ICS 29.240
CCS K 45

中华人民共和国国家标准

GB/T 32900—2025
代替 GB/T 32900—2016

光伏发电站继电保护技术要求

Technical requirements for relaying protection of photovoltaic power station

2025-12-02 发布　　2026-04-01 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会　发布

目　　次

前言 …… Ⅲ
1　范围 …… 1
2　规范性引用文件 …… 1
3　术语和定义 …… 1
4　总体要求 …… 3
5　继电保护配置要求 …… 4
6　继电保护整定要求 …… 9
7　整定管理要求 …… 15
附录 A（资料性）　光伏发电站典型接线示意图 …… 17
附录 B（资料性）　各个电压等级的标称电压及平均额定电压 …… 20
参考文献 …… 21

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。

本文件代替GB/T 32900—2016《光伏发电站继电保护技术规范》，与GB/T 32900—2016相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下：

——更改了文件的适用范围（见第1章，2016年版的第1章）；

——增加了部分术语和定义（见3.5、3.13、3.14）；

——增加了光伏发电站整定计算模型和参数的要求（见4.9）；

——增加了在低短路比下保护装置动作性能要求（见4.10）；

——增加了继电保护用电流互感器性能要求（见4.11）；

——增加了汇集系统接入35 kV及以下电压等级相关要求（见5.1.6）；

——增加了中性点经消弧线圈接地方式下，单间隔保护装置中小电流接地保护配置与整定要求（见5.1.7、6.1.15）；

——增加了特殊运行方式及主升压变压器接线形式下接地变压器运行要求（见5.1.8、5.1.10）；

——更改了汇集线路保护配置与整定要求（见5.2、6.2，2016年版的5.2、6.2）；

——更改了汇集母线分段断路器保护配置与整定要求（见5.4、6.4，2016年版的5.4、6.4）；

——更改了主升压变压器保护配置与整定要求（见5.5、6.5，2016年版的5.5、6.5）；

——更改了无功补偿设备保护配置与整定要求（见5.6、6.6，2016年版的5.6、6.6）；

——更改了站用变压器保护配置与整定要求（见5.7、6.7，2016年版的5.7、6.7）；

——更改了接地变压器保护配置与整定要求（见5.8、6.8，2016年版的5.8、6.8）；

——更改了光伏逆变器及储能变流器保护配置与整定要求（见5.9、6.9，2016年版的5.9、6.9）；

——更改了单元变压器保护配置与整定要求（见5.10、6.10，2016年版的5.10、6.10）；

——增加了隔离变压器保护配置与整定要求（见5.11、6.11）；

——更改了小电流接地故障选线装置配置与整定要求（见5.12、6.12，2016年版的5.11、6.11）；

——更改了防孤岛保护配置与整定要求（见5.13、6.13，2016年版的5.12、6.12）；

——增加了故障信息管理设备（子站）配置要求（见5.14.5～5.14.7）；

——增加了变压器中性点接地方式要求（见6.1.5）；

——增加了110 kV及以下电压等级送出线路重合闸功能要求（见6.1.13）；

——增加了保护装置同时接入调度机构调管和光伏发电站自行管理时的一般要求（见7.1.7）。

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。

本文件由中国电力企业联合会提出并归口。

本文件起草单位：国家电网有限公司西北分部、国家电网有限公司、国网陕西省电力有限公司电力科学研究院、国网甘肃省电力公司、国网青海省电力公司、西安交通大学、南京南瑞继保电气有限公司、上海利乾电力科技有限公司、南京工业大学、北京中恒博瑞数字电力科技有限公司、国网山东省电力公司莱芜供电公司、中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司、云南电网有限责任公司电力科学研究院、国电南京自动化股份有限公司、许继电气股份有限公司、南京南瑞继保工程技术有限公司、阳光电源股份有限公司。

本文件主要起草人：张健康、陈洁羽、李怀强、赵毅、孔祥鹏、马超、常仲学、凌刚、陈邦强、陈俊、李进伟、孟凡敏、何强、贺元康、于娇、许守东、侯伟、薛明军、王志伟、曹雪原、彭书涛、董丹。

本文件及其所代替文件的历次版本发布情况为：

——2016 年首次发布为 GB/T 32900—2016；

——本次为第一次修订。

光伏发电站继电保护技术要求

1 范围

本文件规定了光伏发电站继电保护的总体要求、配置要求、整定要求及整定管理要求。

本文件适用于经 10 kV 及以上电压等级并网光伏发电站(含配置电化学储能的光伏发电站)中继电保护相关的研发、设计、制造、试验、调试、调度、运行、维护和检修等。其他电压等级并网的光伏发电站参照执行。

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/T 14285—2023 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 14598.24 量度继电器和保护装置 第 24 部分:电力系统暂态数据交换(COMTRADE)通用格式

GB/T 19964—2024 光伏发电站接入电力系统技术规定

GB/T 20840.2 互感器 第 2 部分:电流互感器的补充技术要求

GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定

GB/T 34120 电化学储能系统储能变流器技术要求

GB/T 37138 电力信息系统安全等级保护实施指南

GB/T 37408—2019 光伏发电并网逆变器技术要求

GB/T 40864 柔性交流输电设备接入电网继电保护技术要求

DL/T 553 电力系统动态记录装置通用技术条件

DL/T 559 220 kV～750 kV 电网继电保护装置运行整定规程

DL/T 584 3 kV～110 kV 电网继电保护装置运行整定规程

DL/T 866 电流互感器和电压互感器选择及计算规程

DL/T 1455 电力系统控制类软件安全性及其测评技术要求

NB/T 32004 光伏并网逆变器技术规范

NB/T 42088 继电保护信息系统子站技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

光伏发电站 photovoltaic(PV) power station

包含光伏发电系统及为其提供运行、检修、维护等服务的各类建(构)筑物、电气设备和辅助设施在内的发电站。

[来源:GB 50797—2012,2.1.6,有修改]

3.2

光伏发电站并网点　point of grid connection of PV power station

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

3.3

光伏发电站送出线路　outgoing transmission line of PV power station

从光伏发电站并网点至公共电网的输电线路。

3.4

光伏逆变器　PV inverter

将光伏方阵输出的直流电变换成交流电的设备。

3.5

储能变流器　power conversion system；PCS

储能系统中将直流电变换成交流电或将交流电变换成直流电，实现对电能存储设备充放电的功率变换设备。

[来源：GB/T 42313—2023，5.2.2，有修改]

3.6

单元变压器　unit transformer

与光伏逆变器（储能变流器）相连、对交流侧电能进行升压的设备。

3.7

汇集线路　collection line

从光伏发电站单元变压器高压侧将电能集中送出的输电线路。

3.8

汇集母线　collection bus

汇集线路共同接入的母线。

3.9

汇集系统　collection system

从光伏发电站单元变压器高压侧至汇集母线（含汇集母线）的所有电气设备组成的系统。

3.10

带平衡绕组变压器　transformer with balance winding

高、低压侧为星型接线，并装有为三次谐波提供通路的三角绕组的变压器。

注：该类变压器在改变交流电压的同时，为汇集系统提供中性点。

3.11

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。

[来源：GB/T 37408—2019，3.19]

3.12

防孤岛　anti-islanding

防止非计划性孤岛现象的发生。

[来源：GB/T 37408—2019，3.20]

3.13

主保护　main protection

满足电力系统稳定和电力设备安全要求，能以最快速度有选择地切除被保护电力设备故障或者结

束其异常情况的保护。

[来源:GB/T 14285—2023,3.1.2]

3.14

后备保护 backup protection

由于主保护不能动作、动作失效或者相关联的断路器动作失灵,导致在预定的时间内电力系统故障未被切除或其他异常情况未被发现时预定动作的保护。

[来源:GB/T 14285—2023,3.1.3]

4 总体要求

4.1 继电保护应适应光伏发电站及电力系统安全稳定运行需要,应能反映光伏发电站的各种故障及异常情况,并动作于跳闸或给出控制、告警信号,满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求,任何时候电力设备不应无保护运行。

4.2 确定光伏发电站电气主接线和运行方式以及进行电力设备选型时,应与继电保护的配置与运行统筹考虑,合理安排。对导致继电保护不能保证光伏发电站安全稳定运行的电气主接线、变压器接线、电力设备、互感器配置和运行方式,宜避免使用。新型电力设备首次应用时,应研究相关继电保护的适应性。光伏发电站典型接线示意图见附录 A。

