



# 中华人民共和国国家标准

GB/T 32900—2016

## 光伏发电站继电保护技术规范

Technical specification for relaying protection of  
photovoltaic power station

2016-08-29 发布

2017-03-01 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局  
中国国家标准化管理委员会 发布

## 目 次

前言 .....	I
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	1
4 总则 .....	2
5 继电保护配置原则 .....	3
6 继电保护整定原则 .....	7
7 整定管理 .....	11
附录 A (资料性附录) 光伏发电站典型接线示意图 .....	14

## 前　　言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准由中国电力企业联合会提出并归口。

本标准起草单位：国家电网西北电力调控分中心、国家电力调度控制中心、中国南方电网电力调度控制中心、青海电力调度控制中心、新疆电力调度控制中心、山东电力调度控制中心、甘肃电力调度控制中心、西北勘测设计研究院、中国电力科学研究院、浙江电力科学研究院、江苏电力设计院、南京南瑞继保工程技术有限公司、广东电力科学研究院、许继电气股份有限公司、国电南京自动化股份有限公司。

本标准主要起草人：张健康、粟小华、陆明、胡勇、李红志、孟兴刚、马杰、陈新、奚瑜、沈晓凡、袁龙威、宋旭东、黄晓明、廖泽友、王淑超、李玉平、郭勇。

# 光伏发电站继电保护技术规范

## 1 范围

本标准规定了光伏发电站中电力设备继电保护的配置原则、整定原则及整定管理要求。

本标准适用于经 35 kV 及以上电压等级送出线路并网的集中式光伏发电站与继电保护相关的科研、设计、制造、施工、调度和运行。通过其他电压等级送出的光伏发电站可参照执行。

## 2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。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/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T 19964 光伏发电站接入电力系统技术规定

GB 20840.2 互感器 第 2 部分：电流互感器的补充技术要求

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导则

NB/T 32004 光伏发电并网逆变器技术规范

## 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**

利用光伏电池的光生伏特效应，将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统，一般包含变压器、逆变器和光伏方阵，以及相关辅助设施等。

### 3.2

**光伏发电站并网点 point of 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 transmission line of PV power station**

从光伏发电站并网点至公共连接点的输电线路。

### 3.4

**低电压穿越 low voltage ride through**

当电力系统事故或扰动引起并网点电压跌落时，在一定的电压跌落范围和时间间隔内，光伏发电站能够保证不脱网连续运行。

3.5

**逆变器 inverter**

将直流电转换成交流电的设备。

3.6

**单元变压器 unit transformer**

与逆变器相连、对逆变后的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至升压站主升压变压器低压侧的输电线路。

3.8

**汇集母线 collection bus**

光伏发电站升压站主升压变压器低压侧母线。

3.9

**汇集系统 collection system**

从光伏发电站单元变压器高压侧至升压站主升压变压器低压侧的所有电气设备。

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，在改变交流电压的同时，为汇集系统中性点经低电阻接地提供接地点。

3.11

**孤岛 islanding**

包含负荷和电源的部分电网，从主网脱离后继续独立运行的状态。孤岛可分为非计划性孤岛现象和计划性孤岛现象。

## 4 总则

4.1 本标准是并网光伏发电站继电保护配置及整定应遵守的基本原则、方法和具体要求。附录 A 给出了光伏发电站典型接线示意图。

4.2 本标准适用于汇集系统中性点经低电阻接地或经消弧线圈接地的光伏发电站。

4.3 低电阻接地通过接于汇集母线上的接地变压器或者带平衡绕组的主升压变压器实现。

4.4 低电阻接地系统每段汇集母线必须且只能有一个中性点接地运行，当接地点失去时，应断开汇集母线所有断路器。

4.5 在满足一次系统要求前提下，设计单位在低电阻接地系统中接地电阻及零序电流的选取时应考虑零序电流保护对单相接地故障有足够的灵敏度。

4.6 分段汇集母线正常情况不允许并列运行，汇集母线为单母线或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。

