b) 支架安装过程中不应破坏防腐涂层。

(c) 支架安装过程中不应气割扩孔；热镀锌钢构件，不宜现场切割、开孔。

(d) 支架安装的尺寸允许偏差应符合表 8 的规定。

表 8 支架安装的尺寸允许偏差

项目名称	允许偏差 (mm)
中心线偏差	±2
梁标高偏差 (同组)	±3
立柱面偏差 (同组)	±3
平屋顶支架倾斜角度	±1°

8.2.3 电缆

8.2.3.1 电缆线路的施工应符合 GB50168 的有关规定，且应满足以下要求：

8.2.3.2 电缆桥架和线槽的安装应符合下列规定：

1 槽式大跨距电缆桥架由室外进入室内时，桥架向外的坡度不应小于 1/100；

2 电缆桥架与用电设备跨越时，净距不应小于 0.5m；

3 两组电缆桥架在同一高度平行敷设时，净距不应小于 0.6m；

4 电缆桥架宜高出地面 2.5m 以上，桥架顶部距顶棚或其他

障碍物不宜小于 0.3m, 桥架内横断面的填充率应符合设计要求;

5 电缆桥架内缆线竖直敷设时, 缆线的上端和每间隔 1.5m 处宜固定在桥架的支架上; 水平敷设时, 在缆线的首、尾、转弯及每间隔 3m~5m 处宜进行固定;

6. 槽盖在吊顶内设置时, 开启面宜保持 80mm 的垂直净空;

7 布放在线槽的缆线宜顺直不交叉, 缆线不应溢出线槽; 缆线进出线槽、转弯处应绑扎固定。

8.2.3.3 通信电缆的敷设应符合 IEC 60794-3-12-2005 的相关规定; 架空线路的施工应符合 GB 50173 的相关规定。

8.2.4 配电箱

8.2.4.1 配电箱的布置必须遵循安全、可靠、适用和经济等原则, 并应便于安装、操作、搬运、检修、试验和检测, 且应符合 GB 50254 的有关规定。

8.2.4.2 配电箱外露可导电部分, 必须与接地装置有可靠的电气连接。成排的配电装置两端均应与接地线相连。

8.2.5 汇流箱

8.2.5.1 汇流箱安装前应检测汇流箱进线端及出线端与汇流箱接地端绝缘电阻, 该值不应小于 2 兆欧。

8.2.5.2 汇流箱组串电缆接引前必须确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

8.2.5.3 汇流箱安装应符合下列要求:

- (a) 汇流箱不应遮挡光伏组件;
- (b) 汇流箱安装前, 应对汇流箱内各元件进行绝缘测试;
- (c) 汇流箱内元器件应完好, 连接线应无松动;
- (d) 汇流箱中的开关应处于分断状态, 熔断器熔丝不应放入;
- (e) 汇流箱内光伏组串的电缆接引前, 光伏组件侧和逆变器侧应有明显断开点;
- (f) 汇流箱与光伏组串进行电缆连接时, 应先接汇流箱内的输入端子, 后接光伏组件接插件。

8.2.6 逆变器

逆变器的安装除应符合 GB 50171 的有关规定外, 且应符合下列规定:

- (a) 应检查待安装逆变器的外观、型号、规格;
- (b) 逆变器柜体应进行接地, 单列柜与接地扁钢之间应至少选取两点进行连接;
- (c) 逆变器交流侧和直流侧电缆接线前应检查电缆绝缘, 校对电缆相序和极性;
- (d) 集中式逆变器直流侧电缆接线前应确认汇流箱侧有明显断开点;
- (e) 逆变器交流侧电缆接线前应确认并网柜侧有明显断开点。

(f) 逆变器连接导线前，应确保整个光伏方阵总短路电流不能超过逆变器最大允许电流。

(g) 连接导线时应确保所有开关处于关闭状态，正确连接主机直流输入连接线的正负极、交流输出连接线、主机接地线，做到接线坚固可靠，接地良好。

(h) 逆变器与系统的直流侧和交流侧应有绝缘隔离的装置。直流侧应有必要的触电警示和防止触电安全措施，交流侧输出电缆和负荷设备应接有自动切断保护装置。

9 并网调试

9.1 并网调试

9.1.1 分布式光伏发电系统应在施工完成后按照相关标准和规范进行调试。

9.1.2 调试前应按设计图纸确认设备接线正确无误，牢固无松动；确认电气设备的参数符合设计值；确认设备及各回路电缆绝缘良好，符合接地要求；确认设备及线路标识清晰、准确。