注:本文件中主升压变压器以低压侧为单分支的普通双绕组变压器及带平衡绕组的变压器为例,其他情况参照执行。

4.3 继电保护的配置与整定应与电力系统稳定性、电力设备安全性、负荷供电可靠性的要求相适应,应选用性能满足要求、原理尽可能简单的继电保护方案,符合 GB/T 14285—2023、DL/T 584 及 DL/T 559 规定,并适应光伏发电站的运行特点和故障特性。

4.4 220 kV 及以上电压系统采用近后备保护原则,110 kV 及以下电压系统采用远后备保护原则。

4.5 汇集系统单相接地故障应快速切除。汇集系统中性点应采用经低电阻接地或经消弧线圈接地方式,接入 220 kV 及以上电压等级的光伏发电站汇集系统应采用低电阻接地方式,低电阻接地或消弧线圈接地通过接地变压器、带平衡绕组的主升压变压器、隔离变压器等方式实现。

4.6 汇集系统继电保护的配置与整定应与一次系统运行方式相适应,防止其故障造成光伏发电站主升压变压器或送出线路越级跳闸。

4.7 低电阻接地系统每段汇集母线应有且只能有一个中性点接地,当接地点失去时,应断开汇集母线的所有断路器。

4.8 在满足一次系统要求前提下,低电阻接地系统的接地电阻选取应确保零序电流保护对汇集系统单相接地故障有灵敏度。

4.9 应建立短路电流计算模型和参数,并通过模型验证和准确性评价,用于继电保护整定计算。

4.10 光伏发电站内各类继电保护应具备在低短路比条件下可靠动作的能力。

4.11 继电保护用电流互感器(电流互感器以下简称 CT)性能应符合 GB/T 20840.2 及 DL/T 866 要求,宜避免主保护出现死区,同时满足以下要求:

a) CT 变比选择时,宜综合考虑系统短路电流、线路最大负荷电流及元件的额定电流、测量误差及其他相关参数等因素的影响,满足保护装置整定配合和可靠性的要求;
b) 同一光伏发电站内相同电压等级的各 CT 二次额定值宜一致;
c) 差动保护各侧 CT 的相关特性宜一致;
d) 汇集系统保护装置零序电流宜取自专用零序 CT,选用穿缆式零序 CT 时,从零序 CT 上端引出的电缆接地线应穿回零序 CT 接地。

4.12 主升压变压器高压侧系统继电保护的配置与整定按照 GB/T 14285—2023、DL/T 584 及 DL/T 559

执行，110 kV(66 kV)及以上电压等级光伏发电站送出线路应配置电流差动保护，35 kV 及以下电压等级送出线路宜配置电流差动保护。

5 继电保护配置要求

5.1 一般要求

5.1.1 继电保护功能配置、技术性能及二次回路应满足 GB/T 14285—2023 及电力系统反事故措施的要求，适应光伏发电站的运行特点和故障特性。

5.1.2 应选用技术成熟、性能可靠、质量优良、有成功运行经验的继电保护装置，设计安装的继电保护应与一次系统同步投运。

5.1.3 220 kV 及以上电压等级电力设备应配置双重化保护，继电保护双重化包括保护装置的双重化以及与实现保护功能有关回路的双重化。110 kV(66 kV)及以下电压等级的电力设备按单套原则配置，重要的 110 kV(66 kV)及以下电压等级电力设备的继电保护，可按双重化原则或者双套原则配置。

5.1.4 继电保护的配置和选型应满足工程投产初期和终期的运行要求。

5.1.5 保护装置中所有涉及直接跳闸的开入均应采取措施防止误动作。光伏发电站汇集系统采用保护、测控一体化装置时，保护、测控功能应相互独立，三相操作插件应含在装置内。

5.1.6 汇集系统接入 35 kV 及以下电压等级电网时，满足以下要求：

a) 汇集系统的接地方式应与电网侧的接地方式相适应，不能满足时，应在光伏发电站送出线路装设隔离变压器，光伏发电站经隔离变压器与电网相连；

b) 汇集系统直接接入 35 kV 及以下电压等级电网时，所接入的电网侧变电站相应电压等级母线视为汇集母线的一部分，采用低电阻接地方式时，低电阻接地点宜选取在电网侧变电站相应电压等级母线上，该母线及相连元件单相接地故障应能快速切除；

c) 汇集系统直接接入 35 kV 及以下电压等级电网时，对于已经安装消弧线圈、单相接地故障电容电流依然超标的应当采取消弧线圈增容或者采取分散补偿方式，不宜采用随调方式，同一系统不宜存在两台及以上自动跟踪式消弧线圈。

5.1.7 光伏发电站应具备快速切除站内汇集系统单相接地故障的保护措施。对于中性点经低电阻接地的光伏发电站，应配置动作于跳闸的接地保护；对于经消弧线圈接地的光伏发电站，应配置小电流接地故障选线装置或采用具备小电流接地保护功能的单间隔保护装置实现跳闸。单间隔保护装置应具备接地故障出口跳闸功能，在本间隔发生单相接地故障时应可靠动作，在系统谐波含量较大或发生铁磁谐振接地时不应误报、误动。

5.1.8 汇集母线的接线方式应按本期、远景规划的安装容量、安全可靠性、运行灵活性和经济合理性等条件选择，当汇集母线为单母线分段并列运行时，有且只能有一台接地变压器(或带平衡绕组变压器)接入该母线运行。当接地点失去时，应断开并列运行母线的所有断路器。

5.1.9 光伏发电站宜避免出现非计划性孤岛，对于可能出现非计划性孤岛的情况，应有防孤岛保护措施。

5.1.10 对于主升压变压器低压侧带两个分支的情况，两分支系统有且只能有一台接地变压器投入运行。

5.1.11 保护装置定值及动作报告应能方便调阅，保护装置定值应能方便修改并有保证安全的措施。

5.1.12 保护装置应使用满足运行要求的软件版本，并经过有资质机构检测合格。

5.1.13 变压器保护(含主升压变压器、接地变压器和站用变压器)应提供便于用户修改的跳闸矩阵，以实现不同的运行要求。

5.1.14 继电保护装置及故障录波装置应支持 IRIG-B 码对时，时钟误差不超过 1 ms，外部对时信号消失采用自身时钟时的误差每 24 h 不超过 5 s。光伏逆变器(储能变流器)保护及单元变压器保护采用网

络对时，误差不超过 1 s。

注：IRIG-B 码为一种串行时间交换码，含有年份和时间信号质量信息，用于电力系统时间同步对时。

5.2 汇集线路保护

5.2.1 每回汇集线路应在汇集母线侧配置一套线路保护，在单元变压器侧可不配置线路保护。

5.2.2 对于相间短路，应配置阶段式过电流保护。当过电流保护不能满足灵敏性要求时，应配置阶段式相间距离保护，距离保护应适应光伏发电站故障特性。

5.2.3 中性点经低电阻接地系统，应配置反映单相接地故障的两段式零序电流保护，动作于跳闸。

5.2.4 线路保护应能反映被保护线路的各种故障及异常状态，能满足就地开关柜分散安装的要求，也能组屏安装。

5.3 汇集母线保护

5.3.1 汇集母线应装设专用母线保护。

5.3.2 母线保护应具有差动保护、母联（分段）充电过电流保护、母联（分段）死区保护、CT 断线判别、CT 饱和识别、PT 断线判别等功能。

5.3.3 母线保护应具有复合电压闭锁功能。

5.3.4 母线保护应允许使用不同变比的 CT，通过软件自动校正，并能适应于各支路 CT 变比最大相差 10 倍的情况。

5.3.5 母线保护各支路宜采用专用 CT 绕组。

5.3.6 母线保护应具有 CT 断线告警功能，除母联（分段）断路器外，其余支路 CT 断线后均闭锁差动保护。

5.3.7 母线保护应能自动识别母联（分段）断路器的充电状态，合闸于死区故障时，应瞬时跳母联（分段）断路器。

5.3.8 母线保护应具有其他保护动作联跳功能，用以切除与本母线相连的所有断路器。

5.4 汇集母线分段断路器保护

5.4.1 配置由压板投退的三相充电过电流保护，具有瞬时段和延时段。

5.4.2 中性点经低电阻接地系统，应配置充电零序电流保护。

5.5 主升压变压器保护

5.5.1 220 kV 及以上电压等级变压器按双重化原则配置主后一体的电气量保护。110 kV（66 kV）电压等级变压器，电气量保护采用主后一体化保护装置时，应按双套原则配置。35 kV 电压等级变压器可配置单套电气量保护。保护应能反映被保护设备的各种故障及异常状态，保护功能配置应适应站内变压器接线形式及汇集系统中性点接地方式的要求。