4.7 光伏发电站应具备快速切除站内汇集系统单相故障的保护措施。

4.8 本标准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，其他情况可参照执行。

4.9 光伏发电站送出线路一般应配置电流差动保护，性能应满足 GB/T 14285 要求，整定按照 DL/T 584 及 DL/T 559 执行。

4.10 升压站高压系统电力设备继电保护的配置及整定按照 GB/T 14285、DL/T 584 及 DL/T 559 执行。

4.11 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。

## 5 继电保护配置原则

### 5.1 一般规定

5.1.1 继电保护装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

5.1.2 保护配置、设备规范及二次回路应满足电力系统有关规定和反事故措施的要求。

5.1.3 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,并考虑技术支持及售后服务等因素。

5.1.4 220 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。

5.1.5 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。

5.1.6 保护用互感器性能应符合 GB/T 20840.2 及 DL/T 866 要求,其配置应避免使保护出现死区。

5.1.7 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。

5.1.8 微机保护装置应使用满足运行要求的软件版本。

5.1.9 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。

5.1.10 汇集系统单相接地故障应快速切除。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,宜配置小电流接地故障选线装置实现跳闸。

5.1.11 光伏发电站保护定值及动作报告应能方便调阅,保护定值应方便修改并有保证安全的措施。

5.1.12 光伏发电站继电保护装置及故障录波器应支持 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。逆变器保护及单元变压器保护采用网络对时,误差不超过 1 s。

5.1.13 保护装置软压板与保护定值相对独立,软压板的投退不应影响定值。

5.1.14 变压器保护应提供便于用户修改的跳闸矩阵,以实现不同的运行要求。

5.1.15 光伏发电站汇集系统设备保护的配置和整定应与一次系统相适应,防止其故障造成主升压变压器的跳闸。

5.1.16 应避免出现非计划性孤岛。

### 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,在逆变器侧可不配置线路保护。

5.2.2 对于相间短路,应配置阶段式过流保护,还宜选配阶段式相间距离保护。

5.2.3 中性点经低电阻接地系统,应配置反应单相接地短路的二段式零序电流保护,动作于跳闸。

5.2.4 线路保护应能反应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、分段充电过流保护、分段死区保护、CT 断线判别、抗 CT 饱和、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,CT 相关特性应一致。
- 5.3.6 母线保护应具有 CT 断线告警功能,除母联(分段)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分段断路器的充电状态,合闸于死区故障时,应瞬时跳分段断路器。
- 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

配置由压板投退的三相充电过电流保护,具有瞬时和延时段。

#### 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、后备一体的电气量保护,同时配置一套非电量保护;110 kV 电压等级变压器配置主、后备一体的双套电气量保护或主、后备独立的单套电气量保护,同时配置一套非电量保护;35 kV 电压等级变压器配置单套电气量保护,同时配置一套非电量保护。保护应能反应被保护设备的各种故障及异常状态。

5.5.2 电气量主保护应满足以下要求:

- 应配置纵差保护;
- 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差动保护;
- 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;
- 主保护应采用相同类型电流互感器。

5.5.3 220 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,配置二段式零序电流保护,可根据需要配置一段式复压闭锁过流保护。

5.5.4 110 kV 变压器高压侧配置一段式复压闭锁过流保护;配置二段式零序电流保护。

5.5.5 容量在 10 MVA 及以上或有其他特殊要求的 35 kV 变压器配置电流差动保护作为主保护,其余情况在高压侧配置二段式过流保护。

5.5.6 变压器低压侧配置二段式过流保护;配置一段式复压闭锁过流保护。

5.5.7 带平衡绕组变压器低压侧除按 5.5.6 要求配置过流保护外,还需配置二段式零序电流保护,不带方向,作为变压器单相接地故障的主保护和系统各元件接地故障的总后备保护。低压侧过流及零序电流保护延时动作跳变压器各侧断路器,同时切除所接汇集母线的所有断路器。零序电流保护的零序电流应取自中性点零序 CT。

