

UDC

中华人民共和国国家标准

GB
2013.10.3
GB

P

GB/T 50866—2013

光伏电站接入电力系统设计规范

Design code for photovoltaic power station
connecting to power system

2013—01—28 发布

2013—09—01 实施

S/N:1580242-045



9 158024 204506 >



统一书号: 1580242·045

定 价: 12.00 元

中华人民共和国住房和城乡建设部 联合发布
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

中华人民共和国国家标准

光伏电站接入电力系统设计规范

Design code for photovoltaic power station
connecting to power system

GB/T 50866 - 2013

主编部门:中国电力企业联合会
批准部门:中华人民共和国住房和城乡建设部
施行日期:2 0 1 3 年 9 月 1 日

中国计划出版社

2013 北 京

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 1626 号

住房城乡建设部关于发布国家标准 《光伏电站接入电力系统设计规范》的公告

现批准《光伏电站接入电力系统设计规范》为国家标准，
编号为 GB/T 50866—2013，自 2013 年 9 月 1 日起实施。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版
发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

2013 年 1 月 28 日

中华人民共和国国家标准
光伏电站接入电力系统设计规范

GB/T 50866-2013

☆

中国计划出版社出版

网址: www.jhpress.com

地址: 北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 3 层

邮政编码: 100038 电话: (010) 63906433 (发行部)

新华书店北京发行所发行

北京世知印务有限公司印刷

850mm×1168mm 1/32 1.5 印张 36 千字

2013 年 7 月第 1 版 2013 年 7 月第 1 次印刷

☆

统一书号: 1580242·045

定价: 12.00 元

版权所有 侵权必究

侵权举报电话: (010) 63906404

如有印装质量问题, 请寄本社出版部调换

前 言

本规范是根据住房和城乡建设部《关于印发〈2011 年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》(建标〔2011〕17 号)的要求,由中国电力企业联合会、国家电网公司会同有关单位共同编制而成的。

规范编制组经广泛调查研究,认真总结实践经验,参考有关国际标准和国外先进标准,并在广泛征求意见的基础上,制定本规范。

本规范共分 6 章,主要内容包括:总则、术语、基本规定、接入系统条件、一次部分设计、二次部分设计。

本规范由住房和城乡建设部负责管理,由中国电力企业联合会负责日常管理,由国家电网公司负责具体技术内容的解释。执行中如有意见或建议,请寄送国家电网公司(地址:北京市西城区西长安街 86 号,邮政编码:100031)。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人、主要审查人:

主 编 单 位:中国电力企业联合会

国家电网公司

参 编 单 位:中国电力工程顾问集团公司

中国电力科学研究院

西北电力设计院

华北电力设计院工程有限公司

国网电力科学研究院

国网北京经济技术研究院

中电电气(南京)太阳能研究院有限公司

东北电力设计院

主要起草人:冯 凯 刘志铎 刘 纯 吕宏水 黄 震
裴哲义 齐 旭 何国庆 周邳飞 冯 辉
张祥文 赵伟然 饶建业 徐英新 黄明良
李冰寒 张道农 冯艳虹 冯 炜 韩 丰
仇卫东 贾艳刚 田介花 严晓宇 刘 峰
张树森 李志国 王建华 张 伟 张 頔
王 颖 姜伟明 尤天晴
主要审查人:郭家宝 汪 毅 陈 曦 张海洋 沈 江
周和平 张礼彬 王 野 雷增卷 赵良英
叶幼君 刘 涛 刘代智 王 昆 金文德
孙耀杰 雷金勇 苏 适 林 因 袁晓冬
薛俊茹 汪宁渤 徐永邦 杨胜铭 张友权
肖志东 张海波 楚德良

目 次

1 总 则	(1)
2 术 语	(2)
3 基本规定	(3)
4 接入系统条件	(4)
4.1 电力系统现状	(4)
4.2 电力系统发展规划	(4)
4.3 光伏电站概述	(4)
5 一次部分设计	(6)
5.1 一般规定	(6)
5.2 电力电量平衡	(6)
5.3 建设的必要性及其在系统中的地位和作用	(6)
5.4 电压等级与接入电网方案	(7)
5.5 潮流计算	(7)
5.6 稳定计算分析	(7)
5.7 短路电流计算	(8)
5.8 无功补偿	(8)
5.9 电能质量	(9)
5.10 方案技术经济分析	(9)
5.11 电气参数要求	(9)
6 二次部分设计	(11)
6.1 一般要求	(11)
6.2 系统继电保护	(11)
6.3 自动控制装置	(11)
6.4 电力系统自动化	(12)
6.5 电能量计量装置及电能量远方终端	(12)

主要起草人:冯 凯 刘志铎 刘 纯 吕宏水 黄 震
 裴哲义 齐 旭 何国庆 周邟飞 冯 晖
 张祥文 赵伟然 饶建业 徐英新 黄明良
 李冰寒 张道农 冯艳虹 冯 炜 韩 丰
 仇卫东 贾艳刚 田介花 严晓宇 刘 峰
 张树森 李志国 王建华 张 伟 张 頔
 王 颖 姜伟明 尤天晴
 主要审查人:郭家宝 汪 毅 陈 曦 张海洋 沈 昊
 周和平 张礼彬 王 野 雷增卷 赵良英
 叶幼君 刘 涛 刘代智 王 昆 金文德
 孙耀杰 雷金勇 苏 适 林 因 袁晓冬
 薛俊茹 汪宁渤 徐永邦 杨胜铭 张友权
 肖志东 张海波 楚德良