5.5.2 变压器非电量保护可按单套原则配置。110 kV（66 kV）及以上电压等级变压器的非电量保护应与电气量保护相对独立，具有独立的工作电源和跳闸出口电路。当断路器具有两组跳闸线圈时，非电量保护装置应同时作用于断路器的两组跳闸线圈。

5.5.3 电气量主保护满足以下要求：

a） 应配置纵差保护；

b） 除配置稳态量差动保护外，还可配置不需整定能反映轻微故障的故障分量（变化量）差动保护；

c） 纵差保护应能适应在区内故障且故障电流中含有较大谐波分量的情况；

d） 应具有差动速断功能。

5.5.4 330 kV 及以上电压等级变压器高压侧配置带偏移特性的阻抗（含相间、接地）保护，配置两段式

零序电流保护，可根据需要配置一至两段式复压闭锁（方向）过电流保护。阻抗保护具备振荡闭锁功能。

5.5.5 110 kV 及 220 kV 变压器高压侧配置一至两段式复压闭锁（方向）过电流保护，配置两段式零序电流保护。

5.5.6 35 kV 变压器配置电流差动保护作为主保护，高压侧配置两段式过电流保护。

5.5.7 变压器低压侧配置两段式过电流保护，可根据需要配置一段式复压闭锁（方向）过电流保护。

5.5.8 带平衡绕组变压器低压侧按 5.5.7 要求配置过电流保护，低压侧中性点经低电阻接地时，还需配置两段式零序电流保护，不带方向，作为变压器低压侧单相接地故障的主保护和系统各元件单相接地故障的总后备保护。零序电流保护的零序电流应取自中性点零序 CT。

5.5.9 对于接地变压器接于主升压变压器低压侧引线或者采用带平衡绕组的主升压变压器等情况，当主升压变压器保护跳开低压侧开关时，宜同时切除所接汇集母线的所有断路器，可通过汇集母线保护中其他保护动作联跳功能实现。

5.5.10 110 kV 及以上电压等级变压器，如变压器中性点可能接地运行或不接地运行时，除按 5.5.4 和 5.5.5 配置零序电流保护之外，对全绝缘变压器，应配置零序电压保护；对分级绝缘变压器，应配置间隙电流保护和零序电压保护。间隙电流应取中性点间隙专用 CT，零序电压应取变压器本侧 PT 开口三角电压或自产电压。

5.5.11 配置过负荷保护，过负荷保护延时动作于信号。

5.5.12 330 kV 及以上电压等级变压器高压侧配置过励磁保护，保护应具有定时限特性和反时限特性，反时限特性应与变压器过励磁特性匹配。

5.5.13 变压器间隔断路器失灵保护动作后通过变压器保护跳各侧断路器。

5.5.14 非电量保护满足以下要求：

a) 非电量保护动作应有动作报告；
b) 跳闸类非电量保护，启动功率应大于 5 W，动作电压在 55%～70%额定电压范围内，额定电压下动作时间为 10 ms～35 ms，应具有抗 220 V 工频干扰电压的能力；
c) 变压器本体宜具有过负荷启动辅助冷却器功能，变压器保护可不配置该功能；
d) 变压器本体宜具有冷却器全停延时回路，变压器保护可不配置该延时功能。

5.5.15 变压器保护各侧 CT 变比不宜使平衡系数大于 10。

5.5.16 变压器低压侧采用敞开式结构时，低压侧外附 CT 应安装在低压侧母线和断路器之间。

5.5.17 当接地变压器接于主升压变压器低压侧引线时，变压器差动保护低压侧（角接侧）应采取滤除零序电流的措施。

5.6 无功补偿设备保护

5.6.1 静止无功补偿装置继电保护配置应满足 GB/T 40864 相关要求。

5.6.2 静止同步补偿装置继电保护配置应满足 GB/T 40864 相关要求。

5.6.3 静止同步补偿装置变压器保护配置应满足以下要求：

a) 10 kV 以上电压等级且容量在 10 MVA 以上或有其他特殊要求的静止同步补偿装置变压器配置电流差动保护作为主保护；
b) 10 kV 及以下电压等级或容量在 10 MVA 及以下的静止同步补偿装置变压器配置电流速断保护作为主保护；
c) 配置过电流保护作为后备保护；
d) 对于低电阻接地系统，高压侧配置两段式零序电流保护作为单相接地故障主保护和后备保护；
e) 配置非电量保护。

5.7 站用变压器保护

5.7.1 10 kV 以上电压等级且容量在 10 MVA 以上或有其他特殊要求的变压器配置电流差动保护作

为主保护。

5.7.2 10 kV 及以下电压等级或容量在 10 MVA 及以下的变压器配置电流速断保护作为主保护。

5.7.3 配置过电流保护作为后备保护。

5.7.4 对于低电阻接地系统，高压侧还应配置两段式零序电流保护作为单相接地故障主保护和后备保护。

5.7.5 对于低压侧中性点直接接地系统，配置下列保护之一作为单相接地故障保护：

a) 低压侧零序电流保护，零序电流应取自站用变压器低压侧中性点零序 CT；

b) 灵敏度满足要求时，可利用高压侧的相间过电流保护作为低压侧单相接地故障的后备保护。

5.7.6 配置非电量保护。

5.8 接地变压器保护

5.8.1 接地变压器配置电流速断保护、过电流保护作为内部相间短路故障的主保护和后备保护。

5.8.2 对低电阻接地系统，配置两段式零序电流保护作为接地变压器单相接地故障的主保护和系统各元件单相接地故障的总后备保护。

5.8.3 电流速断及过电流保护应采取软件滤除零序分量的措施，防止单相接地故障时保护误动作。

5.8.4 零序电流保护的零序电流应取自接地变压器中性点零序 CT。

5.8.5 配置非电量保护。

5.9 光伏逆变器及储能变流器保护

5.9.1 光伏逆变器保护性能应满足 GB/T 37408—2019、NB/T 32004 相关规定。

5.9.2 储能变流器保护性能应满足 GB/T 34120 相关规定。

5.9.3 光伏逆变器及储能变流器应具备交流侧频率保护、电压保护功能，动作于停机。

5.9.4 光伏逆变器及储能变流器应具备直流和交流端口短路和过流保护功能，动作于停机。

5.9.5 光伏逆变器及储能变流器应具备直流侧过电压保护、过载保护功能，动作于停机。

5.9.6 光伏逆变器及储能变流器应具备直流和交流端口极性误接保护功能。

5.9.7 光伏逆变器应具备向组件反向充电保护功能。

5.9.8 光伏逆变器及储能变流器还应配置在系统发生故障或异常运行时保护设备安全的其他保护功能，如过温、通讯故障、冷却系统故障等保护功能。

5.10 单元变压器保护

5.10.1 单元变压器应采用可靠的保护方案，确保变压器故障的快速切除。

5.10.2 单元变压器高压侧未配有断路器时，其高压侧可配置熔断器加负荷开关作为变压器的短路保护，应校核其性能参数，确保满足运行要求；单元变压器高压侧配有断路器时，应配置变压器保护装置，具备完善的电流速断和过电流保护功能，10 kV 以上电压等级且 10 MVA 以上容量的单元变压器还应配置差动保护。

5.10.3 接入 220 kV 及以上电压等级的光伏发电站单元变压器高压侧宜采用断路器隔离故障。

5.10.4 单元变压器低压侧配有断路器时，可通过电流脱扣器实现出口至变压器低压侧的短路保护；低压侧未配有断路器时，可配置熔断器加负荷开关实现出口至变压器低压侧的短路保护。

