

DB4403

深圳市地方标准

DB4403/T 514—2024

分布式光伏发电系统接入电网技术规范

Technical specification for distributed photovoltaic power generation
system connected to power grid

2024-10-14 发布

2024-11-01 实施

深圳市市场监督管理局 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 总体要求	2
6 系统接入方案	3
7 对光伏接入逆变器的输出电气参数的要求	3
8 电能质量	4
9 电压与频率响应特性	4
10 安全与保护	5
11 调度自动化	6
12 通信	6
13 网络安全防护	7
14 计量	8
附录 A（资料性） 典型接入方式示意图	10
附录 B（资料性） 分布式光伏发电系统计量点位置图例	12
参考文献	13

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。

本文件由深圳市发展和改革委员会提出并归口。

本文件起草单位：深圳供电局有限公司、深圳市标准技术研究院、深圳市燃气集团股份有限公司、深圳能源集团股份有限公司、深圳新能电力开发设计院有限公司、深圳供电规划设计院有限公司、中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司。

本文件主要起草人：邵志奇、舒舟、杨舸、江欣明、伍国兴、肖鸣、王安琪、张晔、何丰、杨文锋、王若愚、谢涛、罗井利、符谢力、谢莹华、李婧、孙庆超、李植鹏、汪道玲、宋佳刚、邓一鸣、林育艺、刘明明、辛拓、李海龙、叶键民、杨祥勇、郑伟楠、刘国伟、吴柳、叶睿显、王立宇、卢庚、姚晓微、龚武良、李晓黎、李志铿、张宏杰、陈寅生、杨尚国、张雪峰、杨智、周军、姚淼、王斐。

分布式光伏发电系统接入电网技术规范

1 范围

本文件规定了分布式光伏发电系统接入电网的总体要求、系统接入方案、光伏接入逆变器输出电气参数要求、电能质量、电压与频率响应特性、安全与保护、调度自动化、通信、网络安全防护及计量。

本文件适用于深圳市范围内通过10（20）kV及以下电压等级接入电网的新建和扩建分布式光伏发电系统规划设计工作，改建的分布式光伏发电系统可参照执行。

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 2894 安全标志及其使用导则
- GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差
- 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 19862 电能质量监测设备通用要求
- GB/T 19964 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 50063 电力装置电测量仪表装置设计规范
- NB/T 32015 分布式电源接入配电网技术规定
- NB/T 32016 并网光伏发电监控系统技术规范
- NB/T 33010 分布式电源接入电网运行控制规范
- NB/T 33012 分布式电源接入电网监控系统功能规范
- DL/T 584 3kV~110kV电网继电保护装置运行整定规程

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

分布式光伏发电系统 distributed photovoltaic power system

接入10（20）kV及以下电压等级、位于用户附近、所发电能就地消纳为主的光伏发电系统。

3.2

并网点 point of interconnection

分布式光伏发电系统（3.1）的交流输出侧接入电网的点。

注：对于有升压站的分布式光伏发电系统，并网点是指升压站高压侧母线或节点；对于无升压站的分布式光伏发电系统，并网点是指分布式光伏发电系统的输出汇总的母线或节点。

3.3

公共连接点 point of common coupling

自发自用的分布式光伏为接入用户的配电设施与公共电网的连接点；直接接入公用电网的分布式光伏为光伏电站并网点。

3.4

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。非计划性孤岛指非计划、不受控地发生孤岛；计划性孤岛指按预先配置的控制策略，有计划地发生孤岛。

[来源，GB/T 33982—2017，3.6]

3.5

防孤岛 anti-islanding

防止非计划性孤岛现象的发生。

[来源：GB/T 19964—2024，3.14]

4 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

APN：并网点（Access Point Name）

EMS：能量管理系统（Energy Management System）

HPLC：高速电力载波（High-speed Power Line Carrier）

UPS：不间断电源（Uninterruptible Power Supply）

4G：第四代移动通信技术（4th Generation Mobile Communication Technology）

5G：第五代移动通信技术（5th Generation Mobile Communication Technology）

5 总体要求

5.1 对接入电网的要求

5.1.1 应充分考虑因分布式光伏发电系统接入而引起的电网的潮流变化，并应根据其影响程度对公共电网进行必要的改造，确保分布式光伏发电系统接入电网后能有效输送电力并且能确保电网的安全稳定运行。