目 次

1	总 则	(1)
2	术 语	(2)
3	基本规定	(3)
4	接入系统条件	(4)
4.1	电力系统现状	(4)
4.2	电力系统发展规划	(4)
4.3	光伏电站概述	(4)
5	一次部分设计	(6)
5.1	一般规定	(6)
5.2	电力电量平衡	(6)
5.3	建设的必要性及其在系统中的地位和作用	(6)
5.4	电压等级与接入电网方案	(7)
5.5	潮流计算	(7)
5.6	稳定计算分析	(7)
5.7	短路电流计算	(8)
5.8	无功补偿	(8)
5.9	电能质量	(9)
5.10	方案技术经济分析	(9)
5.11	电气参数要求	(9)
6	二次部分设计	(11)
6.1	一般要求	(11)
6.2	系统继电保护	(11)
6.3	自动控制装置	(11)
6.4	电力系统自动化	(12)
6.5	电能计量装置及电能远方终端	(12)

6.3 Automatic control device	(11)
6.4 Power system automation	(12)
6.5 Electrical power metering device and remote terminal	(12)
6.6 Communication system	(13)
Explanation of wording in this code	(15)
List of quoted standards	(16)
Addition;Explanation of provisions	(17)

1 总 则

1.0.1 为规范光伏电站接入电力系统设计,保障光伏电站和电力系统的安全稳定运行,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于通过 35kV(20kV)及以上电压等级并网以及通过 10kV(6kV)电压等级与公共电网连接的新建、改建和扩建光伏电站接入电力系统设计。

1.0.3 光伏电站接入系统设计应从全局出发,统筹兼顾,按照建设规模、工程特点、发展规划和电力系统条件合理确定设计方案。

1.0.4 光伏电站接入系统设计除应符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术 语

2.0.1 并网点 point of interconnection(POI)

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。

2.0.2 低电压穿越 low voltage ride through(LVRT)

当电力系统事故或扰动引起光伏发电站并网点的电压跌落时,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的能力。

2.0.3 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。孤岛可分为非计划性孤岛和计划性孤岛。

2.0.4 非计划性孤岛 unintentional islanding

非计划、不受控地发生孤岛。

2.0.5 计划性孤岛 intentional islanding

按预先配置的控制策略,有计划地发生孤岛。

2.0.6 防孤岛 anti-islanding

防止非计划性孤岛现象的发生。

2.0.7 T 接方式 T integration

从现有电网中的某一条线路中间分接出一条线路接入其他用户的接入方式。

3 基本规定

3.0.1 光伏发电站接入系统设计,在进行电力电量平衡、潮流计算和电气参数选择时,应充分分析组件类型、跟踪方式和辐照度对光伏发电站出力特性的影响。

3.0.2 在进行接入系统设计时,可根据需要同时开展光伏发电站接入系统稳定性、无功电压和电能质量等专题研究。

3.0.3 光伏发电站采用 T 接方式,在进行潮流计算、电能质量分析和继电保护设计时,应充分分析 T 接方式接入与专线接入的不同特点对电力系统的影响。

3.0.4 光伏发电站接入系统设计应采用效率高、能耗低、可靠性高、性能先进的电气产品。

4 接入系统条件

4.1 电力系统现状

4.1.1 接入系统条件分析,应包括电力系统现状和发展规划分析,并应对光伏电站进行概况分析。

4.1.2 接入系统设计应进行电力系统现状分析,分析内容应包括电源、负荷、电网现状。

4.1.3 电源现状应包括装机规模及电源结构、发电量、年利用小时数、调峰调频特性等。

4.1.4 负荷现状应包括最大负荷、全社会用电量、负荷特性等。

4.1.5 电网现状应包括电网接线方式、与周边电网的送受电情况、光伏电站站址周边的变电站规模、相关电压等级出线间隔预留,以及扩建条件、线路型号及长度、线路走廊条件等。

4.2 电力系统发展规划

4.2.1 接入系统设计,应根据国民经济及社会发展规划,以及历史用电负荷增长情况,对相关电网的负荷水平及负荷特性进行预测。

4.2.2 接入系统设计,应概述相关电网的电源发展规划,电源发展规划应包括电力资源的分布与特点、新增电源建设进度、机组退役计划及电源结构等。

4.2.3 接入系统设计,应概述相关电网的电网发展规划,电网发展规划应包括设计水平年和展望年的变电站布局及规模、电网接线方式、电力流向等。

4.3 光伏电站概述

4.3.1 光伏电站概述应包括项目所在位置、环境条件、太

阳能资源概况、规划规模、本期建设规模、前期工作进展情况、装机方案、设计年发电量、出力特性、建设及投产时间等内容。

4.3.2 对于扩建光伏电站,除应遵守本规范第4.3.1条的要求外,还应说明现有光伏电站概况、扩建条件等。

5 一次部分设计

5.1 一般规定

5.1.1 一次部分设计应包括电力电量平衡、建设的必要性及光伏电站在系统中的地位和作用、电压等级与接入电网方案、潮流计算、安全稳定分析、短路电流计算、无功补偿、电能质量、方案技术经济分析和电气参数要求等内容。

5.1.2 一次部分技术指标应满足现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的有关规定。

5.2 电力电量平衡

5.2.1 在电力平衡计算时,应根据负荷特性和光伏电站出力特性,列出各水平年最大负荷且光伏电站零出力及最大出力方式下电网的电力平衡表。各水平年的电力平衡宜按季或月进行分析。

