

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB/T 50865 – 2013

光伏发电接入配电网设计规范

Code for design of photovoltaic generation
connecting to distribution network

2013 – 09 – 06 发布

2014 – 05 – 01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

联合发布

中华人民共和国国家标准

光伏发电接入配电网设计规范

Code for design of photovoltaic generation
connecting to distribution network

GB/T 50865 - 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 4 年 5 月 1 日

中国计划出版社

2013 北 京

中华人民共和国国家标准
光伏发电接入配电网设计规范

GB/T 50865-2013



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

三河富华印刷包装有限公司印刷

850mm×1168mm 1/32 1.375 印张 32 千字

2014 年 2 月第 1 版 2014 年 2 月第 1 次印刷



统一书号: 1580242 · 156

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

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 135 号

住房城乡建设部关于发布国家标准 《光伏发电接入配电网设计规范》的公告

现批准《光伏发电接入配电网设计规范》为国家标准,编号为 GB/T 50865—2013,自 2014 年 5 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 9 月 6 日

前 言

本规范是根据住房和城乡建设部《关于印发〈2010 年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》(建标〔2010〕43 号)的要求,由国家电网公司、中国电力企业联合会会同有关单位共同编制而成。

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,经审查定稿。

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),以便今后修订时参考。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:国家电网公司

中国电力企业联合会

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

浙江省电力公司

主要起草人:黄震 刘志铎 刘纯 吕宏水 裴哲义
齐旭 何国庆 周邨飞 赵伟然 张祥文
李光辉 冯凯辉 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 张頊
王颖 姜伟明 尤天晴 李卫东 施永益
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 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 电力系统现况	(4)
4.2 电力系统发展规划	(4)
4.3 光伏发电系统概述	(5)
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配电网中的地位和作用	(6)
5.4 电压等级与接入电网方案	(6)
5.5 潮流计算	(7)
5.6 短路电流计算	(7)
5.7 无功补偿	(8)
5.8 电能质量	(8)
5.9 方案技术经济分析	(9)
5.10 电气参数要求	(9)
6 二次部分设计	(10)
6.1 一般规定	(10)
6.2 系统继电保护	(10)
6.3 自动控制装置	(10)
6.4 调度自动化	(11)
6.5 电能量计量装置及电能量远方终端	(11)

6.6 通信系统	(12)
本规范用词说明	(13)
引用标准名录	(14)
附:条文说明	(15)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms	(2)
3	Basic requirements	(3)
4	Integration requirements	(4)
4.1	Present situation of power system	(4)
4.2	Development planning of power system	(4)
4.3	Summary of PV generation system	(5)
5	Design of primary system	(6)
5.1	General requirements	(6)
5.2	Balance of electric power and energy	(6)
5.3	Necessity of PV generation system construction and it's status and function in distribution network	(6)
5.4	Voltage level and integration schemes	(6)
5.5	Load flow calculation	(7)
5.6	Short-circuit current calculation	(7)
5.7	Reactive power compensation	(8)
5.8	Power quality	(8)
5.9	Technical and economic analysis of integration schemes	(9)
5.10	Requirements of electrical parameters	(9)
6	Design of secondary system	(10)
6.1	General requirements	(10)
6.2	Relay protection	(10)
6.3	Automatic control device	(10)
6.4	Distribution automation	(11)

6.5	Electrical power metering device and remote terminal	(11)
6.6	Communication system	(12)
Explanation of wording in this code		(13)
List of quoted standards		(14)
Addition; Explanation of provisions		(15)

1 总 则

1.0.1 为规范光伏发电接入配电网设计,保障光伏发电系统和配电网的安全可靠运行,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于通过 380V 电压等级接入电网以及通过 10kV(6kV)电压等级接入用户侧电网的新建、改建和扩建光伏发电系统接入配电网设计。