5.1.2 当并网点处接入其他发电特征的系统时，应总体考虑它们对电网的影响。

5.2 对建设条件的要求

5.2.1 分布式光伏发电系统的建设场地应具有合法性，所依托的建筑物应具有明确的物业权属或租赁证明。

5.2.2 应确保加装光伏发电设备后不影响建筑物的整体安全性。

5.3 对电气设备的要求

分布式光伏发电系统采用的电气设备应符合国家或行业的制造（生产）标准，其性能应符合接入电网的技术要求。

6 系统接入方案

6.1 接入电压等级

6.1.1 分布式光伏发电系统单点并网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、上级变压器及线路承载能力、所在地区配电网及周边分布式电源等情况，经综合比选后确定，并可参考表 1 中的要求。

表 1 分布式光伏发电系统单点并网电压等级推荐表

容量范围 (kW)	推荐接入电压等级 (kV)
$P \leq 15$	0.22
$15 < P \leq 500$	0.38
$500 < P \leq 6000$	0.38、10 (20)
$P > 6000$	10 (20)

6.1.2 当采用 220 V 单相接入时，应根据当地电网三相不平衡测算结果确定接入容量，单点接入容量不宜超过 8 kW，最大不超过 15 kW。

6.1.3 有不同接入电压等级可供选择的时候，宜根据送电方向选取适合接入的电压等级，宜在本电压等级内消纳。经过技术经济比较，并考虑发展规划等原因，采用低一级的电压等级接入优于高一级的电压等级接入时，推荐采用低一级的电压等级接入，以电网批复为准。

6.1.4 分布式光伏发电系统接入前，应进行相关线路热稳定、变压器承载能力校核，避免线路/变压器反向重载。

6.1.5 线路及变压器承载能力校核未通过时，应采取降低分布式光伏发电系统接入容量或升高接入电压等级等措施。

6.2 并网点位置选择

6.2.1 当分布式光伏发电系统安装容量不大于配电变压器容量时，宜接入配电变压器低压侧配电柜（箱）。

6.2.2 当分布式光伏发电系统安装容量大于配电变压器容量时，应接入配电变压器高压侧配电柜（箱）。

6.2.3 典型接入方式示意图见附录 A。对光伏发电全额上网接入方式可参考 A.1 和 A.2，对光伏发电余电上网接入方式可参考 A.3 和 A.4。

7 对光伏接入逆变器的输出电气参数的要求

7.1 电压

光伏接入逆变器的输出电压应为逆变后经变压器或不经变压器的输出电压，等于并网点母线电压，其电压偏差应符合 GB/T 12325 的规定。

7.2 频率

光伏接入逆变器输出频率应与公共连接点电网的频率始终保持一致。

7.3 功率因数

分布式光伏发电系统并网点功率因数应在 0.95（超前）~0.95（滞后）范围内连续可调。

8 电能质量

8.1 谐波

分布式光伏发电系统输入到公共连接点的谐波电流及其计算方法均应符合GB/T 14549的规定。

8.2 直流分量

逆变器额定运行时，输出电流的直流电流分量应不大于其额定输出电流的0.5%。

8.3 电压不平衡度

采用多台单相逆变器接入的光伏发电系统，应使分布式光伏发电系统输入到并网点的三相电压平衡，其电压不平衡度应符合GB/T 15543的规定。

8.4 无功功率

8.4.1 分布式光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足 GB/T 29321 的有关规定。应通过技术经济比较，选择合理的无功补偿措施，包括无功补偿装置的容量、类型、控制方式和安装位置。

8.4.2 分布式光伏发电系统无功补偿容量的计算，应充分分析逆变器无功调节能力，以及汇集线路、变压器和送出线路的无功损耗等因素。

8.4.3 分布式光伏发电系统应充分利用光伏逆变器的无功调节能力。当逆变器的无功容量不能满足系统无功或电压调节需要时，应在分布式光伏发电系统加装适当容量的无功补偿装置，必要时加装动态无功补偿装置。

8.5 电能质量监测

8.5.1 通过 10 (20) kV 接入的分布式光伏发电系统应在并网点装设电能质量实时在线监测装置，所装设的电能质量监测设备应满足 GB/T 19862 的要求。