5.2.2 在电量平衡计算时,应列出相关电网各水平年的电量平衡表。

5.2.3 电力电量平衡计算,应分析系统的调峰、调频能力,并应确定电网能够接纳光伏电站的电力。

5.3 建设的必要性及其在系统中的地位和作用

5.3.1 光伏电站建设的必要性应从满足电力需求、改善电源布局 and 能源消费结构、促进资源优化配置和节能减排等方面进行论述。

5.3.2 根据电力电量平衡的结果,应分析光伏电站的电力电量消纳范围和送电方向,并应说明光伏电站在系统中的地位和

作用。

5.3.3 对光伏电站的规划容量、本期建设规模、装机方案、建设及投产时间,应从电力系统角度提出分析意见及合理化建议。

5.4 电压等级与接入电网方案

5.4.1 在进行接入电网方案设计时,应简要说明光伏电站本期工程投产前相关电压等级电网的接线方式和接入条件。

5.4.2 光伏电站电压等级应根据建设规模、在电力系统中的地位 and 作用、接入条件等因素确定,并应在对提出的接入系统方案进行必要的电气计算和技术经济比较后,提出推荐方案。推荐方案应包括接入电压等级、出线方向、出线回路数、导线截面等。

5.5 潮流计算

5.5.1 潮流计算应包括设计水平年有代表性的正常最大、最小负荷运行方式,检修运行方式以及事故运行方式,还应计算光伏电站最大出力主要出现时段的运行方式。

5.5.2 潮流计算应分析典型方式下光伏出力变化引起的线路功率和节点电压波动,并应避免出现线路功率或节点电压越限。

5.5.3 潮流计算应对过渡年和远景年有代表性的运行方式进行计算。

5.5.4 通过潮流计算,应检验光伏电站接入电网方案,选择导线截面和电气设备的主要参数,选择调压装置、无功补偿设备及其配置。

5.6 稳定计算分析

5.6.1 对于通过 35kV 及以上电压等级接入电网的光伏电站,应通过稳定性分析,验算光伏电站接入是否满足电力系统稳定运行的要求,分析是否需要采取提高稳定性的措施。

5.6.2 稳定性分析应进行暂态稳定计算,必要时进行静态和动

态稳定计算。

5.6.3 稳定计算采用的正常运行方式,应为电网正常但光伏电站出力最大的运行方式。

5.6.4 暂态稳定计算采用的故障型式,应符合现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 的有关规定,暂态稳定计算还应计算光伏电站出力突变下的系统稳定性。

5.6.5 稳定计算中光伏电站的模型应能充分反映其暂态响应特性。

5.6.6 光伏电站接入存在稳定性问题时,应开展安全自动装置专题研究,并应提出解决稳定性问题的方案。

5.7 短路电流计算

5.7.1 短路电流计算应包括光伏电站并网点、附近节点本期及远景规划年最大运行方式的三相和单相短路电流。

5.7.2 电气设备选型应满足短路电流计算的要求。

5.8 无功补偿

5.8.1 光伏电站的无功功率和电压调节能力应满足现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 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。

5.8.2 光伏电站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和充电功率等因素。

5.8.3 光伏电站应配置无功功率控制系统或电压自动控制系统,并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,应在光伏电站集中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。

5.9 电能质量

5.9.1 光伏电站向电网送出电能的质量,在谐波、电压偏差、三相电压不平衡、电压波动和闪变等方面应满足现行国家标准《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549、《电能质量 公用电网间谐波》GB/T 24337、《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325、《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543、《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326 的有关规定。

5.9.2 光伏电站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装置应满足现行国家标准《电能质量 监测设备通用要求》GB/T 19862 的有关规定。

5.10 方案技术经济分析

5.10.1 方案技术经济分析应列出接入系统各方案投资估算表。投资估算表中应主要包括送出线路投资、对侧系统变电站投资、调度端接入投资等。当接入系统各方案升压站投资差异较大时,可将差异部分一并列入,并应进行投资比较分析。

5.10.2 方案技术经济分析应列出各接入系统方案技术经济综合比较表,主要包括消纳方向、方案近远期适应性、方案潮流分布等对系统运行的影响,以及投资估算等。

5.10.3 方案技术经济分析应对接入系统各方案进行综合技术经济分析比较,并应提出推荐方案。

5.11 电气参数要求

5.11.1 光伏电站升压站或输出汇总点的电气主接线方式,应根据光伏电站规划容量、分期建设情况、供电范围、近区负荷情况、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。

5.11.2 用于光伏电站的电气设备参数应符合下列要求:

1 主变压器的参数应包括台数、额定电压、容量、阻抗、调压方式(有载或无励磁)、调压范围、连接组别、分接头以及中性点接地方式,并应符合现行国家标准《电力变压器选用导则》GB/T 17468、《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451、《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790 的有关规定。

2 无功补偿装置性能以及逆变器的电能质量、无功调节能力、低电压穿越能力等,应满足现行国家标准《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的有关规定。

6 二次部分设计

6.1 一般要求

6.1.1 二次部分设计应包括系统继电保护、自动控制装置、电力系统自动化、电能量计量装置及电能量远方终端、通信系统设计。

6.1.2 二次部分技术指标应满足现行国家标准《光伏发电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的有关规定。

6.2 系统继电保护

6.2.1 光伏发电站应按现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的有关要求配置专用的继电保护装置。