9.1.3 分布式光伏发电系统的光伏组件串、汇流箱、逆变器、配电柜、二次系统、储能系统等设备进行联合调试，保证系统正常运行。

9.1.4 分布式光伏发电系统调试运行前，应编制调试运行大纲。

9.1.5 分布式光伏发电系统调试过程中如发生不合格项，在

对系统进行局部调整后，需对电气设备和系统逐项重新调试并记录，调试记录应齐全、准确。

9.2 并网检测

9.2.1 分布式光伏开发项目完成现场调试后，向属地供电公司提交并网检测申请和并网测试方案。

9.2.2 分布式光伏开发项目并网检测内容应按照相关标准和规程执行，包含但不限于（1）功率控制和电压调节；（2）电能质量；（3）安全与保护功能；（4）并网运行适应性；（5）建模试验。

9.2.3 分布式光伏并网电压等级为 380 伏，在并网前向供电企业出具设备检测报告，并网电压等级为 10/35 千伏，在并网运行 6 个月后向供电企业出具光伏运行特性并网检测报告。

9.2.4 检测结果应做详实记录，作为工程竣工验收的提交资料之一。

10 工程验收

10.1 分布式光伏开发工程及接入电网工程竣工后，向供电公司提出并网验收及并网调试申请前应履行分布式光伏本体工程验收程序，未经验收或验收不合格的工程不得并网。

10.2 分布式光伏开发项目接网工程验收应贯彻执行国家和电力行业以及国家电网公司的有关规程、规定、标准。

10.3 对提供虚假资料、使用假冒伪劣产品、不按规范设计

施工、私自搭建、未按照规范建设的分布式光伏项目不予工程验收。

10.4 分布式光伏开发项目原则上由项目业主自行组织验收，项目总承包单位配合，验收小组负责执行。

10.4.1 验收专家组的组成应符合下列要求：

(a) 应至少包含三名成员，原则上应邀请供电公司参加。

(b) 成员宜涵盖光伏系统、电气及接入、土建安装和运维等领域，与验收项目有关联的专家（涉及设计、施工和监理等）应回避。

10.5 验收时应对项目的土建与屋面部分、电气设备房与地面部分逐项进行外观检查和安装检查，并对项目全过程的必要资料进行检查。

10.6 隐蔽工程验收要有详细的文字记录和必要的影像资料支撑。

10.7 对影响工程安全和系统性能的工序，必须在本工序验收合格后才能进行下一道工序的施工。

10.8 并网验收应包括资料审查和外观检查。

10.8.1 接入 380 伏电压等级的资料应包括项目单位资质文件、设备参数报告和设备测试报告；接入 10 千伏及以上的分布式光伏开发项目验收资料除上述之外还应包括项目可行性研究报告、接入系统工程初步设计审查意见、接入工程设计报告、

图纸及说明书、涉网设备试验、保护定值、电能量采集以及计算和运行所需要的其他资料。

10.8.2 外观检查分布式电源并网设备的外观应整齐、清洁、美观：部件完整无缺，紧固部位无松动；电气导线无裸线，无损伤；燃油（气）、润滑油系统无渗漏现象；涂漆部分的漆膜均匀、无腐蚀、无明显裂纹、涂层脱落和凹凸不平及划伤等现象。