8.5.2 分布式光伏发电系统应预留电能质量治理设备安装位置。当分布式光伏发电系统电能质量指标不满足要求时，分布式光伏发电系统应安装电能质量治理设备，确保分布式光伏发电系统电能质量合格。电能质量监测历史数据应至少保存一年，必要时可供能源主管部门及电网企业查询调用。

9 电压与频率响应特性

9.1 电压响应特性

分布式光伏发电系统的电压响应特性宜与电网侧的配电装置的过、欠电压保护设置一致。在与上述设置不矛盾的前提下，当并网点的电压超出表2规定的范围时，应在表2规定时间内停止向电网输送电能。此要求适用于三相系统中的任何一相。

表 2 分布式光伏发电系统的电压响应时间要求

并网点电压	电压响应时间要求
$U < 50\%U_N$	最大分闸时间不超过 0.2 s
$50\%U_N \leq U < 85\%U_N$	最大分闸时间不超过 2.0 s
$85\%U_N \leq U < 110\%U_N$	连续运行
$110\%U_N \leq U < 135\%U_N$	最大分闸时间不超过 2.0 s

表2 分布式光伏发电系统的电压响应时间要求（续）

并网点电压	电压响应时间要求
$135\%U_N \leq U$	最大分闸时间不超过 0.2 s
注1：对于三相短路故障和两相短路故障，考核电压为并网点的线电压；对于单相接地故障，考核点的电压为并网点的相电压。 注2： U_N 为分布式光伏发电系统并网点的电网标称电压。 注3：最大分闸时间是指异常状态发生到逆变器停止向电网输送电能的时间。	

9.2 频率响应特性

9.2.1 对于容量不大于 1MWp 的光伏发电系统，当电网频率超出 49.5 Hz~50.2 Hz 范围时，应在 0.2 s 以内停止向电网线路送电。

9.2.2 对于容量大于 1MWp 的光伏发电系统，应具备一定的耐受系统频率异常能力，应能在表 3 电网频率范围内按要求运行。

表3 分布式光伏发电系统的频率响应时间要求

电网频率	运行时间要求
$f < 48 \text{ Hz}$	根据光伏电站逆变器允许运行的最低频率或电网要求而定
$48 \text{ Hz} \leq f < 49.5 \text{ Hz}$	每次低于 49.5 Hz 时要求至少能运行 10 分钟
$49.5 \text{ Hz} \leq f \leq 50.2 \text{ Hz}$	连续运行
$50.2 \text{ Hz} < f \leq 50.5 \text{ Hz}$	频率高于 50.2 Hz 时，应具备降低有功输出的能力，实际运行可由电网决定；不允许处于停运状态的光伏发电站并入电网
$f > 50.5 \text{ Hz}$	在 0.2 s 内停止向电网送电，且不允许停运状态的光伏发电站并网

10 安全与保护

10.1 一般性规定

10.1.1 分布式光伏发电系统应具备相应的继电保护功能，其保护装置的设置及整定，应满足所属电网的技术规范和反事故措施。

10.1.2 分布式光伏发电系统继电保护的执行装置宜为光伏接入逆变器。

10.1.3 通过 10(20)kV 电压等级并网的光伏发电系统，应在并网点安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备。通过 380V 电压等级并网的光伏发电系统，应在并网点安装易操作、具有明显开断指示、具备开断故障电流能力的开关。

10.1.4 分布式光伏发电系统的接地型式应与电网侧配电系统的接地型式一致。

10.1.5 时钟同步系统参考 DL/T 5136—2012 的要求。

10.2 继电保护

10.2.1 分布式光伏发电系统的继电保护应符合可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求，涉网继电保护装置宜与电网侧的配电装置的保护设置一致，其技术条件应符合 GB/T 14285 和 DL/T 584 的规定。

10.2.2 对于采用专线接入的 10(20)kV 电压等级的分布式光伏发电系统，专用线路应配置光纤电流差动保护；其它 10(20)kV 及以下电压等级接入的分布式光伏发电系统可采用三段式电流保护。