6.2.2 光伏发电站专用送出线路应按双侧电源线路配置保护。

6.2.3 当光伏发电站送出线路为 T 接方式时,光伏发电站升压站侧应配置线路保护装置。

6.2.4 光伏发电站送出线路相邻线路现有保护应进行校验,当不满足要求时,应重新配置保护。

6.3 自动控制装置

6.3.1 光伏发电站送出线路宜配置重合闸,故障切除后电网侧应实现检无压重合,光伏发电站侧应实现检同期重合。

6.3.2 光伏发电站应配置独立的防孤岛保护,防孤岛保护应与线路保护、重合闸、低电压穿越能力相配合。

6.3.3 有计划性孤岛要求的光伏发电站,应配置频率、电压控制装置,当孤岛内出现频率或电压异常时,可调节光伏发电站有功、无功出力。

6.4 电力系统自动化

6.4.1 光伏电站的调度关系,应根据光伏电站所处地区、安装容量和接入电压等级等条件确定。

6.4.2 光伏电站应能参与自动电压控制(AVC),总容量在10MW及以上光伏电站应能参与自动发电控制(AGC)。

6.4.3 光伏电站的远动设备和调度数据网设备配置方案,应根据调度自动化系统的要求、光伏电站接入电压等级及接入方式确定。

6.4.4 远动信息采集范围,应根据调度自动化系统的要求、光伏电站接入电压等级及接线方式确定。远动信息宜包括并网状态、资源及环境数据(辐照度、环境温度等)、光伏电站运行信息(有功、无功、电流等)、逆变器状态信息、无功补偿装置信息、并网的频率电压信息、升压站潮流信息、继电保护及自动装置动作信息、功率预测曲线。

6.4.5 远动系统与调度端通信,应根据调度自动化系统的要求和通信传输网络条件,明确通信规约、通信速率或带宽,并应符合现行行业标准《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003的有关规定。

6.4.6 通过220kV及以上电压等级接入的光伏电站应配置同步相量测量装置。

6.4.7 根据电力系统二次安全防护的总体要求,应进行二次系统安全防护设备配置。

6.5 电能量计量装置及电能量远方终端

6.5.1 光伏电站应配置电能量计量系统,并应根据数据网和通道条件,确定电能量计量信息传输方案,电能量计量系统应包括计量关口表和电能量远方终端设备。

6.5.2 光伏电站电能量计量装置应符合现行行业标准《电能量

计量系统设计技术规程》DL/T 5202的有关规定。

6.5.3 电能计量装置选型与配置应符合下列要求:

1 电能计量装置应具备双向有功和四象限无功计量功能。

2 光伏电站的上网电量关口点应配置相同的两块表计,并按主/副方式运行。

3 关口表的技术性能应符合现行行业标准《多功能电能表》DL/T 614和《多功能电能表通信协议》DL/T 645的有关规定。

6.5.4 电能表与互感器准确度等级应符合下列要求:

1 关口计量点的电能表准确度等级应为有功0.2S级、无功2.0级。

2 电压互感器准确度等级应为0.2级,电流互感器准确度等级应为0.2S级。

3 应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448—2000第5.3节准确度等级的要求。

6.5.5 光伏电站应配置电能量采集远方终端,远方终端应符合现行行业标准《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202—2004第7.2节电能量远方终端的有关规定。

6.6 通信系统

6.6.1 系统通信应满足光伏电站调度自动化系统、继电保护、自动控制装置信号和调度及生产交换语音系统对传输通道的要求。

6.6.2 光伏电站接入的通信系统建设方案,应根据光伏电站的调度组织关系、所处位置、安装容量、接入电压等级以及相关通信网络现状等确定。

6.6.3 通信系统通信容量,应根据光伏电站至调度端信息量统计结果确定。

6.6.4 光伏电站至调度端应至少具备1路可靠的调度通信通道。

6.6.5 通过 110kV(66kV)及以上电压等级接入电网的光伏发电站至调度端,应具备两路通信通道,其中一路应为光缆通道。

6.6.6 光伏电站应根据所在地区调度和生产交换网的组网方式,提出组网方案,并应根据光伏电站安装容量,提出调度和生产程控交换机的容量。

6.6.7 光伏电站通信、二次电源系统宜采用一体化设计、一体化配置、一体化监控。

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451
《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325
《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326
《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549
《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543
《电力变压器选用导则》GB/T 17468
《电能质量 监测设备通用要求》GB/T 19862
《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964
《电能质量 公用电网谐波》GB/T 24337
《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790
《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448
《多功能电能表》DL/T 614
《多功能电能表通信协议》DL/T 645
《电力系统安全稳定导则》DL 755
《电力系统调度自动化设计技术规程》DL/T 5003
《电能量计量系统设计技术规程》DL/T 5202

中华人民共和国国家标准

光伏电站接入电力系统设计规范

GB/T 50866-2013

条文说明

制 订 说 明

《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866—2013,经住房和城乡建设部 2013 年 1 月 28 日以第 1626 号公文批准发布。

本规范制订过程中,编制组收集了国内外光伏电站接入电力系统以及相关行业文献资料,在编制过程中充分调查研究并广泛征求意见,总结了我国光伏电站接入电力系统技术方面的科研成果和先进经验,同时参考了国外先进技术法规、技术标准。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本规范时能够准确理解和执行条文规定,《光伏电站接入电力系统设计规范》编制组按章、节、条顺序编制了本规范的条文说明,对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明。但是,本条文说明不具备与规范正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握规范规定的参考。