5.10.5 独立配置保护装置时，保护装置电源宜取自光伏逆变器（储能变流器）室工作电源，并具备可靠的备用电源。

5.10.6 配置非电量保护。

5.11 隔离变压器保护

5.11.1 隔离变压器配置电流差动保护作为主保护。

5.11.2 隔离变压器电网侧配置两段式过电流保护；光伏发电站侧配置两段式过电流保护，可根据需要配置一段式复压闭锁(方向)过电流保护。

5.11.3 隔离变压器光伏发电站侧中性点经低电阻接地时，还需配置两段式零序电流保护。零序电流保护的零序电流应取自中性点零序 CT。

5.11.4 配置非电量保护。

5.12 小电流接地故障选线装置

5.12.1 小电流接地故障选线装置应按汇集母线配置。

5.12.2 经消弧线圈接地的汇集系统直接接入 35 kV 及以下电压等级电网时，为实现有选择性切除故障，电网变电站相应母线宜配置小电流接地故障选线装置。

5.12.3 在汇集系统发生单相接地时应选线准确，在系统谐波含量较大或发生铁磁谐振接地时不应误报、误动。

5.12.4 小电流接地故障选线装置应具备在线自动检测功能。在正常运行期间，装置中单一电子元件(出口继电器除外)损坏时，不应造成装置误动作，且应发出装置异常信号。

5.12.5 小电流接地故障选线装置应具备出口跳闸功能，装置跳闸功能投退和跳闸延时可按元件独立整定。

5.12.6 在发生单相接地故障时装置应快速切除故障间隔，若故障长时间未切除，则通过跳相应主升压变压器各侧断路器方式隔离故障。

5.12.7 小电流接地故障选线装置应具备母线单相接地故障识别功能，发生母线故障时，经延时跳汇集母线的所有断路器。

5.12.8 汇集线路应配置专用的零序 CT，供小电流接地故障选线装置使用。同一汇集母线的零序 CT 规格型号宜保持一致。

5.13 防孤岛保护

5.13.1 当可能出现非计划性孤岛时，优先在光伏发电站配置防孤岛保护装置，必要时可在光伏发电站并网的变电站侧配置故障解列装置或通过进线保护、主变保护联切方式实现防孤岛保护功能。

5.13.2 光伏发电站防孤岛保护应至少包含过电压、低电压、过频率、低频率保护功能，应具备 PT 断线告警的功能，低电压保护在母线 PT 断线时不应误动作。

5.13.3 防孤岛保护在光伏发电站故障穿越期间不应动作。

5.13.4 应采取措施缩小防孤岛保护检测盲区，增强光伏发电站孤岛运行和系统扰动识别能力，可利用电压(零序电压、线电压)故障分量、频率变化率等方法检测孤岛运行。

5.13.5 当光伏发电站(逆变器)工作于构网控制模式时，相关防孤岛保护功能应退出。

5.13.6 防孤岛保护装置宜以母线段为单位配置，取并网点母线三相电压，跳并网点断路器。对于汇集系统可能出现孤岛运行的情况，防孤岛保护装置应切除所有汇集线路断路器。

5.14 故障录波装置、故障信息管理设备(子站)

5.14.1 光伏发电站应在升压站内配置故障录波装置，220 kV 及以上电压等级光伏发电站的主升压变压器应配置独立的故障录波装置。

5.14.2 光伏发电站汇集系统运行信息，如汇集母线电压、汇集线路电流、无功补偿设备交流量、保护动作信息、站用直流系统的各母线对地电压等应接入站内故障录波装置。

5.14.3 故障录波装置应具备远传功能，并满足二次系统安全防护要求。

5.14.4 故障录波装置技术性能应满足 DL/T 553 规定，并能记录故障前 10 s 至故障后 60 s 的电气量数据，暂态数据记录采样频率不小于 4 000 Hz。故障录波装置应能将记录信息形成录波文件，文件格

式应遵循 GB/T 14598.24 的要求，采用暂态数据交换通用格式(COMTRADE)。

5.14.5 110 kV(66 kV)及以上电压等级光伏发电站应配置故障信息管理设备(子站)。光伏逆变器、储能变流器及无功补偿装置的故障录波信息宜接入厂站端故障信息管理设备(子站)。

5.14.6 厂站端故障信息管理设备(子站)应符合 NB/T 42088 的要求。

5.14.7 厂站端故障信息管理设备(子站)应能与主站进行通信，响应主站命令召唤或主动发送厂站端装置信息。厂站端故障信息管理设备(子站)应满足 GB/T 37138 及 DL/T 1455 的安全防护要求。

6 继电保护整定要求

6.1 一般要求

6.1.1 继电保护的运行整定，应以保证系统的安全稳定运行为根本目标。继电保护的整定应满足速动性、选择性和灵敏性要求，如果由于运行方式、装置性能等原因，不能兼顾速动性、选择性或灵敏性要求时，应在整定时，保证规定的灵敏系数要求，并执行如下原则：

a) 局部服从整体；
b) 下级服从上级；
c) 局部问题自行处理；
d) 兼顾局部和下级的需要。

6.1.2 继电保护整定计算参数包括线路、变压器、无功补偿设备、光伏发电单元等一次设备参数，以及相关等值阻抗。具体参数应包括以下内容。

a) 线路(含架空线及电缆)参数：线路长度，正序阻抗，零序阻抗，零序互感阻抗，电缆容抗值。
b) 变压器参数如下：
   1) 主升压变压器：绕组类别，绕组接线方式，额定容量，额定电压，额定电流，各侧短路阻抗及零序阻抗，中性点电阻值，过励磁曲线，热稳电流；
   2) 单元变压器、站用变压器、静止同步补偿装置变压器：额定容量，额定电压，额定电流，各侧短路阻抗及零序阻抗；
   3) 接地变压器：额定容量，额定电压，额定电流，零序阻抗，中性点电阻值。
c) 无功补偿设备参数：电抗器额定容量，额定电压，额定电流及电抗值，电容器额定容量，额定电压，额定电流及容抗值。
d) 光伏发电单元：额定容量，额定电压，额定电流，短路电流特性。
e) 等值电源参数：最大、最小方式下的正序及零序阻抗。
f) 其他对继电保护影响较大的有关参数。

6.1.3 整定计算中应使用合理的光伏发电站模型及参数，以保证满足所要求的精度。66 kV 及以上架空线路和电缆线路的阻抗应使用实测值。

6.1.4 继电保护整定计算以常见运行方式为依据，充分考虑光伏发电站运行特点。

6.1.5 110 kV 及以上电压等级变压器中性点接地运行方式宜尽量保持光伏发电站零序阻抗基本不变。光伏发电站 110 kV 主升压变压器中性点宜经间隙接地，如光伏发电站送出线路或串联供电线路未配置光纤差动保护，110 kV 主升压变压器中性点应直接接地。

6.1.6 继电保护整定应遵循逐级配合的原则，满足选择性的要求。对不同原理的保护之间的整定配合，原则上应满足动作时间上的逐级配合。

6.1.7 下一级电压母线的配出线路或变压器故障切除时间，应满足上一级电压系统继电保护部门按系统稳定要求和继电保护整定配合需要提出的整定限额要求。

6.1.8 为防止电压降低造成光伏发电站大规模脱网，应快速切除单相接地、两相短路及三相短路故障，视情况允许适当牺牲部分选择性。

6.1.9 继电保护配合的时间级差应根据断路器开断时间、整套保护动作返回时间、计时误差等因素确定，保护配合宜采用0.3 s的时间级差。对局部时间配合存在困难的，在确保选择性的前提下，微机保护可适当降低时间级差，但应不小于0.2 s。

6.1.10 对于经消弧线圈接地的光伏发电站，单相接地保护配合所需延时时间级差选取不宜小于0.5 s，宜取1 s。

6.1.11 同一套保护装置中闭锁、启动和方向判别等辅助元件的灵敏系数应不低于所控的保护测量元件的灵敏系数。

6.1.12 光伏发电站有关涉网保护的配置整定应与电网相协调，并报相应调度机构备案。

6.1.13 110 kV及以下电压等级单回送出线路可采用解列重合闸方式，也可采用电网侧检线路无压母线有压、光伏发电站侧采用检线路有压母线无压的重合闸方式。含电缆线路应由一次设备管理部门在投产前提供重合闸投退要求的书面意见。一、二次设备不满足时，重合闸应停用。

6.1.14 对于汇集系统直接接入电网的光伏发电站，中性点经低电阻接地且接地点选取在电网侧变电站相应电压等级母线时，光伏发电站送出线路的零序电流保护定值应可靠躲过下级所有设备电容电流之和，并与相邻元件零序电流保护配合。

6.1.15 对于经消弧线圈接地的光伏发电站，站内未配置小电流接地故障选线装置时，单间隔保护装置中小电流接地故障保护功能应投入，零序电压元件按躲过正常运行时的最大不平衡电压整定，动作时间可取1 s。