10.2.3 分布式光伏发电系统应配置防孤岛保护装置，动作时间应不大于 2 秒。防孤岛保护还应与电网

侧线路保护重合闸、安全自动装置动作时间相配合。不应使用基于电压相位跳动的防孤岛保护装置。对于基于频率变化率的防孤岛保护装置，其保护定值需与电网企业商定。

10.2.4 10（20）kV 电压等级接入的分布式光伏发电系统应配置故障解列装置。故障解列应包含低/过频保护、低/过压保护等功能，故障解列装置联跳分布式光伏发电系统联络线断路器，条件具备时，宜联跳分布式光伏发电系统并网点断路器。

10.2.5 对于 10（20）kV 电压等级接入的分布式光伏发电系统，必要时可采用主变保护动作联跳分布式光伏发电系统联络线断路器，条件具备时，宜联跳分布式发电系统并网点断路器。

10.2.6 对于 10（20）kV 电压等级接入的分布式光伏发电系统，应在并网线路的上级变电站主变装设中性点间隙保护。

10.3 电磁兼容

分布式光伏发电系统应具有相应的抗电磁干扰能力，以保证信号传输不受电磁干扰，执行部件不发生误动作；同时设备本身产生的电磁干扰不应超过相关设备标准。

10.4 安全标识

应在分布式光伏发电系统接入柜（箱）正面醒目部位设置带有“警告”“双电源”等警告性文字的安全标识，标识的规格及内容应符合GB 2894的规定。

10.5 断开电网与恢复接入

分布式光伏发电系统因故障脱网或断开电网，当分布式光伏发电系统的监测装置检测到电网的各项技术参数正常后，宜延时不短于20秒接入。

11 调度自动化

11.1 通过 10（20）kV 电压等级接入的分布式光伏发电系统，应配备计算机监控系统、二次系统安全防护设备、调度数据网络接入设备等，并满足电力二次系统设备技术管理规范要求。计算机监控系统应具备向电网调度传输信息能力，具体应符合 NB/T 32015、NB/T 33012、NB/T 33010 的要求。

11.2 通过 10（20）kV 电压等级接入的分布式光伏发电系统，应配置远动通信设备，应实现遥测、遥信、遥控和遥调等功能，应实现远动信息的直采直送，应能与多个相关调度通信中心进行数据通信。分布式光伏发电系统远动通信设备的功能要求、信号输入/输出要求和可靠性要求应符合 GB/T 19964、NB/T 32016 的规定。

11.3 分布式光伏发电系统远动信息采集范围应按电网调度自动化 EMS 远动信息接入规定的要求接入信息量。

11.4 分布式光伏发电系统调度管辖设备供电电源应采用 UPS 或站内直流电源系统供电，在交流供电电源消失后，不间断电源装置带负荷运行时间应大于 40 分钟。

12 通信

12.1 基本要求

通过10（20）kV电压等级接入的分布式光伏发电系统应具有与电网调度进行数据通讯的功能，并可向电网调度传输实时分布式光伏发电系统的各项技术参数。通信系统应满足电网安全经济运行对电力通

信业务的要求。通信协议和通信通道宜与电网企业协商确定。220（380）V低压接入分布式光伏发电系统宜向电网企业上传发电量等运行数据。

12.2 10（20）kV 电压等级接入通信要求

具备光缆建设条件时，优先选用配电数据网；不具备光缆条件的，可采用无线方式，其中优先采用5G专用切片，不具备5G条件的可采用运营商APN网络。配置的通信设备应与电网接入端设备接口协议一致。

12.3 220（380）V 电压等级接入通信要求

可采用无线、载波、光纤等通信方式进行信息传输。分布式光伏发电系统本地通信宜以RS485、HPLC为主，可采用微功率无线辅助通信，满足电量采集装置、光伏逆变器等设备至台区配电智能网关的通信需求；分布式光伏发电系统的远程通信宜采用4G或5G无线公网，可结合10（20）kV光纤接入专网建设情况，因地制宜选用光纤方式，满足台区配电智能网关或光伏逆变器等至电网调度机构的通信需求。

12.4 网络专用要求

12.4.1 10（20）kV 电压等级接入要求

分布式光伏发电系统接入调度主站，应优先选用配电数据网，传输运行数据和控制指令；具备5G通信条件的场站，可选用5G专用切片；不具备上述通信条件的场站，可选用运营商APN网络，并按所属分区采用对应的加密认证策略和隔离措施。