目 次

1	总 则	(23)
3	基本规定	(24)
4	接入系统条件	(25)
4.1	电力系统现况	(25)
4.2	电力系统发展规划	(25)
4.3	光伏电站概述	(25)
5	一次部分设计	(26)
5.1	一般规定	(26)
5.2	电力电量平衡	(26)
5.3	建设的必要性及其在系统中的地位和作用	(26)
5.4	电压等级与接入电网方案	(27)
5.5	潮流计算	(27)
5.6	稳定计算分析	(28)
5.7	短路电流计算	(29)
5.8	无功补偿	(30)
5.9	电能质量	(31)
5.10	方案技术经济分析	(33)
5.11	电气参数要求	(33)
6	二次部分设计	(35)
6.1	一般要求	(35)
6.2	系统继电保护	(35)
6.3	自动控制装置	(35)
6.4	电力系统自动化	(36)
6.5	电能量计量装置及电能量远方终端	(36)
6.6	通信系统	(37)

1 总 则

1.0.1 本条为制定本规范的目的。大规模光伏电站是我国光伏发展的重要方向之一。为了保障光伏电站接入后电力系统的安全稳定运行,需要对光伏电站接入电力系统进行规范化设计。

1.0.2 本条规定了本规范的适用范围。我国资源的地域特征明显,与需求呈逆向分布,如我国西北地区太阳能资源非常丰富,非常适合发展大规模光伏电站,但当地负荷比较小,需要通过高压、远距离向外输送,一般通过 35kV(20kV)及以上电压等级接入,或者采用多个光伏电站汇集后再集中送出方式。所以本规范适用于通过 35kV(20kV)及以上电压等级并网,以及通过 10kV(6kV)电压等级与公共电网连接的新建、改建和扩建光伏电站。

1.0.3 本条规定了光伏电站接入系统的设计原则。各光伏电站有着不同的建设规模和工程特点,其接入系统方案和当地的电力系统运行条件密切相关。因此,要用发展的眼光综合考虑光伏电站自身和所接入电力系统的现状及规划,合理地进行设计。

1.0.4 本条明确了本规范与相关标准之间的关系。本规范为光伏电站接入系统设计的统一专业技术标准。除个别内容在本规范中强调外,凡在国家现行的标准中已有规定的,本规范不再重复。

3 基本规定

3.0.1 本条强调了光伏电站的出力特性在设计中的重要性。光伏电站的出力特性与所选择的组件类型、跟踪方式以及当地的辐照度都密切相关,其对电力电量平衡、潮流计算和电气参数选择影响很大。因此,在光伏电站接入系统设计中应充分考虑光伏电站的出力特性。

3.0.2 光伏电站规模较大或接入电网结构较为薄弱时,会对电网带来较大的不利影响。可根据光伏电站的设计规模、所接入系统的运行条件等,根据需~~要~~同时开展光伏电站接入系统电压稳定、无功补偿和电能质量等专题研究,以确保光伏电站接入系统后电网和光伏电站的安全、可靠、稳定运行。

3.0.3 采用 T 接方式时,其送出功率在 T 接点两端的潮流分布与电网中的负荷分布是密切相关的,T 接点两端的潮流大小和方向随着实时的负荷大小分布变化而变化,因此会对电网的潮流分布、节点电压和无功平衡等产生一定的影响,因此在进行潮流计算、电能质量分析和继电保护设计时,应充分考虑 T 接方式接入与专线接入的不同特点。

4 接入系统条件

4.1 电力系统现况

4.1.1 本条对光伏电站接入系统条件应分析的范围进行了规定。

4.1.3、4.1.4 光伏电站的出力具有一定的可预测性,但是也存在一定的波动性。因此,为跟踪光伏电站出力变化并满足负荷用电需求,尤其对于较大规模的光伏发电站,需要对电力系统调峰调频运行情况进行分析。故第 4.1.3 条提出电源的调峰调频特性要求,第 4.1.4 条提出负荷特性要求。

4.2 电力系统发展规划

4.2.1~4.2.3 对光伏电站接入系统设计中的电力系统发展规划应说明的范围进行了规定,包括各设计水平年的负荷、电源和电网的发展规划等。

4.3 光伏电站概述

4.3.1 对于光伏电站的出力特性,可参考该地区具有相同安装方式的光伏发电站的出力统计数据,或对该地区光照强度监测统计数据进行分析后得到。

5 一次部分设计

5.1 一般规定

5.1.1、5.1.2 对光伏电站接入系统设计的一次部分设计的内容和范围进行了说明,并指出了一次部分技术指标应满足现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的有关规定。

5.2 电力电量平衡

5.2.1 最大负荷且光伏电站零出力方式下电力平衡计算的目的是分析电力系统中其他电源能否满足负荷需求,以及满足负荷需求所需要的发电设备容量。光伏电站最大出力方式下电力平衡计算的目的是确定其电力的合理消纳范围。光伏电站最大出力一般出现在用电负荷的腰荷时段,在电力平衡计算时可适当降低电网内其他水电、火电机组的出力,并考虑电网间正常的送受电。如果电力平衡结果存在明显的电力盈余,则表示应进一步扩大该光伏电站的电力消纳范围。由于不同季节的负荷特性、光伏电站出力特性和电源开机方式有所不同,各水平年的电力平衡宜按季或月进行分析。

5.2.3 光伏电站的出力具有一定的波动性,运行中需要电力系统内其他水电、火电机组为其调峰、调频。因此,分析系统调峰、调频能力可确定电网接纳光伏电力的能力,为研究光伏电站的消纳范围提供依据。

5.3 建设的必要性及其在系统中的地位和作用

5.3.3 对光伏电站的规划容量、本期建设规模、投产时间等提

出建议是为了使电力系统中光伏发电的规模与其他电源和电网的总体发展相协调,保证光伏电站的容量在电力系统的可接纳范围之内。建议的内容可针对光伏电站及电力系统的各个方面,例如:对光伏电站的规划规模和建设时序进行调整、对光伏电站的装置和运行提出技术要求、对电力系统发展规划给出优化意见等。