1.0.3 光伏发电接入配电网设计应从全局出发,统筹兼顾,按照建设规模、工程特点、发展规划和配电网条件,通过技术经济比较确定设计方案。

1.0.4 光伏发电接入配电网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。

2.0.2 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。

2.0.3 非计划性孤岛 unintentional islanding

非计划、不受控地发生孤岛。

2.0.4 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。

2.0.5 防孤岛 anti-islanding

防止非计划性孤岛现象的发生。

2.0.6 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 当光伏发电系统采用 T 接方式时,在潮流计算、电能质量分析和继电保护设计中,应分析 T 接方式接入与专线方式接入的不同特点对配电网的影响。

3.0.2 光伏发电接入配电网设计中,电力电量平衡、潮流计算和电气参数选择应充分分析组件类型、跟踪方式和辐照度对光伏发电出力特性的影响。

3.0.3 光伏发电接入配电网设计应采用效率高、能耗低、可靠性高和性能先进的电气产品。

3.0.4 通过 10kV 电压等级接入的光伏发电系统,在进行接入配电网设计时,可根据需要进行光伏发电系统接入配电网无功补偿和电能质量专题研究。

4 接入系统条件

4.1 电力系统现况

4.1.1 接入系统条件分析应包括电力系统现况和发展规划分析,并应对光伏发电系统进行概况分析。

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

4.1.3 电源现况概述应包括装机规模、电源结构、发电量、年利用小时数等。

4.1.4 负荷现况概述应包括最大供电负荷、供电量、负荷特性等。

4.1.5 电网现况概述应包括电网接线方式、光伏发电系统周边的变电站规模、相关电压等级出线间隔预留及扩建条件、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当地经济和社会发展规划以及历史用电负荷增长情况,对相关地区电网及光伏发电系统所在配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地区电网及光伏发电系统所在配电网的电源发展规划,包括新增电源建设进度、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地区电网及光伏发电系统所在配电网的发展规划,包括设计水平年和展望年的变电站布局及规模、电网接线方式等。

4.3 光伏发电系统概述

4.3.1 光伏发电系统概述应包括项目地理位置、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 对于扩建的光伏发电系统,还应说明现有光伏发电系统的概况、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、建设的必要性及其在配电网中的地位 and 作用、电压等级与接入电网方案、潮流计算、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。

5.1.2 一次部分技术指标应满足现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 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发电系统出力特性,列出各水平年各典型负荷及光伏发电系统零出力、最大出力方式下配电网的电力平衡表。各水平年的电力平衡宜按季或月进行分析。

5.2.2 当光伏发电系统规模较大时,除应符合本规范第 5.2.1 条的规定外,还应列出所在配电网各水平年的电量平衡表。

5.3 建设的必要性及其在配电网中的地位和作用

5.3.1 光伏发电系统建设的必要性应包括满足电力需求、改善电源布局和能源消费结构、促进节能减排。

5.3.2 根据电力电量平衡的结果,应分析光伏发电系统的电力电量消纳范围,并应说明光伏发电系统在配电网中的地位和作用。

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,应简要说明光伏发电系统本

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 根据光伏发电系统规模、在配电网中的地位 and 作用、接入条件等因素,应确定接入电压等级;应远近期结合,提出接入电网方案,并应初步选择送出线路的导线截面。

5.4.3 对提出的接入电网方案应进行必要的电气计算和技术经济比较,并应提出推荐方案,包括接入电压等级、出线方向、出线回路数、导线截面等。

5.4.4 当同一公共连接点有一个以上的光伏发电系统接入时,应总体分析对电网的影响。当光伏发电系统总容量超过上一级变压器供电区域内最大负荷的 25% 时,应进行无功补偿和电能质量专题研究。

5.4.5 当光伏发电系统额定电流与并网点的三相短路电流之比高于 10% 时,应进行无功补偿和电能质量专题研究。

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 当光伏发电系统容量较大时,还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,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 应通过潮流计算,检验光伏发电系统接入电网方案,选择导线截面和电气设备的主要参数。