分布式光伏发电系统应严格保证与调度机构通信的运动装置及智能录波器的独立性，不应给其他单位转发数据。

12.4.2 220（380）V 电压等级接入要求

分布式光伏发电系统的电能量采集装置向调度主站发送计量数据时，具备5G通信条件的场站，宜优先选用5G专用切片；不具备通信条件的场站，可选用运营商APN网络。采用APN模式接入时，应采用静态IP的方式。

13 网络安全防护

13.1 基本要求

通过380V及以上电压等级接入的分布式光伏发电系统的网络安全防护应符合电网的要求。

13.2 安全分区要求

13.2.1 分区类型

网联宜划分为生产控制大区和管理信息大区。生产控制大区可以分为控制区（安全I区）和非控制区（安全II区）。

13.2.2 控制区（安全I区）

控制区业务系统或其功能模块（或子系统）直接实现对电力一次系统的实时监控，纵向使用电力调度数据网络或专用通道。控制区的业务系统包括电力数据采集和监控系统、能量管理系统、广域相量测

量系统、配网自动化系统、变电站自动化系统、发电厂自动监控系统等，该区内还包括有采用专用通道的控制系统包括继电保护、安全自动控制系统、低频（或低压）自动减负荷系统、负荷控制管理系统等。

13.2.3 非控制区（安全Ⅱ区）

非控制区业务系统其功能模块（或子系统）在线运行但不具备控制功能，使用电力调度数据网络，与控制区中的业务系统或其功能模块联系紧密。非控制区的业务系统包括调度员培训模拟系统、故障录波信息管理系统、电能量计量系统、实时和次日电力市场运营系统等，功能模块包括配电网自动化系统的前置采集模块（终端）、负荷控制管理系统、分布式电源控制系统等。

13.2.4 管理信息大区

管理信息大区的业务系统包括调度生产管理系统、行政电话网管系统、电力企业数据网等。

13.3 横向隔离要求

光伏发电系统控制区（安全Ⅰ区）和非控制区（安全Ⅱ区）应采用防火墙等逻辑隔离措施，实现两个区域的逻辑隔离、报文过滤、访问控制等功能，其访问控制规则应正确有效。

部署功率预测系统的10（20）kV电压等级接入的分布式光伏发电系统，从管理信息大区或互联网获取气象数据时，应通过电力专用反向隔离装置，仅允许所需的气象数据通过。

13.4 纵向认证要求

13.4.1 10（20）kV电压等级接入要求

分布式光伏发电系统采用配电数据网或运营商APN网络与调度主站通信时，应在纵向连接处设置配网安全防护装置，实现双向身份认证、数据加密和访问控制功能；经5G专用切片接入调度主站时，应符合电网技术要求规定。

13.4.2 220（380）V电压等级接入要求

分布式光伏发电系统电能量采集装置应配置计量安全模块，实现身份认证、数据加密功能。涉及密码技术的安全设备或防护措施，均应使用国家商用密码算法，确保自主安全可控。

13.5 纵深防御要求

分布式光伏发电系统调度主站系统与涉及电网运行的系统安全防护措施应符合电网的技术要求。

13.6 安全监测要求

10（20）kV电压等级接入的分布式光伏发电系统应对该场站内涉网部分的主机设备、网络设备、安全防护设备的运行状态、安全事件等信息以及网络流量进行采集和分析，实现网络安全威胁的实时监测与审计，并上送电力监控系统网络安全态势感知系统。

14 计量

14.1 分布式光伏发电系统接入电网前，应明确上网电量计量点。计量点分为分布式光伏发电系统发电量计量点和余电上网计量点，设置位置见附录B。余电上网计量点应以电网企业最终批复为准。

14.2 每个计量点均应设置电能计量装置，其设备配置和技术要求应符合 GB/T 50063。光伏发电量计量点配置的电能计量装置宜采用单向智能电能表；余电上网计量点配置的电能计量装置宜采用双向智能电能表。