5.5.8 阻抗保护具备振荡闭锁功能。

5.5.9 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,间隙电压应取变压器本侧 PT 开口三角电压或自产电压。

5.5.10 配置过负荷保护,过负荷保护延时动作于信号。

5.5.11 330 kV 及以上电压等级变压器高压侧配置过励磁保护,保护应能实现定时限告警和反时限特性功能,反时限曲线应与变压器过励磁特性匹配。

5.5.12 变压器非电量保护应设置独立的电源回路和出口跳闸回路,且应与电气量保护完全分开。

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 非电量保护应满足以下要求:

- 非电量保护动作应有动作报告;
- 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;
- 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;
- 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 变压器低压侧外附 CT 宜安装在低压侧母线和断路器之间。

## 5.6 无功补偿设备保护

### 5.6.1 电抗器保护

5.6.1.1 配置电流速断保护作为电抗器绕组及引线相间短路的主保护。

5.6.1.2 配置过流保护作为相间短路的后备保护。

5.6.1.3 对于低电阻接地系统,还应配置二段式零序电流保护作为接地故障主保护和后备保护,动作于跳闸。

5.6.1.4 SVC 中晶闸管控制电抗器支路应配置谐波过流(包含基波和 11 次及以下谐波分量)保护作为设备过载能力保护。

### 5.6.2 电容器保护

5.6.2.1 配置电流速断和过流保护,作为电容器组和断路器之间连接线相间短路保护,动作于跳闸。

5.6.2.2 配置过电压保护,采用线电压,动作于跳闸。

5.6.2.3 配置低电压保护,采用线电压,动作于跳闸。

5.6.2.4 配置中性点不平衡电流、开口三角电压、桥式差电流或相电压差动等不平衡保护,作为电容器内部故障保护,动作于跳闸。

5.6.2.5 SVC 中滤波器支路应配置谐波电流保护(包含基波和 11 次及以下谐波分量)作为设备过载能力保护。

5.6.2.6 对于低电阻接地系统,还应配置二段式零序电流保护作为接地故障主保护和后备保护,动作于跳闸。

### 5.6.3 SVG 变压器保护

5.6.3.1 容量在 10 MVA 及以上或其他特殊要求的 SVG 变压器应配置电流差动保护作为主保护。

5.6.3.2 容量在 10 MVA 以下的 SVG 变压器配置电流速断保护作为主保护。

5.6.3.3 配置过电流保护作为后备保护。

5.6.3.4 配置非电量保护。

5.6.3.5 对于低电阻接地系统,高压侧还应配置二段式零序电流保护作为接地故障主保护和后备保护。

## 5.7 站用变保护

5.7.1 容量在 10 MVA 及以上或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 容量在 10 MVA 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 配置非电量保护。

5.7.5 对于低电阻接地系统,高压侧还应配置二段式零序电流保护作为接地故障主保护和后备保护。

## 5.8 接地变压器保护

5.8.1 接地变压器电源侧配置电流速断保护、过电流保护作为内部相间故障的主保护和后备保护。

5.8.2 配置二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 在汇集母线分段断路器断开情况下,接地变压器电流速断保护、过电流保护及零序电流保护动作跳所接母线的所有断路器。