5.6 短路电流计算

5.6.1 短路电流计算应包括光伏发电系统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短路电流。

5.6.2 电气设备选型应满足短路电流计算的要求。

5.7 无功补偿

5.7.1 光伏发电系统的无功功率和电压调节能力应满足现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 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、类型和安装位置。

5.7.2 光伏发电系统无功补偿容量的计算应充分分析逆变器功率因数、汇集线路、变压器和送出线路的无功损耗等因素。

5.7.3 光伏发电系统功率因数应在超前 0.95~滞后 0.95 范围内连续可调。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。

5.7.4 通过 10kV(6kV)电压等级并网,具有统一升压变压器的光伏发电系统,可在升压变压器低压侧配置无功补偿装置。当没有统一升压变压器时,可分散安装能自动调节的无功补偿装置,也可在并网点集中配置无功补偿装置。

5.8 电能质量

5.8.1 光伏发电系统向当地交流负载提供电能和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。

5.8.2 光伏发电系统向公共连接点注入的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

5.8.3 光伏发电系统在公共连接点装设的电能质量在线监测装置应符合现行国家标准《电能质量监测设备通用要求》GB/T 19862 的有关规定。

5.9 方案技术经济分析

5.9.1 方案技术经济分析应简要列出各接入系统方案投资估算表,包括送出线路部分投资、对侧系统变电站投资。对于各接入系统方案涉及的光伏发电系统升压站部分投资,当各方案升压站投资差异较大时,可将不同部分列入投资估算表中进行投资分析比较。

5.9.2 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,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、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。

5.9.3 应对各接入系统方案进行综合技术经济分析比较,并提出推荐方案。

5.10 电气参数要求

5.10.1 光伏发电系统升压站或输出汇总点的电气主接线方式,应根据光伏发电系统规划容量、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。

5.10.2 用于光伏电站的电气设备参数应符合下列规定:

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、调压范围、连接组别、分接头以及经电抗接地时的中性点接地方式,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 无功补偿装置性能要求以及逆变器的电能质量、无功调节能力等要求应满足现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的有关规定。

6 二次部分设计

6.1 一般规定

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

6.1.2 二次部分技术指标应符合现行国家标准《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319 的有关规定。

6.2 系统继电保护

6.2.1 通过 10kV(6kV)电压等级接入电网的光伏发电系统的专用继电保护装置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。通过 380V 电压等级接入电网的光伏发电系统宜采用熔断器或断路器,可不配置专用的继电保护装置。

6.2.2 当光伏发电系统接入配电网时,应对光伏发电系统送出线路的相邻线路现有保护进行校验,当不满足要求时,应重新配置保护。

6.2.3 当光伏发电系统的接入使配电网中单侧电源线路变为双侧电源线路时,应按双侧电源线路进行保护配置。

6.2.4 光伏发电系统母线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保护切除故障。

6.3 自动控制装置

6.3.1 光伏发电系统应配置防孤岛保护,应至少设置主动和被动防孤岛保护各一种。当检测到孤岛时,应断开与配电网的连接。防孤岛保护应与线路保护相配合,当有线路重合闸时,还应与重合

闸相配合。

6.3.2 当光伏发电系统设计为不可逆并网方式时,应配置逆向功率保护设备。当检测到逆向电流超过额定输出的 5% 时,光伏发电系统应在 2s 内自动降低出力或停止向电网线路送电。

6.3.3 有计划性孤岛要求的光伏发电系统应配置频率、电压控制装置,当孤岛内出现电压、频率异常时,可调节光伏发电系统有功、无功出力。

6.4 调度自动化

6.4.1 光伏发电系统的调度关系应根据光伏发电系统所处地区、安装容量和接入配电网电压等级等条件确定。

6.4.2 光伏发电系统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、光伏发电系统接入电压等级及配电网接入方式确定。