6.1.16 对继电保护在特殊运行方式下的处理，应经所在单位生产主管领导批准，并备案说明。

6.2 汇集线路保护

6.2.1 过电流Ⅰ段应对本线路末端相间短路故障有灵敏度，灵敏系数不小于1.5，动作时间与单元变压器高压侧保护动作时间相配合，可取为0 s～0.15 s。过电流Ⅰ段定值躲不过多台单元变压器同时空充励磁涌流时，可对单元变压器逐台空充。

6.2.2 过电流Ⅱ段应躲过本线路最大负荷电流与区外故障时下级光伏发电单元所提供的故障电流，尽量对本线路最远端单元变压器低压侧故障有灵敏度，灵敏系数宜不小于1.2，时间比过电流Ⅰ段多一个级差。

6.2.3 对于35 kV侧未经隔离直接并网的光伏发电站，汇集线路过电流保护定值还应与送出线路电网侧过电流保护定值反配合。

6.2.4 相间距离Ⅰ段应对本线路末端相间短路故障有灵敏度，灵敏系数不小于1.5，时间可取为0 s～0.15 s。

6.2.5 相间距离Ⅱ段应躲过线路最大负荷电流时的负荷阻抗，并尽量对相邻元件有远后备作用，时间比相间距离Ⅰ段多一个级差。

6.2.6 负荷限制电阻定值应按躲过最小负荷阻抗整定。

6.2.7 相间阻抗偏移角应结合线路长度及装置性能整定。

6.2.8 汇集线路不采用自动重合闸。

6.2.9 汇集线路距离保护不经振荡闭锁。

6.2.10 中性点经低电阻接地系统，零序电流Ⅰ段对本线路末端单相接地故障有灵敏度，灵敏系数不小于2，动作时间应满足光伏发电站运行电压适应性要求，可取0 s～0.15 s。

6.2.11 中性点经低电阻接地系统，零序电流Ⅱ段按可靠躲过线路电容电流整定，可靠系数不小于1.5；对三相合成式零序电流采集方式，零序电流还应躲过区外故障时的最大不平衡电流。时间可比零序电流Ⅰ段多一个级差。

6.3 汇集母线保护

6.3.1 母线保护是汇集母线短路故障的主保护，其差动电流元件应保证最小方式下母线短路故障有灵

敏度，灵敏系数不小于 2。

6.3.2 中性点经低电阻接地系统，低电压闭锁元件按躲过最低运行电压整定，宜整定为 60%～70%的额定电压；负序电压(U_2)闭锁元件按躲过正常运行最大不平衡电压整定，宜整定为 4 V～12 V(二次值)，零序电压($3U_0$)(单相接地时 $3U_0$ 为 100 V)可整定为 4 V～12 V(二次值)。

6.3.3 中性点经消弧线圈接地系统，低电压闭锁元件按躲过最低运行电压整定，宜整定为 60%～70%的额定电压；负序电压(U_2)闭锁元件按躲过正常运行最大不平衡电压整定，宜整定为 4 V～12 V(二次值)，零序电压($3U_0$)退出(按装置允许的最大值整定)。

6.4 汇集母线分段断路器保护

充电过电流保护及充电零序电流保护按最小运行方式下被充电元件故障有灵敏度整定，灵敏系数不小于 1.5，瞬时段保护动作时间取 0 s(或采用装置可整定最小值)。

6.5 主升压变压器保护

6.5.1 变压器主保护按变压器内部故障能快速切除，区外故障可靠不动作的原则整定。

6.5.2 变压器后备保护整定宜考虑变压器热稳定的要求。

6.5.3 变压器高压侧阻抗保护，指向变压器的阻抗不伸出变压器其他侧母线，指向母线的阻抗按与本侧出线距离保护配合整定。以较短时限动作于缩小故障影响范围，以较长时限动作于跳开变压器各侧断路器。

6.5.4 110 kV 及以上电压等级变压器高压侧复压过电流保护，电流元件按躲过额定电流和电网故障时光伏发电单元提供的短路电流整定，按低压侧母线故障校验灵敏度，灵敏系数不小于 1.5，并与低压侧(复压闭锁)过电流保护配合，动作于跳开变压器各侧断路器。低电压元件灵敏系数不小于 1.5，负序电压元件灵敏系数不小于 2。当高压侧复压元件灵敏系数不满足要求时，采用经两侧复压闭锁。高压侧复压过电流保护躲不过电网故障时光伏发电单元提供的短路电流时，可经方向控制，方向宜指向主变，但应以不带方向的长延时过电流保护作为总后备保护。

6.5.5 变压器高压侧零序电流Ⅰ段保护按本侧母线故障有灵敏度整定，灵敏系数不小于 1.5，并与本侧出线零序电流保护配合。以较短时限动作于缩小故障影响范围，以较长时限动作于跳开本侧断路器。带平衡绕组变压器高压侧零序电流Ⅰ段保护可带方向，方向宜指向本侧母线；普通双绕组变压器的高压侧零序电流Ⅰ段保护可不带方向。

6.5.6 变压器高压侧零序电流Ⅱ段保护，按与本侧出线零序电流保护最末一段配合整定，动作于跳开变压器各侧断路器。

6.5.7 35 kV 变压器高压侧过电流Ⅰ段电流定值按躲过变压器励磁涌流和变压器低压侧三相短路故障整定，可靠系数不小于 1.3，时间可取 0 s。过电流Ⅱ段电流定值按躲过额定电流和电网故障时光伏发电单元提供的短路电流整定，按变压器低压侧故障校验灵敏度，灵敏系数不小于 1.5，时间与低压侧过电流Ⅱ段配合。动作于跳开变压器各侧断路器。

6.5.8 零序电压保护取 PT 开口三角电压时，其 $3U_0$ 定值($3U_0$ 额定值为 300 V)可整定为 180 V 和 0.5 s；当取自产电压时，其 $3U_0$ 定值($3U_0$ 额定值为 173 V)可整定为 120 V 和 0.5 s。间隙电流定值可按间隙击穿时有灵敏度整定，一次电流定值可整定为 100 A，时间按与线路保全线有灵敏度段接地保护动作时间配合。中性点经放电间隙接地的 220 kV 及以上电压等级变压器，间隙电流保护动作时间宜可靠躲过本侧重合闸延时。间隙电流和零序电压保护动作跳变压器各侧断路器。

6.5.9 变压器低压侧过电流Ⅰ段应保证变压器低压侧汇集母线故障有灵敏度，灵敏系数不小于 1.5，并与本侧出线保护Ⅰ段配合。过电流Ⅱ段按躲过额定电流和电网故障时光伏发电单元提供的短路电流整定，按变压器低压侧汇集线路末端故障校验灵敏度，灵敏系数不小于 1.2，并与本侧出线保护Ⅱ段配合。分别动作于缩小故障影响范围，跳开本侧断路器，跳开变压器各侧断路器。过电流保护灵敏度不能满足

要求时，宜采用复压闭锁过电流保护。过电流保护躲不过电网故障时光伏发电单元提供的短路电流时，可经方向控制，方向宜指向汇集母线。

6.5.10 带平衡绕组变压器低压侧过电流保护按 6.5.9 整定。低压侧中性点经低电阻接地时，低压侧零序电流Ⅰ段按低压侧母线单相接地故障有灵敏度整定，灵敏系数不小于 2，与低压侧母线各连接元件零序电流Ⅰ段配合。低压侧零序电流Ⅱ段按汇集线路末端单相接地故障有灵敏度整定，与低压侧母线各连接元件零序电流Ⅱ段配合。低压侧零序电流保护动作于跳开变压器各侧断路器，同时切除所接汇集母线的所有断路器。如有两段时限，低压侧零序电流保护以较短时限跳所在汇集母线的所有断路器，以较长时限跳开变压器各侧断路器。