5.8.4 在汇集母线分段断路器并列情况下,接地变压器电流速断保护、过电流保护保护及零序电流保护除跳所接母线的所有断路器外,还应跳另一母线的所有断路器。

5.8.5 配置非电量保护。

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

5.8.7 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。

## 5.9 逆变器保护

5.9.1 配置交流频率、交流电压及交流侧短路保护,动作于跳闸。

5.9.2 配置直流过电压及直流过载保护,动作于跳闸。

5.9.3 配置直流极性误接保护,当光伏方阵线缆的极性与逆变器直流侧接线端子极性接反时,逆变器应能保护不至损坏。极性正接后,逆变器应能正常工作。

5.9.4 配置反充电保护,当逆变器直流侧电压低于允许工作范围或逆变器处于关机状态时,逆变器直流侧应无反向电流流过。

5.9.5 配置其他在系统发生故障或异常运行时保护设备安全的保护功能。

5.9.6 逆变器保护性能应满足 NB/T 32004 规定。

## 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。

5.10.3 单元变压器低压侧设置空气断路器时,可通过电流脱扣器实现出口至变压器低压侧的短路保护。

5.10.4 独立配置保护装置时,保护装置电源宜取自逆变器室工作电源,并具备可靠的备用电源。

5.10.5 单元变压器配置非电量保护。

## 5.11 小电流接地故障选线装置

5.11.1 汇集系统中性点经消弧线圈接地的升压站应按汇集母线配置小电流接地故障选线装置。

5.11.2 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。

5.11.3 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。

5.11.4 具备跳闸出口功能。在发生单相接地故障时快速切除故障线路,若不成功,则通过跳相应主升压变压器各侧断路器方式隔离故障。

5.11.5 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。

## 5.12 防孤岛保护

光伏发电站根据需要配置独立的防孤岛保护装置,应包含过电压及低电压保护功能、过频率及低频率保护功能。

## 5.13 故障录波器

5.13.1 升压站应配置线路故障录波器和变压器故障录波器,动态无功补偿设备宜配置专用故障录波器。故障录波器数量根据现场实际情况配置。

5.13.2 升压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、保护动作信息等应接入站内故障录波器。

5.13.3 故障录波器应具备远传功能,并满足二次系统安全防护要求。

5.13.4 故障录波器技术性能应满足 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。

## 6 继电保护整定原则

### 6.1 一般规定

6.1.1 继电保护整定计算参数包括线路、变压器、无功补偿设备、光伏发电站等一次设备参数,以及相关等值阻抗。具体参数应包括:

- 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:
  - 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、SVG 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,各侧短路阻抗及零序阻抗,中性点电阻值。
- c) 光伏发电站交流侧参数:额定容量,额定电压,额定电流,短路电流特性。
- d) 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。
- e) 等值电源参数:最大、最小方式下的正序、零序阻抗。
- f) 其他对继电保护影响较大的有关参数。

6.1.2 光伏发电站需提供光伏发电站的计算模型、参数及控制特性等资料,以便进行光伏发电站接入电网的相关计算分析。

6.1.3 在整定计算中,光伏发电站应采用符合实际情况的计算模型及参数。

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 及以下电压系统继电保护一般采用远后备原则。

6.1.6 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,应在整定时合理地进行取舍,优先考虑灵敏性,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。

6.1.7 继电保护之间的整定,一般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。

6.1.8 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。

6.1.9 对于微机型继电保护装置,保护配合宜采用 0.3 s 的时间级差。

6.1.10 在电流互感器变比选择时,应综合考虑系统短路电流、线路及元件的负荷电流、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。

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 为防止电压降低造成光伏发电站大规模脱网,应快速切除单相短路、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。

6.1.13 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。

## 6.2 汇集线路保护

6.2.1 过流Ⅰ段应对本线路末端相间故障有足够的灵敏度,灵敏系数不小于1.5,时间可取为0 s。

6.2.2 过流Ⅱ段应躲过本线路最大负荷电流,尽量对本线路最远端光伏发电站单元变压器低压侧故障有灵敏度,时间可取为0.3 s。

6.2.3 过流保护可不经方向控制、不经电压闭锁。

6.2.4 相间距离Ⅰ段应对本线路末端相间故障有足够的灵敏度,灵敏系数不小于1.5,时间可取为0 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,时间可取为0.3 s。

6.2.6 负荷限制电阻定值应按躲最小负荷阻抗整定。

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。

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,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相间故障的主保护,也是低电阻接地系统汇集母线接地故障的主保护,其差动电流元件应保证最小方式下母线故障有足够的灵敏度,灵敏系数不小于2。