10.9 并网验收应核实并现场确认光伏组件装机容量，确保与并网申请、备案容量一致。

10.10 资料检查和现场检查时，验收专家组应对所有必查项逐条检查，对所发现的问题进行专门记录并归档；如不符合相应要求，则本次验收不合格，并应提出整改意见。

10.11 并网验收评价报告应包括以下内容：

- （a）文件及资料验收结果记录
- （b）并网验收结果记录
- （c）并网验收缺陷记录
- （c）验收结论
- （e）验收遗留问题备忘录。

10.10 并网验收完成后，验收组成员、见证人员应对验收记录进行审查和总结。

10.13 供电公司受理并网验收及并网调试申请后，负责安装

关口计量、发电量计量装置、与项目业主签订购售电、供用电和调度等方面的合同与协议。

10.14 电能计量装置安装合同与协议签订完毕后,供电公司负责组织开展分布式光伏项目涉网工程验收及并网调试,并出具分布式光伏开发并网验收意见单。

10.15 并网调试通过后直接转入并网运行。分布式光伏项目10千伏以上涉网设备,应按照并网调度协议约定,服从电网调度的统一管理。

11 运行维护

11.1 基本规定

11.1.1 规范化分布式光伏的运行控制应符合 NB/T 32025、GB/T 33599 和 GB/T 31464 的规定。

11.1.2 规范化分布式光伏电站的高低压电气设备、二次设备及公用设备的运行、巡视检查和日常维护、异常运行和故障处理应符合 DL/T969 的规定。

11.1.3 集电线路的运行、巡视检查和日常维护、异常运行和故障处理应符合 DL/T 1253 和 DL/T 741 的规定。

11.1.4 电力通信系统的运行应符合 DL/T 544 和 GB/T 31464 的规定。

11.1.5 专业运维单位应由规范化分布式光伏投资主体委托或指派。

11.1.6 规范化分布式光伏应设置日常维护人员，运行人员应经过岗前培训，且健康状况符合上岗条件。运行人员应熟悉电力安全工作要求，了解并掌握光伏电站设计要求和技术资料以及生产设备的技术要求、运行状况、操作方法和一般故障处理方法，具备分析各种类型状态信息、故障信息和判断一般故障原因的能力，熟练掌握触电现场救援方法，掌握安全工具、消防器材的使用方法，具备必要的安全生产知识和技能。

11.1.7 规范化分布式光伏投入运行后应建立完整的生产运行记录，生产运行记录应包括光伏电站运行状况以及异常运行和故障处理情况，并对运行数据进行备份、统计、分析和上报。

11.1.8 规范化分布式光伏应根据实际情况制定运行指标的评价标准，通过对比运行指标与评价标准分析电站运行状况，调整运行模式、光伏电站运行评价的内容应包括太阳能资源、电量、能耗、设备运行水平、设备可靠性等方面，运行评价指标应包括但不限于光伏电站峰值日照时数、等效年利用小时数、站用电率、光伏电站系统效率、度电运行维护费、主要设备可利用率。

11.1.9 专业维护人员应对光伏方阵、支架、电缆、配变箱、汇流箱、逆变器、防雷接地等设备及其接线保护与支撑、防腐、防潮、防爆、防变形和防断裂等进行定期检查与维护，发现污

损、锈蚀、脱接及松动等异常现象及时处理，并做好记录。

11.1.10 规范化分布式光伏电站中属于电网调度管辖的设备，运行人员应按照调度指令操作；操作电网调度许可范围内的设备，应得到电网调度部门的同意。

11.1.11 规范化分布式光伏的运行方式及涉网设备参数的调整应按照电网调度部门的要求进行。

11.1.11 规范化分布式光伏电站应定期对功率预测和发电计划执行情况进行统计，并根据电网调度要求上报。

11.1.14 规范化分布式光伏电站应执行电网调度机构下达的计划曲线、滚动修正计划曲线和调度指令，及时调节有功无功出力。

11.2 运行控制

11.2.1 运行操作应包括下列内容：

- a) 并网和解列操作；
- b) 高低压电气设备、输电线路、继电保护及安全自动装置等二次设备的运行操作；
- c) 功率预测系统的运行和操作；
- d) 有功功率和无功功率的调节；
- e) 电力通信系统的运行；
- f) 调度自动化系统的运行。