5.4 电压等级与接入电网方案

5.4.2 提出的接入系统方案应是经初步判断后基本可行的方案,一般有两个及以上,供进一步比选。送出线路的导线截面一般根据光伏电站的最大送出电力,按线路的可持续送电能力及经济性综合考虑,进行选择。

5.5 潮流计算

5.5.1 由于光伏发电最大出力时间段内负荷处于腰荷状态的几率非常大,所以应根据接入电网的负荷特性,必要时计算光伏最大出力下电网腰荷运行方式。

5.5.2 光伏电站出力受辐照度的影响非常大,每天都会出现从零出力到最大出力再到零出力的变化过程,会对并网点甚至相邻电网节点电压带来较大影响。因此,应分析光伏电站出力变化引起的线路功率和节点电压波动,避免出现线路功率或节点电压超限。

在光伏电站接入电网末端,光伏电站出力从零至满发变化时,并网点会出现电压先升高后降低的过程,所以不能简单地仅仅分析光伏电站零出力和满出力两种状态对电压的影响。

分析光伏电站出力变化对电网潮流的影响,应采用典型方式下计算光伏电站出力从零至满发平滑变化情况(或者按照10%递增),对电网相关节点电压和线路功率的影响。

5.5.3 光伏电站有过渡性接入方案时,应计算过渡年有代表性

的运行方式。

5.5.4 通过潮流计算,可以分析出光伏电站接入对电网线路功率、节点电压和无功平衡的影响。针对这些影响,应提出导线截面和电气设备的主要规范,提出调压装置、无功补偿设备及其配置方案。如果出现潮流严重不合理的情况,应修改光伏电站接入电网方案。

5.6 稳定计算分析

5.6.1 鉴于光伏电站具有与常规电源不同的运行特性,尤其是当光伏穿透功率比较大时,需要分析光伏电站接入系统后,在电网故障和光伏电站自身波动或故障时电力系统的稳定性,并根据计算结果分析发生故障情况下电网的电压、功角、频率等情况,分析是否需要采取提高稳定性的措施。

5.6.2 根据现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755,电力系统安全稳定计算分析的任务是确定电力系统的静态稳定、暂态稳定和动态稳定水平,分析和研究提高安全性、稳定性的措施。

稳定性分析一般包括静态和暂态稳定计算。静态稳定是指电力系统受到小干扰后,不发生非周期性失步,自动恢复到起始运行状态的能力;暂态稳定是指电力系统受到大扰动后,各同步电机保持同步运行并过渡到新的稳态或恢复到原来稳态运行方式的能力。光伏电站接入后会对系统产生一定的影响,需要分析电网受到小干扰和大干扰后,系统的静态和暂态稳定性。

光伏电站出力随着天气的变化具有明显的波动性和间歇性,电网为了保持电压和频率稳定,需要实时地进行调节。对于结构薄弱的电网,在光伏穿透功率比较大时,有必要进行静态和动态稳定计算,以验证电力系统在光伏电站出力变化过程中,通过自动调节和控制装置的作用,是否能够保持长过程的运行稳定。

5.6.3 光伏电站出力最大时,在相同的故障条件下对电力系统的影响也最大。为了分析光伏电站接入系统后对电网的最大影

响,得出光伏电站接入后保证系统稳定运行应采取的具体措施,稳定计算采用的正常运行方式应为电网正常但光伏电站出力最大的运行方式。

对于静态稳定计算所采用的事故后运行方式,应考虑最不利于系统稳定运行的运行方式,在该方式下所进行的稳定计算最能反映系统的安全稳定性。因此,只考虑潮流较大的一回线路退出后的运行方式即可。

5.6.4 暂态稳定计算采用的故障型式,应满足现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 的要求,考虑在最不利地点发生金属性短路故障的情况。

根据实测数据,对于数十兆瓦级的光伏电站,其出力也有可能会在短时间内突变 60%~70%。大的出力突变会对电网的电压和频率产生一定的影响,因此需考虑光伏电站出力突变下的系统电压、频率稳定性。

5.6.5 稳定计算中光伏电站的模型应能充分反映其暂态响应特性,以保证满足计算所要求的准确性和精度。

5.6.6 经过计算分析,若光伏电站接入不能满足稳定性要求时,为了保证电力系统的安全稳定运行,应提出提高稳定性的措施,如加强安稳措施、加强网架结构、修改光伏电站接入系统方案等。

5.7 短路电流计算

5.7.1 光伏电站所提供的短路电流,越靠近光伏电站侧短路电流越大。为了计算光伏电站提供的最大短路电流,并统筹考虑光伏电站和电网的发展规划,避免电气设备的更换,减少投资,短路电流计算应包括光伏电站并网点及附近节点本期及远景规划年最大运行方式的三相和单相短路电流。

5.7.2 光伏电站接入系统后,在电网母线或线路发生短路故障时,会提供一定的短路电流,改变电网相关母线节点和线路的短路水平。为了保证电气设备的安全,有必要进行短路电流计算,以对

现有电气设备的短路电流水平进行校核,也为新增电气设备的选型提供依据。

5.8 无功补偿

5.8.1 光伏电站要充分利用光伏逆变器的无功容量及其调节能力。光伏逆变器应满足功率因数在超前 0.95~滞后 0.95 的范围内动态可调。当光伏逆变器的无功容量不能满足系统电压调节需要时,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、类型和安装位置等。