6.3.2 中性点经低电阻接地系统,低电压闭锁元件宜整定为60%~70%的额定电压;负序电压( $U_2$ )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 对中性点经消弧线圈接地系统,低电压闭锁元件的整定,按躲过最低运行电压整定,宜整定为60%~70%的额定电压;负序电压闭锁元件按躲过正常运行最大不平衡电压整定,负序电压( $U_2$ )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

充电过流保护按最小运行方式下被充电元件故障有足够的灵敏度整定,灵敏系数不小于1.5,瞬时段动作时间0 s。

## 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应考虑变压器热稳定的要求。

6.5.3 指向变压器的阻抗不伸出变压器对侧母线;指向母线的阻抗按与本侧出线距离保护配合整定。

6.5.4 110 kV及以上电压等级变压器高压侧复压过流保护电流元件按对低压侧母线故障有灵敏度并躲过负荷电流整定,灵敏系数不小于1.5,在保护范围和动作时间上宜与低压侧过流Ⅰ段保护配合。低电压元件灵敏系数不小于1.3,负序电压元件灵敏系数不小于1.5。

6.5.5 变压器高压侧零序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。带平衡绕组变压器高压侧零序Ⅰ段保护应带方向,宜指向本侧母线;普通双绕组变压器的高压侧零序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,按与本侧出线零序保护最末一段配合整定。

6.5.7 35 kV 变压器高压侧过流Ⅰ段电流定值按变压器低压侧故障有灵敏度并躲过负荷电流整定,灵敏系数不小于1.5,时间可取0 s。过流Ⅱ段按躲过负荷电流整定,时间一般取0.3 s。

6.5.8 间隙保护零序电压取PT开口三角电压时,其 $3U_0$ 定值( $3U_0$ 额定值为300 V)一般整定为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)一般整定为120 V和0.5 s。间隙电流定值可按间隙击穿时有足够的灵敏度整定,一次电流定值一般整定为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。

6.5.9 变压器低压侧过流Ⅰ段按变压器低压侧汇集母线相间故障有灵敏度并躲过负荷电流整定,灵敏系数不小于1.5,在保护范围和动作时间上宜与本侧出线保护Ⅰ段配合。过流Ⅱ段按变压器低压侧汇集线路末端相间故障有灵敏度并躲过负荷电流整定,灵敏系数不小于1.5,在保护范围和动作时间上宜与本侧出线保护Ⅱ段配合。过流保护灵敏度不能满足要求时,宜采用复压闭锁过流保护。

6.5.10 带平衡绕组变压器低压侧过流保护按6.5.9整定;零序Ⅰ段按汇集线路末端接地故障有足够的灵敏度整定,灵敏系数不小于2,动作时间应大于母线各连接元件零序电流Ⅱ段的最长动作时间。零序Ⅱ段按单相高阻接地故障有灵敏度整定,动作时间应大于零序电流Ⅰ段的动作时间。

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。

6.5.13 变压器高压侧过流保护躲不过负荷电流时,可经方向控制,方向宜指向变压器;变压器低压侧过流保护躲不过负荷电流时,也可经方向控制,方向宜指向汇集母线。

6.5.14 变压器后备保护以较短时限动作于缩小故障影响范围,以较长时限动作于断开变压器各侧断路器。

## 6.6 无功补偿设备保护

### 6.6.1 电抗器保护

6.6.1.1 电流速断保护电流定值应躲过电抗器投入时的励磁涌流,一般整定为3倍~5倍额定电流,在常见运行方式下,电抗器端部引线故障时有足够的灵敏度,灵敏系数不小于1.3,时间一般取0 s。

6.6.1.2 过电流保护电流定值应可靠躲过电抗器额定电流,一般整定为1.5倍~2.0倍额定电流,时间可取0.3 s。

6.6.1.3 中性点经低电阻接地系统,零序电流Ⅰ段按对电抗器端部引线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。零序电流Ⅱ段按躲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。