6.4.3 通过 10kV(6kV)电压等级并网的光伏发电系统,应根据调度自动化系统的要求、光伏发电系统接入电压等级及接线方式,提出远动信息采集要求。远动信息应包括并网状态、光伏发电系统运行信息(包括有功、无功、电流等)、逆变器状态信息、无功补偿装置信息、并网点的频率电压信息、升压站潮流信息、继电保护及自动装置动作信息。

6.4.4 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。

6.4.5 通过 10kV(6kV)电压等级并网的光伏发电系统应根据电力系统二次安全防护总体要求,配置二次系统安全防护设备。

6.5 电能量计量装置及电能量远方终端

6.5.1 光伏发电系统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。电能量计量系统包括计量关口表和电能量远方终端设备。

6.5.2 光伏发电系统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规定:

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 通过 10kV(6kV)电压等级接入电网的光伏发电系统的上网电量关口点应配置相同的两块表计,两块表计应按主/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规定:

1 关口计量点的电能表准确度等级不应低于有功 0.5S 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不应低于 0.5S 级。

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。

6.5.5 光伏发电系统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 光伏发电系统接入配电网的通信系统建设方案,应根据光伏发电系统的调度关系、所处位置、安装容量、接入配电网电压等级以及相关通信网络现状确定。

6.6.2 通过 10kV(6kV)电压等级并网的光伏发电系统,光伏发电系统至调度端应具备一路可靠的调度通信通道。

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
- 《电能质量 公用电网间谐波》GB/T 24337
- 《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790
- 《光伏发电系统接入配电网技术规定》GB/T 29319
- 《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

光伏发电接入配电网设计规范

GB/T 50865 - 2013

条文说明

制 订 说 明

《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865—2013,经住房和城乡建设部 2013 年 9 月 6 日以第 135 号公告批准发布。

本规范编制过程中,编制组大量收集了国内外光伏发电系统接入配电网以及相关行业的文献资料,在编制过程中充分调查研究并广泛征求意见,总结了我国光伏发电系统接入配电网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,《光伏发电接入配电网设计规范》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	(21)
2	术 语	(22)
3	基本规定	(23)
4	接入系统条件	(24)
4.3	光伏发电系统概述	(24)
5	一次部分设计	(25)
5.2	电力电量平衡	(25)
5.4	电压等级与接入电网方案	(25)
5.5	潮流计算	(26)
5.6	短路电流计算	(27)
5.7	无功补偿	(27)
5.8	电能质量	(28)
5.9	方案技术经济分析	(30)
6	二次部分设计	(31)
6.2	系统继电保护	(31)
6.3	自动控制装置	(31)
6.4	调度自动化	(32)
6.5	电能量计量装置及电能量远方终端	(32)
6.6	通信系统	(33)

1 总 则

1.0.1 本条为制订本规范的目的。分布式光伏发电是我国光伏发电的重要应用方式之一,为了促进分布式光伏发电顺利接入配电网,保障光伏发电接入后配电网的安全可靠运行,需要对光伏发电接入配电网进行规范化设计。

1.0.2 本条规定了本规范的适用范围。

1.0.3 本条规定了光伏发电接入配电网设计的基本原则。各光伏发电系统有着不同的建设规模和工程特点,其接入方案和当地的配电网运行条件密切相关,要综合考虑光伏发电自身和所接入配电网的现状及规划,通过技术经济比较确定设计方案,确保光伏发电系统和配电网的安全稳定运行与健康发展。

1.0.4 本条明确了本规范与相关标准之间的关系。本规范为光伏发电接入配电网设计的统一专业技术标准。除个别内容在本规范中强调以外,凡在国家现行的标准中已有规定的内容,本规范不再重复。

2 术 语

2.0.1 光伏发电系统的并网点,是指光伏发电系统与电网的连接点,而该电网可能是公共电网,也可能是用户电网。

并网点的图例说明如图 1 所示:虚线框为用户电网,该用户电网通过公共连接点 C 与公共电网相连。在用户电网内部,有两个光伏发电系统,分别通过 A 点和 B 点与用户电网相连,A 点和 B 点均为并网点,但不是公共连接点。在 D 点,有光伏发电系统直接与公共电网相连,D 点是并网点,也是公共连接点。