11.2.2 并网和解列操作包括下列内容：

a) 规范化分布式光伏的并网和解列应按照电网调度命令执行，并网和解列操作应符合 GB 26860 的要求；

b) 光伏逆变器的并网和解列可自动完成，也可由运行人员手动完成；

c) 光伏逆变器工作在自动控制模式时，逆变器根据输入和输出电压情况，自动完成并网或解列操作。

11.2.3 继电保护及安全自动装置包括下列内容：

a) 规范化分布式光伏电站应按 DL/T 623 对继电保护及安全自动装置的运行情况进行记录，并报送电网调度机构：

b) 规范化分布式光伏电站继电保护及安全自动装置投入运行后，遇有电网结构变化等需重新核算动作整定值时，应按 DL/T 584 的规定进行。

11.2.4 有功功率和无功功率调节包括下列内容：

a) 规范化分布式光伏电站应根据调度指令自动调节电站的有功功率，调节速度和控制精度应能满足电力系统有功调节的要求；

b) 规范化分布式光伏电站应根据调度指令自动调节发出或吸收的无功功率，控制并网点电压在正常运行范围内，调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求；

c) 当无功补偿设备因故退出运行时，光伏发电站应立即向调度机构汇报，并按调度指令控制光伏发电站运行状态。光伏

发电站出力为零时，应具备电网调用无功功率的能力。

11.3 日常维护

11.3.1 光伏组件的日常维护包含以下内容：

- a) 及时对引起光伏组件阴影的遮挡物进行清理；
- b) 根据电站运行状况组织对光伏组件表面的清洗工作，清洗时不应采用腐蚀性溶剂冲洗或用硬物擦拭，冬季等特殊环境应采用节水方式清洗；
- c) 遇有风沙、大雪、冰雹等情况，应及时清扫光伏组件表面；
- d) 及时更换无法正常使用的组件；
- e) 对出现明显松动的紧固件进行及时处理。

11.3.2 光伏支架的日常维护包含以下内容：

- a) 定期对螺杆和支架连接处进行检查，防止连接松动；
- b) 支架表面的防腐涂层出现开裂和脱落现象的应及时处理；
- c) 定期对跟踪支架转轴、电机等传动机构进行检查，发现故障应及时处理；
- d) 定期对支架和设备基础进行检查，对出现破损等情况的基础应及时处理。

11.3.3 汇流箱的日常维护包含以下内容：

- a) 汇流箱出线标识名称、编号牌掉落、外观破损时，应及时进行处理；
- b) 对汇流箱内部老化的元器件进行维护和更换；

c) 对汇流箱的密封情况进行检查。

11.3.4 逆变器的日常维护包含以下内容:

a) 逆变器出现标识名称、编号牌掉落、外观破损、门锁异常时, 应及时进行处理;

b) 定期打扫逆变器室, 清理逆变器百叶窗, 保持逆变器室内清洁, 无杂物。

11.3.5 直流配电柜的日常维护包含以下内容:

a) 配电柜出现标识名称、编号牌掉落、外观破损时, 应及时进行处理;

b) 对配电柜内部老化的元器件进行维护和更换。

11.3.6 防雷与接地的日常维护应包含以下内容:

a) 定期对光伏组件与支架、支架与支架、支架与接地网之间的连接紧固进行检查;

b) 检查设备防雷保护器的运行, 对老化的元件进行更换;

c) 定期对设备的保护接地进行检查。

12 结算与监察

12.1 供电企业完成并网验收及调试, 按照政府主管部门批准的电价定期结算电费。上、下网及发电量按国家规定的上网电价和销售电价分别计算购、售电费。

12.2 符合免税条件的分布式光伏开发项目由所在地县(区)供电企业代开普通发票: 符合小规模纳税人条件的分布式光伏

开发项目须在所在地税务部门开具 3 % 税率的增值税发票: 一般纳税人分布式光伏开发项目开具 13 % 税率的增值税发票。(若国家税率政策发生变化, 按照国家相关政策及时进行调整)

12.3 未经供电企业许可, 擅自引入、供出电力或将备用电源和其他电源私自并网的, 除当即拆除接线外, 还应承担违约使用电费及相应法律责任。

12.4 对于私自迁移、更动和擅自操作供电企业的用电计量装置、电力负荷管理装置、供电设施的, 供电企业可暂停其发电设施接入并网, 并追究其经济责任。

13 项目评价

13.1 分布式光伏开发项目评价宜包括实施过程评价、生产运行评价、财务效益评价、环境影响和社会效益评价、可持续性评价。分布式光伏开发项目评价应遵循独立、客观、科学的原则。

13.2 分布式光伏开发项目评价宜在项目投入运行 1 年后进行, 并形成相关评价报告。