6.6.1.4 SVC中晶闸管控制电抗器支路谐波过流保护计算方法及保护定值由SVC设备厂家提供。

### 6.6.2 电容器保护

6.6.2.1 电流速断保护电流定值按电容器端部引线故障有足够的灵敏度整定,灵敏系数不小于2,一般取3倍~5倍额定电流。时间一般取0.1 s。

6.6.2.2 过流保护按躲电容器额定电流整定,一般取1.5倍~2倍额定电流。时间可取0.3 s。

6.6.2.3 过电压定值按1.3倍电容器额定电压整定,动作时间30 s。

6.6.2.4 低电压定值按电容器所接母线失压后可靠动作整定,一般取0.2倍~0.5倍额定电压,时间与所接母线出线保护最末段配合,并考虑低电压穿越影响。为防止TV断线保护误动,可经电流闭锁,定

值按 0.5 倍~0.8 倍额定电流整定。

6.6.2.5 中性点经低电阻接地系统,零序电流 I 段按对电容器端部引线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。零序电流 II 段按躲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。

6.6.2.6 不平衡保护计算方法及保护定值由电容器制造厂家提供。

6.6.2.7 SVC 中滤波器支路谐波过流保护计算方法及保护定值由 SVC 设备制造厂家提供。

### 6.6.3 SVG 变压器保护

6.6.3.1 差动保护最小动作电流按躲正常运行时不平衡电流整定,一般为 0.3 倍~0.5 倍额定电流。

6.6.3.2 电流速断保护电流定值按高压侧引线故障有灵敏度并躲过低压侧母线故障和励磁涌流整定,时间可取 0 s。

6.6.3.3 过流保护电流定值按低压侧故障有灵敏度并可靠躲负荷电流整定,灵敏系数不小于 1.5,时间可取 0.3 s。

6.6.3.4 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;零序电流 II 段,按躲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 站用变保护

6.7.1 差动保护最小动作电流按躲正常运行时不平衡电流整定,一般为 0.3 倍~0.5 倍额定电流。

6.7.2 电流速断保护电流定值按高压侧引线故障有灵敏度并躲过低压侧母线故障和励磁涌流整定,时间一般取 0 s。

6.7.3 过流保护电流定值按低压侧故障有灵敏度并可靠躲过负荷电流整定,时间一般取 0.3 s。

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;零序电流 II 段,按躲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。

## 6.8 接地变压器保护

6.8.1 电流速断保护按保证接地变压器电源侧在最小方式下相间短路时有足够的灵敏度,并躲过励磁涌流,一般取 7 倍~10 倍额定电流,时间一般取 0 s。

6.8.2 过流保护按躲过接地变压器额定电流整定,动作时间应大于母线各连接元件后备保护动作时间。

6.8.3 零序电流 I 段按单相接地故障有灵敏度整定,灵敏系数不小于 2,动作时间应大于母线各连接元件零序电流 II 段的最长动作时间。

6.8.4 零序电流 II 段按可靠躲过线路的电容电流整定,动作时间应大于接地变压器零序电流 I 段的动作时间。

## 6.9 逆变器保护

6.9.1 过电压及低电压保护定值应符合 GB/T 19964 中电压适应性规定。

6.9.2 过频率及低频率保护定值应符合 GB/T 19964 中频率适应性规定。

6.9.3 逆变器应该具有短路保护的能力,逆变器开机或运行中检测到输出侧发生短路时,逆变器应能自动保护,跳闸时间应小于 0.1 s。

6.9.4 当直流侧输入电压高于逆变器允许的直流方阵接入电压最大值时,逆变器不得启动或在 0.1 s 内停机(正在运行的逆变器),同时发出警示信号。直流侧电压恢复到逆变器允许工作范围后,逆变器应

能正常启动。

6.9.5 若逆变器输入端不具备限功率的功能,则当逆变器输入侧输入功率超过额定功率的 1.1 倍时需跳闸。若逆变器输入端具有限功率的功能,当光伏方阵输出的功率超过逆变器允许的最大直流输入功率时,逆变器应自动限流工作在允许的最大交流输出功率处,在持续工作 7 h 或温度超过允许值情况下,逆变器可停止向电网供电。恢复正常后,逆变器应能正常工作。