6.5.11 过励磁保护应按照变压器制造厂家提供的过励磁曲线整定。

6.5.12 非电量保护参照有关规程规定及设备制造厂家提供的参数设定。

6.6 无功补偿设备保护

6.6.1 静止无功补偿装置继电保护整定计算应满足 GB/T 40864 相关要求。

6.6.2 静止同步补偿装置继电保护整定计算应满足 GB/T 40864 相关要求。

6.6.3 静止同步补偿装置变压器保护按以下规定整定计算。

a) 差动保护最小动作电流按躲过正常运行时不平衡电流整定，可取为 0.3 倍～0.5 倍额定电流。

b) 电流速断保护电流定值按躲过低压侧母线故障和励磁涌流整定，按高压侧引线故障校验灵敏度，灵敏系数不小于 1.5，时间可取 0 s。

c) 过电流保护电流定值按可靠躲过额定电流整定，按低压侧故障校验灵敏度，灵敏系数不小于 1.5，时间可取 0.3 s。

d) 中性点经低电阻接地系统，零序电流Ⅰ段按对变压器高压侧单相接地故障有灵敏度整定，灵敏系数不小于 2，动作时间应满足光伏发电站运行电压适应性要求，可取 0 s～0.15 s；零序电流Ⅱ段按躲过正常运行时出现的零序电流整定，时间可比零序电流Ⅰ段多一个级差。

e) 非电量保护参照有关规程规定及设备制造厂家提供的参数设定。

6.7 站用变压器保护

6.7.1 差动保护最小动作电流按躲过正常运行时不平衡电流整定，可取 0.3 倍～0.5 倍额定电流。

6.7.2 电流速断保护电流定值按躲过低压侧母线最大三相短路故障和励磁涌流整定，按最小方式下高压侧引线故障校验灵敏度，灵敏系数不小于 1.5，时间可取 0 s。

6.7.3 过电流保护电流定值按可靠躲过最大负荷电流整定，按低压侧母线故障校验灵敏度，灵敏系数不小于 1.5，时间取 0.3 s～0.5 s，尽量与下级保护动作时间配合。

6.7.4 中性点经低电阻接地系统，零序电流Ⅰ段按对站用变高压侧单相接地故障有灵敏度整定，灵敏系数不小于 2，动作时间应满足光伏发电站运行电压适应性要求，可取 0 s～0.15 s；零序电流Ⅱ段按躲过正常运行时出现的零序电流整定，时间可比零序电流Ⅰ段多一个级差。

6.7.5 低压侧零序电流定值按躲过站用变压器最大负荷时的不平衡电流整定，可取 0.3 倍～0.6 倍变压器低压侧额定电流，同时保证低压母线单相接地故障有灵敏度，灵敏系数不小于 2，并与下级保护定值配合。

6.7.6 非电量保护参照有关规程规定及设备制造厂家提供的参数设定。

6.8 接地变压器保护

6.8.1 电流速断保护按躲过励磁涌流整定，按最小方式下电源侧故障校验灵敏度，灵敏系数不小于 1.5。装置不具备滤除相电流中的零序分量功能时，应躲过区外单相接地时流过接地变压器的最大故障电流。当接地变压器兼作站用变压器时，电流定值还应躲过低压侧母线最大三相短路电流，时间可取 0 s。

6.8.2 过电流保护按躲过接地变压器额定电流整定，接地变压器兼做站用变压器时，过电流保护电流定值还应保证低压侧母线故障有灵敏度，灵敏系数不小于1.5。动作时间宜与母线各连接元件零序电流Ⅱ段配合。

6.8.3 中性点经低电阻接地系统，零序电流Ⅰ段按母线单相接地故障有灵敏度整定，灵敏系数不小于2，与母线各连接元件零序电流Ⅰ段配合；零序电流Ⅱ段按汇集线路末端单相接地故障有灵敏度整定，与母线各连接元件零序电流Ⅱ段配合。

6.8.4 接地变压器接于光伏发电站汇集母线时，电流速断保护、过电流保护和零序电流保护动作跳开所在汇集母线的所有断路器，零序电流保护还宜跳开主升压变压器各侧断路器。

6.8.5 接地变压器接于光伏发电站主升压变压器相应侧引线时，电流速断保护和过电流保护动作跳开所在汇集母线的所有断路器，同时跳开主升压变压器各侧断路器。零序电流保护以较短时限跳开所在汇集母线的所有断路器，以较长时限跳开主升压变压器各侧断路器。

6.8.6 在汇集母线分段断路器并列情况下，电流速断保护、过电流保护和零序电流保护除跳开所在汇集母线的所有断路器外，还应跳开另一母线的所有断路器。

6.8.7 非电量保护参照有关规程规定及设备制造厂家提供的参数设定。

6.9 光伏逆变器及储能变流器保护

6.9.1 通过10 kV以上电压等级并网的光伏逆变器、储能变流器，过电压及低电压保护定值应符合GB/T 19964—2024中电压适应性规定；通过10 kV电压等级并网的光伏逆变器、储能变流器，过电压及低电压保护定值应符合GB/T 29319中电压适应性规定。

6.9.2 通过10 kV以上电压等级并网的光伏逆变器、储能变流器，过频率及低频率保护定值应符合GB/T 19964—2024中频率适应性规定；通过10 kV电压等级并网的光伏逆变器、储能变流器，过频率及低频率保护定值应符合GB/T 29319中频率适应性规定。

6.9.3 光伏逆变器直流和交流端口短路和过流保护、直流侧过电压和过载保护、直流端口和交流端口极性误接保护、反充电保护等应符合GB/T 37408—2019、NB/T 32004相关规定。

6.9.4 储能变流器直流和交流端口短路和过流保护、直流侧过电压和过载保护、直流端口和交流端口极性误接保护应符合GB/T 34120相关规定。

6.9.5 光伏逆变器和储能变流器在出现过温故障、通讯故障、冷却系统故障时应能自动保护停机，故障恢复后应能恢复正常工作。

6.10 单元变压器保护

6.10.1 变压器高压侧熔断器的时间-电流特性宜与汇集线路保护相配合，以避免汇集线路保护在单元变压器故障时失去选择性。

6.10.2 差动保护最小动作电流按躲过正常运行时不平衡电流整定，宜取0.3倍～0.5倍额定电流。

6.10.3 电流速断保护电流定值按躲过励磁涌流整定，按变压器低压侧故障校验灵敏度，灵敏系数不小于1.5，时间可取0 s。

6.10.4 过电流保护电流定值按可靠躲过变压器额定电流整定，时间可取0.3 s。

6.10.5 非电量保护参照有关规程规定及设备制造厂家提供的参数设定。

6.11 隔离变压器保护

6.11.1 差动保护最小动作电流按躲过正常运行时不平衡电流整定，宜取0.3倍～0.5倍额定电流。

6.11.2 电网侧过电流Ⅰ段电流定值按躲过变压器励磁涌流和变压器其他侧三相短路故障整定，可靠系数不小于1.3，时间可取0 s。过电流Ⅱ段电流定值按躲过额定电流和电网故障时光伏发电单元提供的短路电流整定，按光伏发电站侧汇集母线故障校验灵敏度，灵敏系数不小于1.5，时间与光伏发电站侧

过电流Ⅱ段配合。动作于跳开变压器各侧断路器。

6.11.3 光伏发电站侧过电流Ⅰ段应保证本侧汇集母线故障有灵敏度，灵敏系数不小于1.5，并与本侧出线保护Ⅰ段配合。过电流Ⅱ段按躲过额定电流和电网故障时光伏发电单元提供的短路电流整定，按本侧汇集线路末端故障校验灵敏度，灵敏系数不小于1.2，并与本侧出线保护Ⅱ段配合。以较短时间跳开本侧断路器，以较长时间跳开变压器各侧断路器。过电流保护灵敏度不能满足要求时，宜采用复压闭锁过电流保护。过电流保护躲不过电网故障时光伏发电单元提供的短路电流时，可经方向控制，方向宜指向汇集母线。

6.11.4 光伏发电站侧中性点经低电阻接地时，本侧零序电流Ⅰ段按汇集母线单相接地故障有灵敏度整定，灵敏系数不小于2，与母线各连接元件零序电流Ⅰ段配合；零序电流Ⅱ段按汇集线路末端单相接地故障有灵敏度整定，与母线各连接元件零序电流Ⅱ段配合。零序电流保护动作于跳开变压器各侧断路器，同时切除所接汇集母线的所有断路器。如有两段时限，零序电流保护以较短时限跳所在汇集母线的所有断路器，以较长时限跳开变压器各侧断路器。

6.11.5 隔离变压器光伏发电站侧中性点经低电阻接地时，当变压器保护跳开光伏发电站侧开关时，宜同时切除所接汇集母线的所有断路器。

6.11.6 非电量保护参照有关规程规定及设备制造厂家提供的参数设定。

6.12 小电流接地故障选线装置

6.12.1 零序电压元件按躲过正常运行时的最大不平衡电压整定。

6.12.2 消弧线圈经接地变压器接于光伏发电站汇集母线时，小电流接地故障选线装置经较短延时(不超过1 s)切除故障汇集线路，经较长延时(不超过2 s)跳开所在汇集母线的所有断路器。