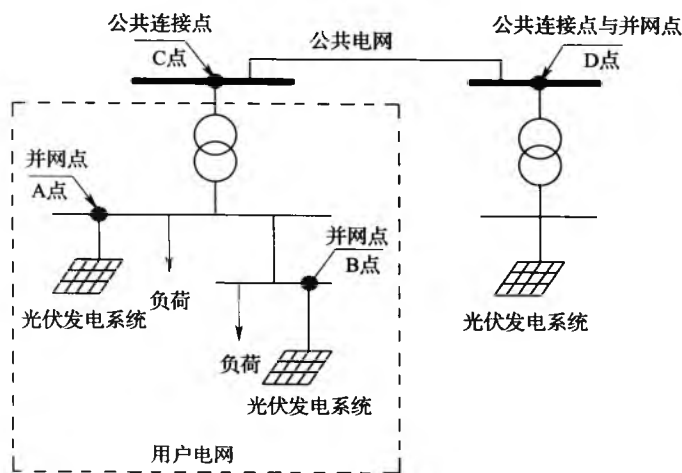


图 1 并网点图例说明

3 基本规定

3.0.1 规定了光伏发电接入配电网设计的一般原则和特殊情况,对于规模小、接入电压等级低的光伏发电系统,应适当简化接入配电网设计,因为该类光伏发电系统所发出的电能基本上自发自用,对配电网的影响比较小。

采用 T 接接入方案时,其送出功率在配电网被“T”接线路两端的潮流分布与配电网中的负荷分布是密切相关的,被“T”接线路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,因此对配电网的潮流分布、节点电压和无功平衡产生一定的影响,应考虑多种运行情况,进行详细的潮流、电能质量和继电保护计算。

3.0.2 本条强调了光伏发电出力特性在设计中的重要性,光伏发电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,因此在光伏发电接入配电网设计中应充分考虑光伏发电出力特性。

3.0.3 为了使光伏发电接入配电网后运行安全、可靠、经济,本条规定了设计所采用的电气产品应符合效率高、能耗低、可靠性高、性能先进等要求。

3.0.4 因为有些通过 10kV 电压等级接入的光伏发电系统对电网的影响较为复杂,需要做专题研究作为设计的技术支撑。本条明确了通过 10kV 电压等级接入的光伏发电系统除进行光伏发电接入配电网设计中必要的计算外,还可根据光伏发电系统的设计规模、所接入配电网的运行条件等开展光伏发电系统接入配电网无功补偿和电能质量专题研究,以确保光伏发电系统接入配电网后电网的安全稳定运行。

4 接入系统条件

4.3 光伏发电系统概述

4.3.1 对于光伏发电系统的出力特性,可参考该地区具有相同安装方式的光伏发电系统的出力统计数据,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

5.2 电力电量平衡

5.2.1 最大负荷且光伏发电系统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。光伏发电系统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。光伏发电系统最大出力一般出现在用电负荷的腰荷时段,如果此时光伏发电系统所在配电网存在明显的电力盈余,需要将盈余电力升压并送往上一级电压电网,则表示需要进一步扩大该光伏发电系统的电力消纳范围,并应研究采用更高一级电压接入电网的可行性。由于不同季节的负荷特性、光伏发电系统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。

5.4 电压等级与接入电网方案

5.4.2 提出的接入电网方案是经初步判断后基本可行的方案,一般有两个及以上方案供进一步比选。送出线路的导线截面一般根据光伏发电系统的最大送出电力,按线路的可持续送电能力及经济性综合考虑进行选择。