6.9.6 逆变器性能指标应能满足 6.9.1~6.9.5 要求。

## 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 电流速断保护电流定值按变压器低压侧故障有灵敏度整定,灵敏系数不小于 1.5,时间一般取 0 s。

6.10.3 过流保护电流定值按可靠躲过变压器负荷电流整定,时间一般取 0.3 s。

## 6.11 小电流接地故障选线装置

6.11.1 零序电压元件对汇集系统单相接地故障有足够的灵敏度,灵敏系数不小于 1.5。

6.11.2 经较短延时(一般不超过 0.5 s)切除故障汇集线路;经较长延时(一般不超过 1 s)跳主升压变压器低压侧断路器;经更长延时(一般不超过 1.5 s)跳升压变压器各侧断路器。

## 6.12 防孤岛保护

6.12.1 防孤岛保护装置动作时间应符合 GB/T 19964 规定。

6.12.2 过电压及低电压保护定值应符合 GB/T 19964 中电压适应性规定。

6.12.3 过频率及低频率保护定值应符合 GB/T 19964 中频率适应性规定。

6.12.4 防孤岛保护应与电网侧送出线路保护相配合。

## 6.13 故障录波器装置

6.13.1 变化量启动元件按最小运行方式下线路末端金属性故障最小短路检验灵敏度,电流定值(一次值)可取  $\Delta I_s \geq 0.2$  倍额定电流,  $\Delta 3I_2 \geq 0.2$  倍额定电流( $3I_0 \geq 0.2$  倍额定电流);电压定值(二次值)可取  $\Delta U_s \geq 6$  V,  $\Delta 3U_0 \geq 6$  V。

6.13.2 稳态量相电流启动元件按躲最大负荷电流整定,一般取  $I_s \geq 1.1$  倍额定电流。过电压启动元件一般取  $U_s \geq 1.1$  倍额定电压,低电压启动元件一般取  $U_s \leq 0.9$  倍额定电压。

6.13.3 负序(零序)分量启动元件按躲最大运行工况下不平衡电流整定,一次值可取  $3I_2 \geq 0.2$  倍额定电流( $3I_0 \geq 0.2$  倍额定电流)。

6.13.4 频率越限及频率变化率可取  $f > 50.2$  Hz 或  $f < 49.5$  Hz,  $df/dt \geq 0.2$  Hz/s。

# 7 整定管理

## 7.1 管理职责划分

7.1.1 各级调度机构按照直调范围(含上级调度授权)履行管理职责。

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。与交界面有配合关系的保护定值应提交上级调度机构备案。

7.1.3 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。

- 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、零序)应书面明确,共同遵守。
- 7.1.7 新建和扩建光伏发电站在拟定并网前,应将光伏发电站的过电压、低电压、高频率、低频率保护和调度机构认为有必要列入管理范围的其他保护的定值,报相应调度机构备案。
- 7.1.8 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 参数管理规定

- 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。
- 7.2.2 为计算方便,所有参数值一般都用标么值表示,可以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,常用电压等级的基准电压为平均额定电压。常用电压等级的标称电压及平均额定电压见表 1。

表 1 常用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

- 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,工程组织方应提供继电保护整定计算的全部参数,包括线路的设计参数,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 图纸资料管理规定

- 7.3.1 工程投产前 3 个月,工程组织方应将与继电保护整定计算相关的图纸资料提交相应的继电保护整定计算单位。工程投产前 15 个工作日提供保护装置定值清单、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(整定书),整定书应妥善保管,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。编制定值通知单时

应注明定值单编号、编发日期、限定执行日期和作废的定值通知单等。

7.4.2 定值通知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并加盖“继电保护专用章”方能有效。

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

7.4.4 定值通知单宜一式 4 份,其中下发定值通知单的部门自存 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。

附录 A  
资料性附录)