14.3 电能计量装置的安装、校验应由具有相应资质的单位或部门完成。

附录 A
(资料性)
典型接入方式示意图

A.1 全额上网接入方式

220 (380) V 全额上网接入方式见图 A.1, 10 (20) kV 全额上网接入方式见图 A.2。

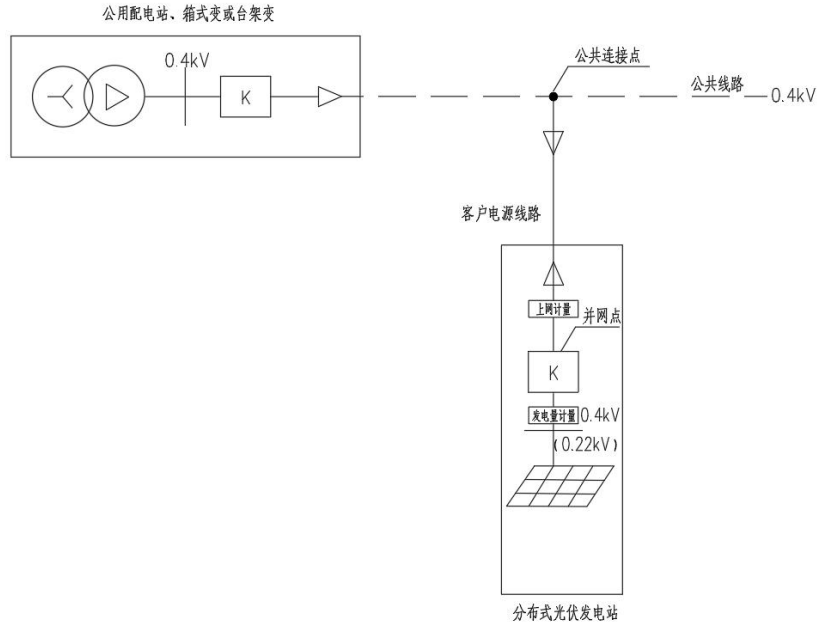


图 A.1 220 (380) V 全额上网接入方式

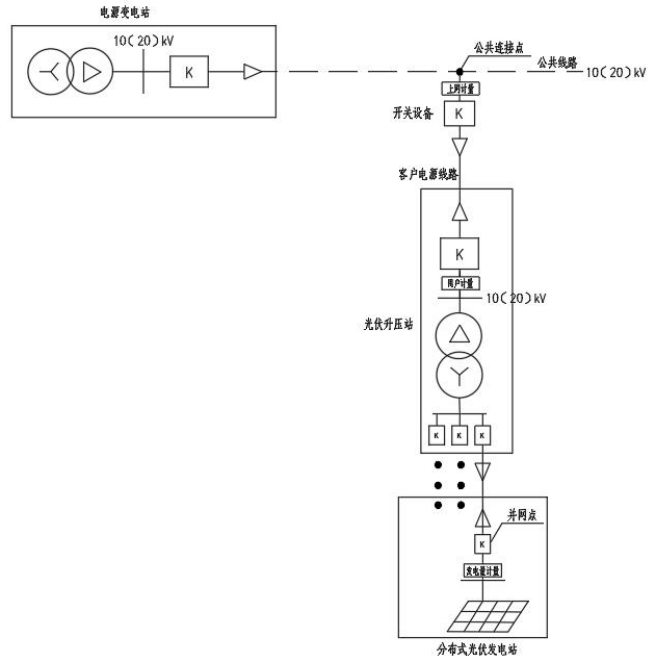


图 A.2 10 (20) kV 全额上网接入方式

A.2 余电上网接入方式

220（380）V余电上网接入方式见图A.3，10（20）kV余电上网接入方式见图A.4。

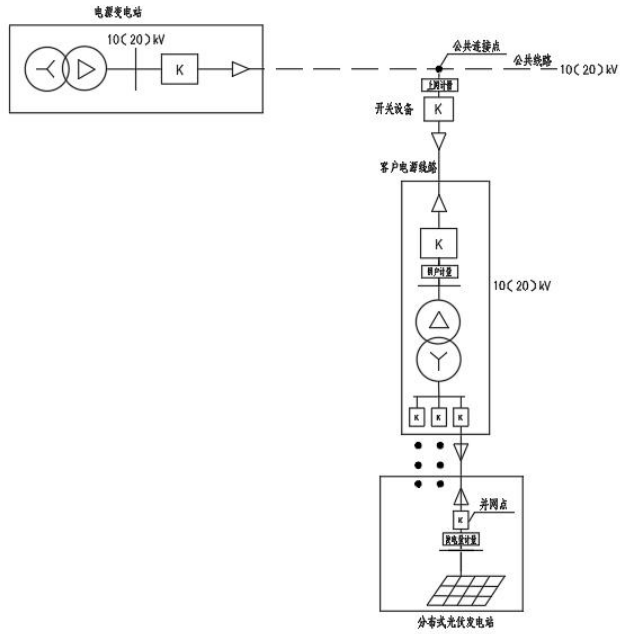