5.8.2 在光伏电站出力比较大时,站内汇集线路、变压器和送出线路都有一定的无功损耗,并且逆变器的功率因数在一定范围之内可调,在某一运行方式下可提供一定的无功容量;在光伏电站出力比较小时,站内汇集线路和送出线路会有一定的充电功率。因此,光伏电站无功补偿容量的计算应充分考虑这些因素,并应符合现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的相关规定:

对于通过 110kV(66kV)及以上电压等级并网的光伏发电站,其配置的容性无功容量能够补偿光伏电站满发时站内汇集线路、主变压器的感性无功及光伏电站送出线路的一半感性无功之和,其配置的感性无功容量能够补偿光伏电站自身的容性充电无功功率及光伏电站送出线路的一半充电无功功率之和。

对于通过 220kV(或 330kV)光伏发电汇集系统升至 500kV(或 750kV)电压等级接入公共电网的光伏发电站群中的光伏电站,其配置的容性无功容量能够补偿光伏电站满发时汇集线路、主变压器的感性无功及光伏电站送出线路的全部感性无功之和,其配置的感性无功容量能够补偿光伏电站自身的容性充电无功功率及光伏电站送出线路的全部充电无功功率之和。

5.8.3 光伏电站应安装无功功率/电压控制系统,根据电力系统调度机构指令,自动调节光伏逆变器发出(或吸收)的无功功率,

使光伏电站并网点电压满足现行国家标准《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325 的要求。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。

若光伏逆变器无功容量无法满足电压调节要求,或者为了降低光伏电站出力的快速波动对电网电压的影响,需安装辅助无功补偿装置时宜采用自动无功补偿装置,必要时应安装动态无功补偿装置,将电网电压水平控制在现行国家标准《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325 允许范围之内。

5.9 电能质量

5.9.1 由于光伏电站出力具有波动性和间歇性,另外光伏电站通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换为交流需要大量的电力电子设备,所以其接入系统会对电网的电能质量产生一定的影响,包括谐波、电压偏差、三相电压不平衡、电压波动和闪变等。为了能够向负荷提供可靠的电力,由光伏电站引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

光伏电站所接入公共连接点的谐波应满足现行国家标准《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549 和《电能质量 公用电网间谐波》GB/T 24337 的要求,公用电网谐波电压限值和注入公共连接点的谐波电流允许值见表 1 和表 2。其中,光伏电站向电力系统注入的谐波电流允许值,应按照光伏电站安装容量与公共连接点上具有谐波源的发/供电设备总容量之比进行分配。

表 1 公用电网谐波电压限值(相电压)

电网标称电压(kV)	电压总畸变率(%)	各次谐波电压含有率(%)	
		奇次	偶次
10	4.0	3.2	1.6
35	3.0	2.4	1.2
66			
110	2.0	1.6	0.8

表 2 注入公共连接点的谐波电流允许值

标准电压 (kV)	基准短路容量 (MVA)	谐波次数及谐波电流允许值(A)											
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
10	100	26	20	13	20	8.5	15	6.4	6.8	5.1	9.3	4.3	7.9
35	250	15	12	7.7	12	5.1	8.8	3.8	4.1	3.1	5.6	2.6	4.7
66	300	16	13	8.1	13	5.1	9.3	4.1	4.3	3.3	5.9	2.7	5
110	750	12	9.6	6	9.6	4	6.8	3	3.2	2.4	4.3	2	3.7

标准电压 (kV)	基准短路容量 (MVA)	谐波次数及谐波电流允许值(A)												
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
10	100	3.7	4.1	3.2	6	2.8	5.4	2.6	2.9	2.3	4.5	2.1	4.1	
35	250	2.2	2.5	1.9	3.6	1.7	3.2	1.5	1.8	1.4	2.7	1.3	2.5	
66	300	2.3	2.6	2	3.8	1.8	3.4	1.6	1.9	1.5	2.8	1.4	2.6	
110	750	1.7	1.9	1.5	2.8	1.3	2.5	1.2	1.4	1.1	2.1	1	1.9	

当公共连接点处的最小短路容量不同于基准短路容量时,表 2 中的谐波电流允许值应进行相应换算。标称电压在 110kV 以上的可以参照 110kV 所对应的允许值。

光伏电站并网点的电压偏差应满足现行国家标准《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325 的要求。

光伏电站所接入公共连接点的电压不平衡度及光伏电站引起的电压不平衡度应满足现行国家标准《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543—2008 的要求,即光伏电站所接入的公共连接点在电网正常运行时,负序电压不平衡度不超过 2%,短时不得超过 4%;光伏电站引起该点负序电压不平衡度允许值一般为 1.3%,短时不超过 2.6%,根据连接点的负荷状况以及邻近发电机、继电保护和自动装置安全运行要求,该允许值可作适当变动。

光伏电站所接入公共连接点的电压波动和闪变应满足现行国家标准《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326 的要求。对于光伏电站出力变化引起的电压变动,其频度可以按照 $1 < r \leq 10$

(每小时变动的次数在 10 次以内)考虑,因此光伏电站接入引起的公共连接点电压变动最大不得超过 2.5%。

5.9.2 光伏电站接入系统所引起的电能质量问题与光伏电站自身的运行特性以及电网的运行方式等都有密切关系,尤其是谐波问题与逆变器参数、电网运行方式密切相关。因此,光伏电站应在并网点装设电能质量在线监测装置,以实时监测光伏电站电能质量指标是否满足要求。若不满足要求,光伏电站需安装电能质量治理设备,以确保光伏电站的电能质量合格。

5.10 方案技术经济分析

5.10.1 列出各接入系统方案投资估算表时,应包括系统一次部分即送出工程部分投资、系统二次部分投资。对于光伏电站升压站部分投资,如各方案升压站投资差异较大,也可将不同部分列入投资估算表中一并进行投资分析比较。