6.12.3 消弧线圈接于主升压变压器相应侧绕组时，小电流接地故障选线装置经较短延时(不超过1 s)切除故障汇集线路，经较长延时(不超过2 s)跳开所在汇集母线的所有断路器，经更长延时(不超过2.5 s)跳开主升压变压器各侧断路器。

6.12.4 故障点在母线时，经较短延时(不超过1 s)跳开所在汇集母线的所有断路器。

6.13 防孤岛保护

6.13.1 过电压及低电压保护定值应符合GB/T 19964—2024、GB/T 29319中电压适应性规定。

6.13.2 过频率及低频率保护定值应符合GB/T 19964—2024、GB/T 29319中频率适应性规定。

6.13.3 防孤岛保护应与本站及电网侧继电保护和安全自动装置配合，其动作行为不应影响电网的运行稳定性，尽可能减少对电网电能质量、电力设备安全性及供电可靠性的影响。

6.13.4 低电压保护动作时间应躲过本站设备、送出线路及相邻线路保护灵敏段时间定值，同时应小于线路重合闸时间及变电站备自投动作时间，并考虑一定裕度。

6.13.5 低频率、低电压保护定值应与低频低压减载装置配合，按调度机构要求整定。

6.14 故障录波装置

6.14.1 变化量电流启动元件按最小运行方式下线路末端故障校验灵敏度，灵敏系数不小于4，可取$0.2I_n$(I_n：CT二次额定电流)。突变量电压启动元件按躲过正常电压变化整定，可取6 V。

6.14.2 稳态量相电流启动元件按躲过额定电流整定，可取$1.1I_n$。负序和零序电流启动元件按躲过最大运行工况下不平衡电流整定，可取$0.2I_n$。

6.14.3 电压越限启动元件按躲过电网电压正常波动范围整定，过电压启动元件可取110%额定电压，低电压启动元件可取90%额定电压。负序和零序电压启动元件按躲过正常运行工况下的最大不平衡电压整定，可取6 V。

6.14.4 频率越限及频率变化率启动元件按大于电网频率允许偏差整定，频率越限可取大于50.2 Hz或

小于 49.5 Hz,频率变化率可取 0.2 Hz/s。

7 整定管理要求

7.1 一般要求

7.1.1 各级调度机构按照直调范围(含上级调度授权)履行整定计算管理职责。

7.1.2 调度机构应向光伏发电站提供整定限额及配合要求,光伏发电站应定期对自行整定的保护装置定值进行校核。定值变更时应及时提交调度机构备案,未经调度机构同意,不应擅自更改运行定值及控制参数。

7.1.3 整定计算交界面划分以及交界面处保护整定计算管理,应依照调度管理规定执行。

7.1.4 整定计算人员应熟悉并掌握相关专业理论、技能及规程,具备从业经验。光伏发电站如需通过外委形式开展整定计算工作,外委单位应具备相应专业能力、具有相关整定计算业绩。

7.1.5 调度管辖范围变更时,应同时移交有关图纸、定值单等资料;接管单位应复核相关保护定值。

7.1.6 整定范围的分界点、整定限额和等值阻抗(网络)(包括最大、最小正序及零序)应书面明确,共同遵守,光伏发电站整定计算应严格执行调度机构下发的等值、限额以及主变压器中性点接地方式的要求。

7.1.7 当保护装置(如母差保护、故障录波器)同时接入调度机构调管和光伏发电站自行管理设备时,交界面、CT 变比以及整定范围等可由双方协商确定。

7.1.8 新建和扩建光伏发电站在拟定并网前,应将光伏发电站的涉网保护定值(包括定值计算书)报相应调度机构备案,涉网保护包括但不限于过电压、低电压、高频率、低频率保护,交界面有配合关系的保护以及调度机构要求列入管理的其他保护。

7.1.9 光伏发电站应向相关调度机构提供光伏发电站设备承受各种异常运行能力及短路电流特性的详细技术资料。

7.2 参数管理

7.2.1 应定期交换等值阻抗(网络),等值阻抗(网络)界面应由整定计算各方共同商定,以保证系统安全稳定运行为原则。当电网网架发生较大改变时,调度机构应及时下发等值阻抗(网络)。

7.2.2 为计算方便,所有参数值一般都用标幺值表示,可根据系统基准容量和元件所在电压等级的基准电压转换为有名值。

7.2.3 数据交换时,选取系统基准容量应统一,各个电压等级的基准电压为平均额定电压。各个电压等级的标称电压及平均额定电压见附录 B。

7.2.4 各级调度机构间计算参数的交换流程应符合相关要求。

7.2.5 工程投产前 3 个月,工程组织方应向相应调度机构提供继电保护整定计算的全部参数,包括线路的设计参数,电压电流互感器参数,变压器、无功补偿设备等一次设备的实测参数,光伏发电站模型及参数等。

7.3 图纸资料管理

7.3.1 工程投产前,工程组织方应向相应的调度机构提供以下资料:工程投产前 3 个月,提供继电保护整定计算相关的图纸资料;工程投产前 15 个工作日,提供线路实测参数、保护装置定值清单、装置说明书、软件版本等。

7.3.2 工程项目投产后的 3 个月内,工程组织方负责向运行单位提供与保护设备相符的竣工图纸及电子版(可修改)图纸。

7.4 定值单管理

7.4.1 整定计算应保留中间计算过程(整定计算书),整定计算书应妥善保管,以便日常运行或事故处理时核对。整定计算结束后,需经专人全面复核,以保证整定计算的原则合理、定值计算正确。编制定值单时应注明定值单编号、编发日期、限定执行日期和作废的定值单等。

7.4.2 定值单应严格履行编制及审批流程,应有计算人、复核人及审批人签字,调度机构的定值单应加盖“继电保护专用章”,光伏发电站自行整定的定值单应加盖单位公章方能有效。