光伏发电站典型接线图见图 A.1。

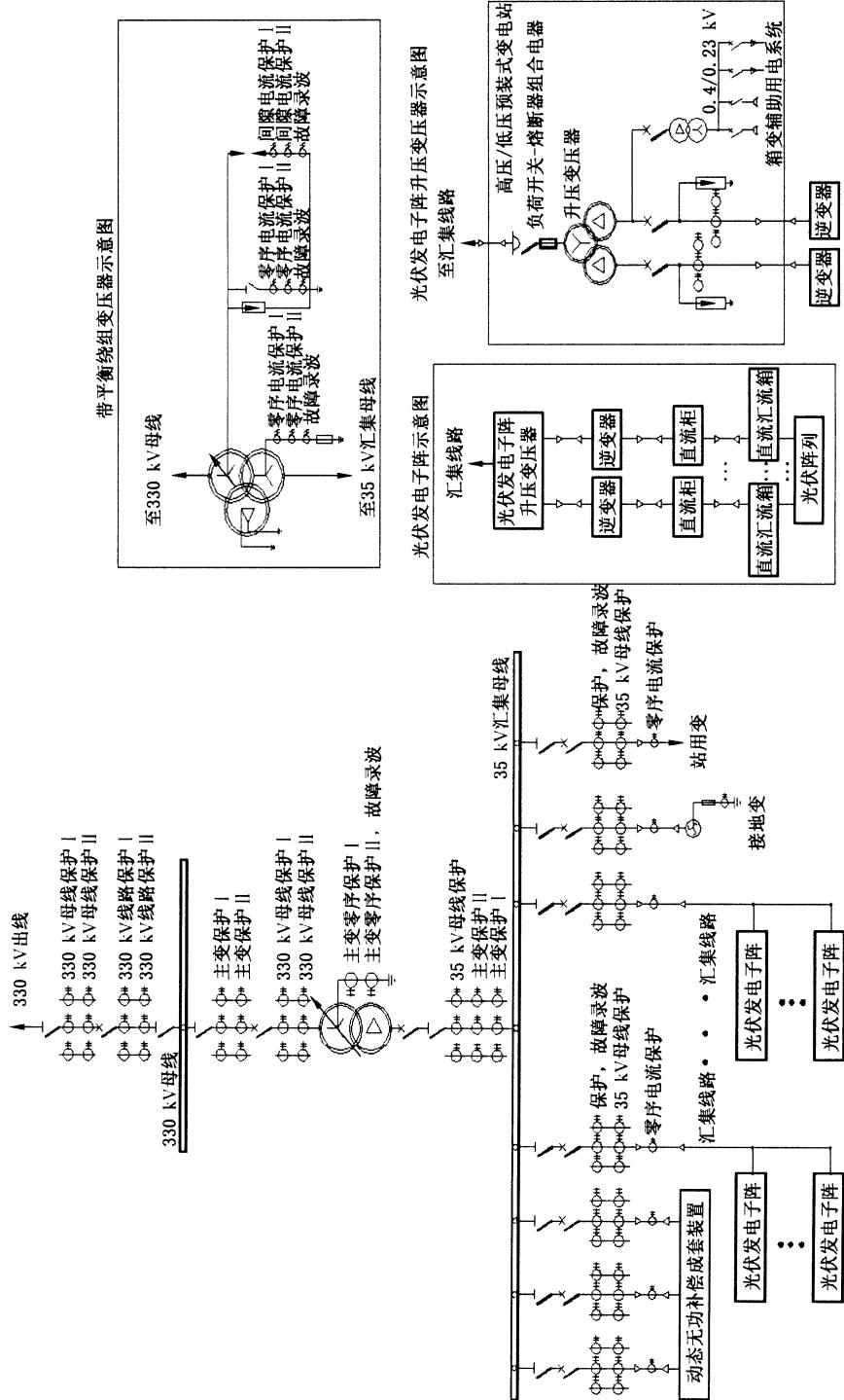


图 A.1 光伏发电站典型接线图