5.4.4 为防止逆流对上一级电网产生较大的影响,导致上一级电网需要在继电保护、无功补偿和电压调节等方面作出大范围的调整,光伏发电系统所产生的电力电量应尽量在本级配电区域内平衡,本规范规定光伏发电系统总容量原则上不宜超过上一级变压器额定容量的25%。由于各地太阳能资源与负荷特性各不相同,本条只提出原则上的要求,当通过详细的分析计算,表明光伏发电系统接入不会对上一级电网运行造成大的影响时,可以接入更大

容量的光伏发电。

5.4.5 光伏发电系统接入后引起的谐波、变压波动等电能质量问题,与并网点的电网强弱密切相关,通过对光伏发电系统额定电流与并网点短路电流的比值进行限制,可以减少光伏发电系统对配电网运行的不利影响,基于大量研究和分析,光伏发电系统额定电流与并网点的三相短路电流之比低于10%时,基本能保证光伏发电系统接入后引起的谐波、变压波动等电能质量问题不超标;如果该比例超过10%,应进行详细的无功补偿和电能质量专题研究,以保障电网的安全可靠运行。

5.5 潮流计算

5.5.1 由于光伏发电最大出力大都在中午时刻,而在此时间段内负荷处于腰荷状态的几率非常大,所以应根据接入配电网的负荷特性,必要时应计算午间光伏大出力下电网腰荷运行方式。

5.5.2 光伏发电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,应分析光伏发电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越限。

光伏发电系统接入配电网后,在不同的光伏装机规模及配电网结构下,随着光伏出力的逐渐增加,并网点电压有可能会出现三种变化趋势:逐渐降低,先升高后降低,逐渐升高。会出现哪种变化规律,需要通过仿真分析来揭示。

分析光伏发电出力变化对配电网潮流的影响应采用典型方式下,计算光伏发电出力从零至满发的平滑变化情况下(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 光伏发电系统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,可以分析出光伏发电系统接入对配电网线路功率、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参数,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,应修改光伏发电系统接入配电网方案。

5.6 短路电流计算

5.6.1 光伏发电接入配电网后,在配电网节点或线路发生短路故障时,会提供一定的短路电流,会改变配电网相关母线节点和线路的短路水平,因此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。

5.6.2 光伏发电系统所提供的短路电流,越靠近光伏发电系统侧短路电流越大,为了计算光伏发电系统提供的最大短路电流以及对配电网短路电流的最大影响,并统筹考虑光伏发电和配电网的发展规划,避免电气设备的更换,减少投资,短路电流计算应包括光伏发电系统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短路电流。

5.7 无功补偿

5.7.1 光伏发电系统要充分利用并网逆变器的无功容量及其调节能力,当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,使得光伏发电系统功率因数应能在超前0.95~滞后0.95范围内连续可调,有特殊要求时,可作适当调整以稳定电压水平。

5.7.2 光伏发电系统由太阳能电池方阵、逆变器、汇集线路、变压器和送出线路组成,在不同运行方式下其无功特性也不同。在光伏发电系统出力比较大时,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;在光伏发电系统出力比较小

时,汇集线路和送出线路会有一定的充电功率。因此计算光伏发电系统无功补偿容量时应充分考虑这些因素。

5.7.3 本条规定了通过不同电压等级并网的光伏发电系统功率因数的要求。若逆变器无功容量无法满足电压调节要求,或者为了降低光伏发电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,以实时跟踪光伏发电出力的波动,将电网电压水平控制在国标允许范围之内。

5.7.4 本条规定了光伏发电系统无功补偿装置的配置原则,以供设计参考。通过 10kV(6kV)电压等级并网的光伏发电系统,若具有统一升压变压器,为了易于控制,可在升压变压器低压侧配置无功补偿装置;若没有统一升压变压器,可以分散安装,但涉及各补偿装置之间的相互配合问题,应能按要求自动调节。