7.4.3 运行单位应严格按照定值单要求设定保护装置定值并履行定值核对手续,同时在定值单上记录核对人员姓名、核对日期。

7.4.4 定值单宜一式4份,其中下发定值单的部门自存1份、调度1份、运行单位2份(现场及继电保护专业各1份)。

7.4.5 有效定值单与作废定值单应分别存放管理。定值单编号应全站唯一,定值单内容不应手写、涂改。

附 录 A
（资料性）
光伏发电站典型接线示意图

220 kV 及以上电压等级光伏发电站典型接线图见图 A.1。

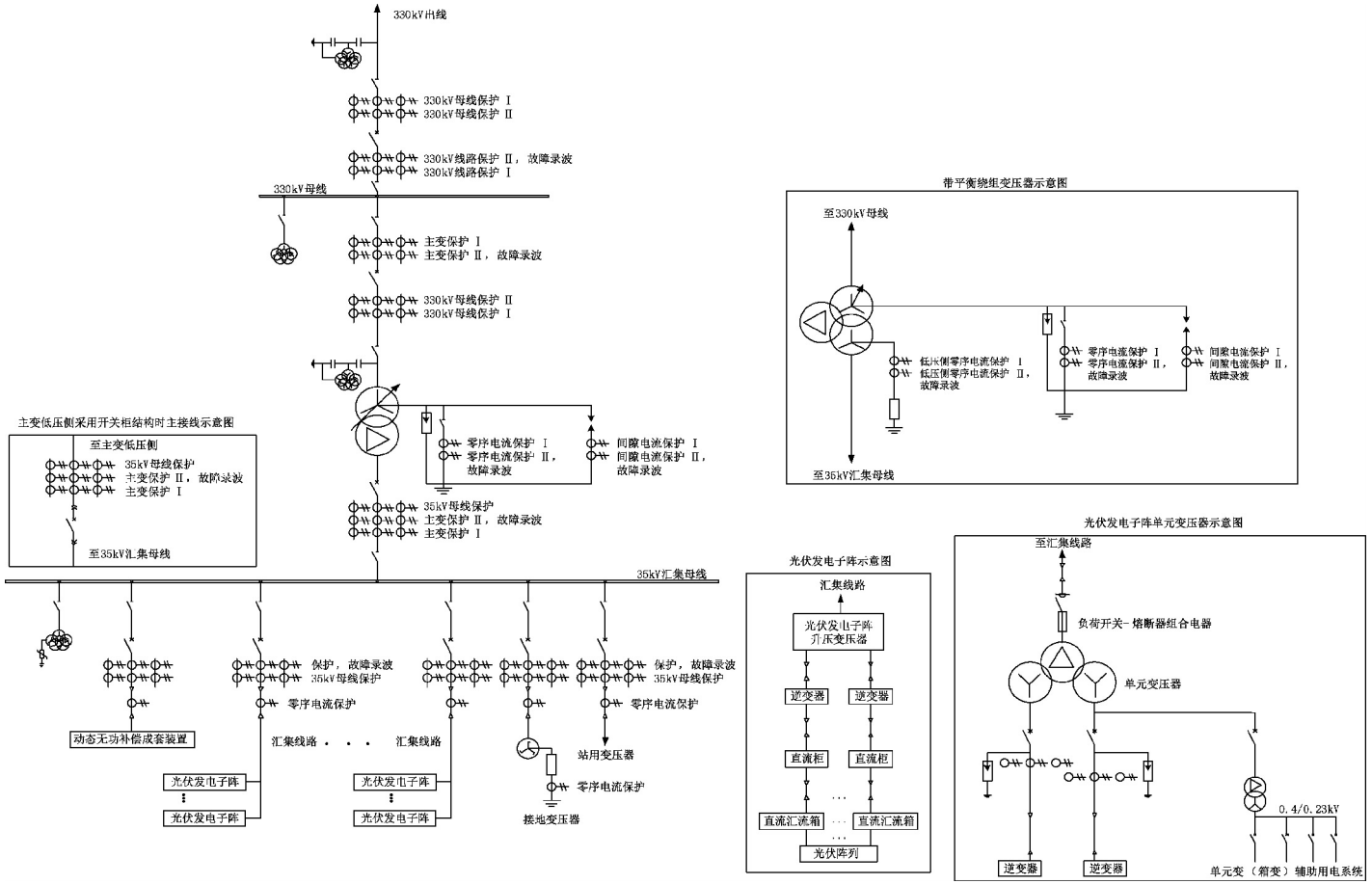

图 A.1 220 kV 及以上电压等级光伏发电站接线示意图

110 kV 电压等级光伏发电站典型接线图见图 A.2。

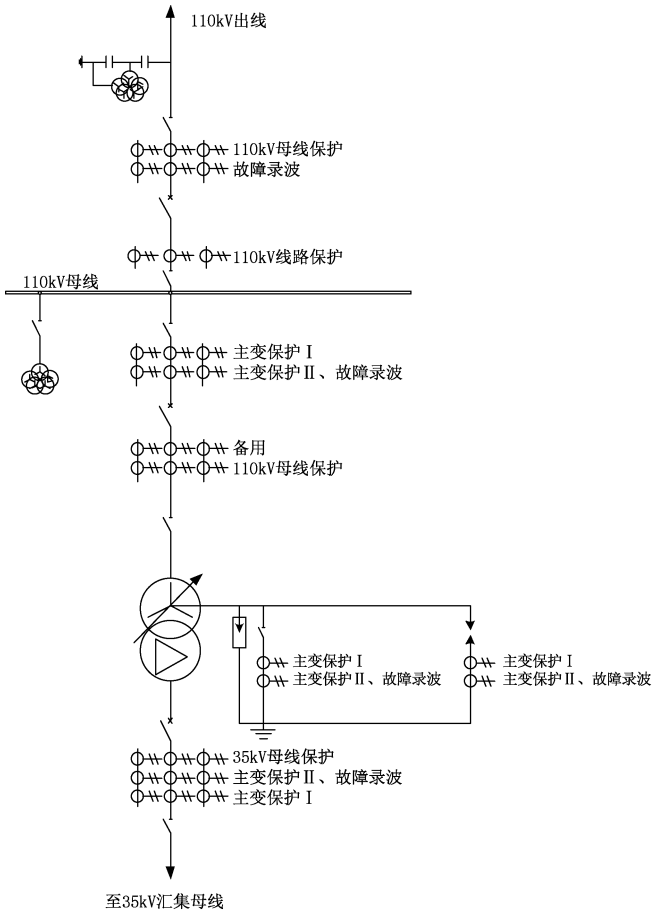

图 A.2　110 kV 电压等级光伏发电站接线示意图

35 kV 及以下电压等级光伏发电站典型接线图见图 A.3。

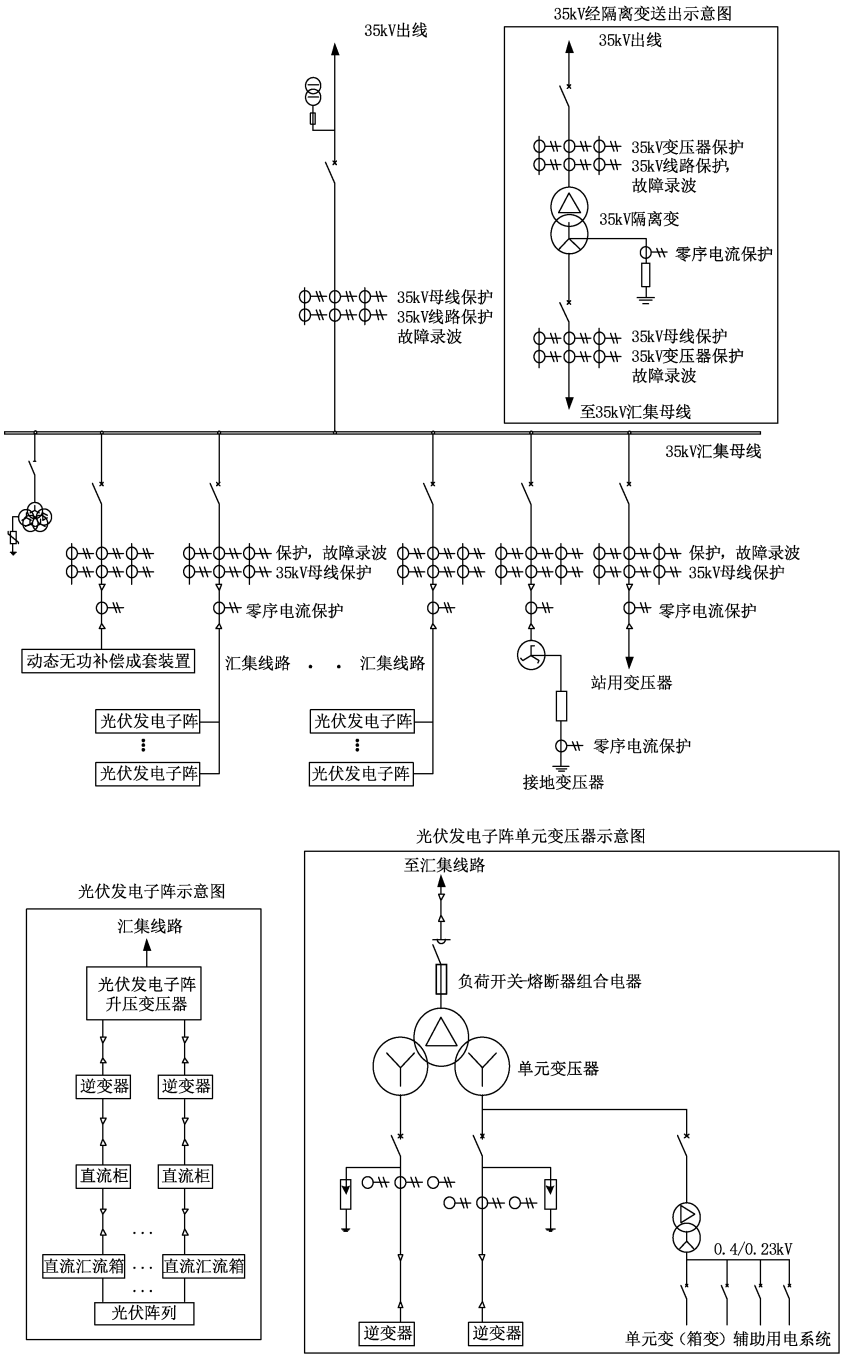

图 A.3　35 kV 及以下电压等级光伏发电站接线示意图

附 录 B
（资料性）
各个电压等级的标称电压及平均额定电压

各个电压等级的标称电压及平均额定电压见表 B.1。

表 B.1 各个电压等级的标称电压及平均额定电压

单位为千伏

电压等级	标称电压	平均额定电压
1 000	1 000	1 050
750	750	765
500	500	525
330	330	345
220	220	230
110	110	115
66	66	69
35	35	37
10	10	10.5

参 考 文 献

[1] GB/T 42313—2023 电力储能系统术语
[2] GB 50797—2012 光伏发电站设计规范