图 A.3 220（380）V 余电上网接入方式

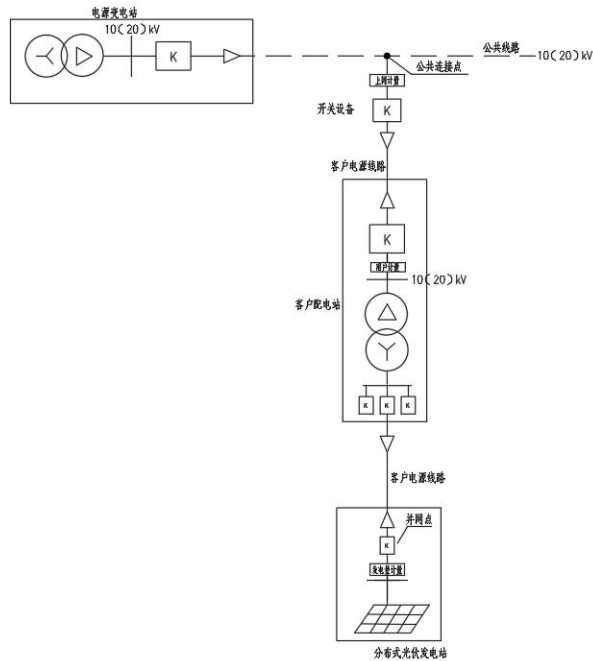


图 A.4 10（20）kV 余电上网接入方式

附录 B
(资料性)

分布式光伏发电系统计量点位置图例

计量点位置如图B.1所示。

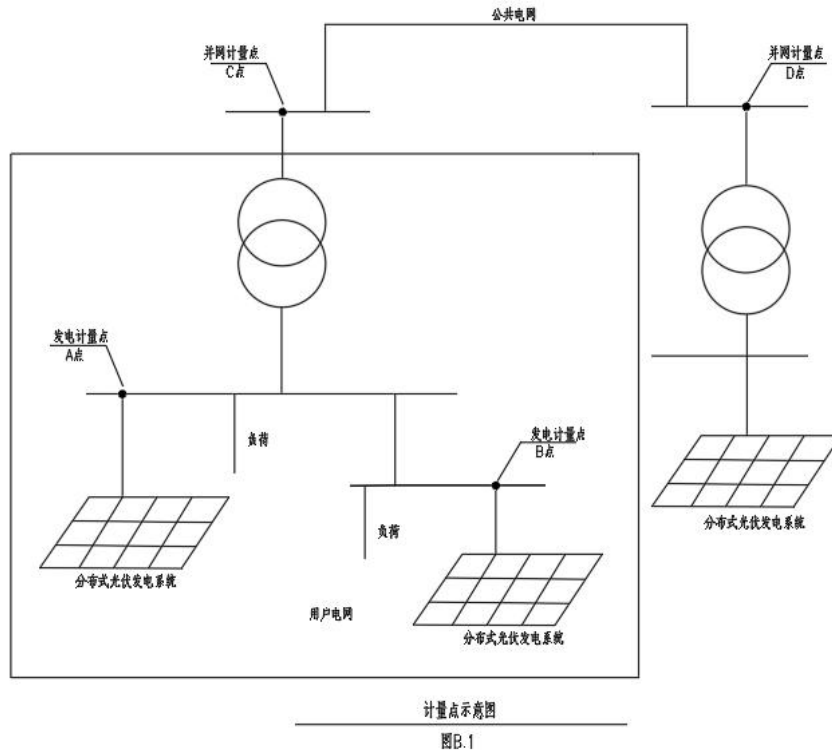


图 B.1 分布式光伏发电系统计量点位置图

参 考 文 献

- [1] GB/T 33982—2017 分布式电源并网继电保护技术规范
 - [2] DL/T 5136—2012 火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程
-