5.10.2 进行各接入系统方案技术经济综合比较时,应对各个方案的技术经济要点进行比较,主要包括各接入系统方案消纳方向、方案近远期适应性、方案潮流分布等电气计算结果、方案对系统运行的影响(如短路电流、电能质量等)、投资估算等。此外,对涉及方案比选的其他相关技术要点,视方案技术经济综合比较需要,也可列入比较表进行综合比较。

5.10.3 在综合比较表的基础上,需对整个接入系统方案进行技术经济方面的分析、比较,提出推荐方案。

5.11 电气参数要求

5.11.1、5.11.2 光伏电站的电气参数要求主要针对光伏电站升压站或输出汇总点的电气主接线方式、主变压器、无功补偿装置和逆变器。其中,主变压器设备参数应符合《电力变压器选用导则》GB/T 17468、《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451、

《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790 等现行国家标准的有关规定,无功补偿装置和逆变器性能要求应满足现行国家标准《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T 19964 的有关规定。

6 二次部分设计

6.1 一般要求

6.1.1、6.1.2 对光伏电站接入系统的二次部分设计的范围和要求进行了规定。

6.2 系统继电保护

6.2.1 在光伏电站内装设的继电保护装置,在发生短路故障或异常运行时,为了能快速准确的切除被保护设备和线路,限制事故影响,提高系统稳定性,减轻故障设备和线路的损坏程度,应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的有关规定,满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

6.2.3 光伏电站送出线路为 T 接方式时,其送出功率在 T 接点两端的潮流分布与电网中的负荷分布是有关的,T 接点两端的潮流大小和方向是随着实时的负荷大小分布变化的。为了保证光伏电站与电网之间的功率输送,需要在光伏电站升压站侧配置线路保护,以确保继电保护装置的选择性。

6.2.4 光伏电站接入电网后,在电网短路故障时会提供一定的短路电流,改变电网相关节点和线路的短路电流水平,尤其是影响光伏电站附近的节点或线路。因此需要进行短路计算,对相关线路现有保护进行校验,当不满足要求时,应重新配置保护。

6.3 自动控制装置

6.3.1 为提高供电可靠性,光伏电站送出线路宜配置重合闸,电网侧安装线路电压互感器,实现检无压重合;不具备安装线路电压互感器条件时,应停用重合闸。

6.3.2 光伏电站需要配置独立的防孤岛保护装置,保证电网故障及检修时的安全。

6.3.3 为保证计划性孤岛的安全稳定运行,在可能出现计划性孤岛运行的孤岛内应配置频率、电压控制装置,当孤岛内出现频率或电压异常时,调节电源有功、无功出力或切除部分负荷。

6.4 电力系统自动化

6.4.1 不同地区、不同容量的光伏电站接入的电压等级和接入的调度不一样,应因地制宜地确定光伏电站的调度关系。

6.4.2 总容量在 10MW 及以上光伏电站应能参与 AGC 调节,光伏电站参与有功功率、无功功率控制应满足相关调度端的总体要求。

6.4.3~6.4.5 传给调度的信息受调度网的通道和通信规约限制,各地调度自动化系统的功能要求也有差异,光伏电站远动系统至相应调度端需要采用合适的远动通道、通用的通信规约、最优的通信速率或带宽,以满足调度的需求。

6.4.6 为了便于故障分析,220kV 及以上光伏电站应配置同步相量测量装置。

6.4.7 光伏电站的信息交换、信息传输和安全隔离必须满足电力系统二次安全防护总体要求。

6.5 电能量计量装置及电能量远方终端

6.5.1 电能量计量系统是光伏电站中重要的系统,用于系统费用结算。

6.5.2、6.5.3 规定了电能量计量装置的选型与配置要求。

6.5.4 电能量计量装置的精度等级需满足电能量计量系统的要求,因此对电能表、电流互感器、电压互感器提出了相应的技术要求。

6.5.5 电能量采集远方终端的功能和性能必须满足电能量计量

的要求。

6.6 通信系统

6.6.1 针对光伏电站的接入,系统通信应满足相应的技术要求。

6.6.2 由于各区域通信传输网络、调度程控交换网、综合数据网、公用通信网等的现状及存在的问题不同,光伏电站在接入通信系统前,需先了解所在区域的通信系统现状和存在的问题,再确定光伏电站接入电网的通信系统建设方案。

6.6.3 通信系统通信容量的确定,应根据光伏电站至调度端信息量的统计结果。

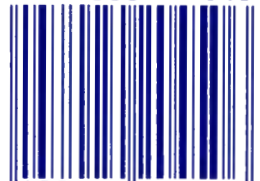
6.6.4 光伏电站接入电力系统的通信方式有很多,为了调度安全,必须有 1 路可靠通道。

6.6.5 通过 110kV(66kV)及以上电压等级接入电网的光伏发电站的容量比较大,而且对电网的影响相对也比较大,因此对其通信通道进行了特殊说明,应具备两路通信通道,其中一路为光缆通道,以保证调度安全。

6.6.6 光伏电站的组网方案与所在地区调度和生产交换网的组网方式密切相关,应根据所在地区的实际情况确定,调度和生产程控交换机的容量应根据光伏电站安装容量确定。

6.6.7 光伏电站通信系统非常重要,为保证通信系统的可靠工作,光伏电站通信、二次电源系统宜采用一体化设计、一体化配置和一体化监控。

S/N:1580242·045



9 158024 204506 >



统一书号: 1580242·045

定 价: 12.00 元