5.8 电能质量

5.8.1 由于光伏发电系统出力具有波动性和间歇性,而且光伏发电系统通过逆变器将太阳能电池方阵输出的直流转换为交流供负荷使用,含有大量的电力电子设备,接入配电网会对当地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、直流分量和电压波动等方面,为了能够向负荷提供可靠的电力,由光伏发电系统引起的各项电能质量指标应该符合相关标准的规定。

光伏发电系统接入公共连接点的谐波注入应满足《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549 的要求,谐波电压和谐波电流限值分别见表 1 和表 2 所示。光伏发电系统向当地电网注入的谐波电流允许值应按照光伏发电系统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。

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。

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
0.38	5.0	4.0	2.0
6	4.0	3.2	1.6
10			

表 2 注入公共连接点的谐波电流允许值(A)

标准电压 (kV)	基准短路 容量 (MV·A)	谐波次数											
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.38	10	78	62	39	62	26	44	19	21	16	28	13	24
6	100	43	34	21	34	14	21	11	11	8.5	16	7.1	13
10	100	26	20	13	20	8.5	15	6.4	6.8	5.1	9.3	4.3	7.9
标准电压 (kV)	基准短路 容量 (MV·A)	谐波次数											
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0.38	10	11	12	9.7	18	8.6	16	7.8	8.9	7.1	14	6.5	12
6	100	6.1	6.8	5.3	10	4.7	9	4.3	4.9	3.9	7.4	3.6	6.8
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

光伏发电系统并网点的电压偏差应满足《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325 的要求,10kV 及以下三相供电电压偏差为标称电压的 $\pm 7\%$;220V 单相供电电压偏差为标称电压的 $+7\%$, -10% 。

光伏发电系统接入公共连接点的电压不平衡度及光伏发电引起的电压不平衡度应满足《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543 的要求,即光伏发电系统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% ;光伏发电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。

光伏发电系统接入公共连接点的电压波动应满足《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326 的要求。对于光伏发电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,因此光伏发电系统接入公共连接点引起的电压变动最大不得超过 3%。

5.8.3 光伏发电系统接入配电网所引起的电能质量问题与光伏发电系统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,因此光伏发电系统应在并网点装设电能质量在线监测装置,以实时监测光伏发电系统电能质量指标是否满足要求。若不满足要求,光伏发电系统需安装电能质量治理设备,以确保光伏发电系统电能质量合格。

5.9 方案技术经济分析

5.9.1 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;对于光伏发电系统升压站部分投资,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。

5.9.2 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。

5.9.3 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。

6 二次部分设计

6.2 系统继电保护

6.2.1 在发生短路故障或异常运行时,为了能快速准确地切除被保护设备和线路,保证系统的稳定和电气设备的安全,光伏发电系统的继电保护配置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。对于通过 380V 电压等级接入的光伏发电系统,其提供的电力直接被当地负荷消纳,为了保证低压电气设备的安全,宜采用熔断器或框架式断路器。

6.2.2 光伏发电接入配电网后,在发生短路故障下会提供一定的短路电流,对配电网现有的继电保护有一定的影响,尤其是距光伏发电系统比较近的继电保护装置,有必要对配电网中现有的继电保护装置整定值进行修正,当不能满足要求时,应重新配置保护。

6.2.3 对于 10kV 光伏发电系统的专用线路,其两侧都有电源,当光伏发电系统设计为不可逆并网方式时,只允许光伏发电系统向配电网送电,而在某种运行方式下配电网侧可能向光伏发电系统供电,因此需要按照双侧电源线路进行保护配置,防止配电网向光伏发电系统送电。

6.2.4 母线是电力系统中的一个重要元件,当母线上发生故障时,将使连接在母线上的所有元件在故障修复期间转换到另一组无故障的母线上运行或者被迫停电,当光伏发电系统设有母线时,母线故障时可由母线有源连接元件的保护切除故障。

6.3 自动控制装置

6.3.1 光伏发电系统需要配置防孤岛保护,保证配电网及检修时

的安全。

6.3.2 不可逆流的并网光伏发电系统应配置逆功率保护,以保证配电网的安全稳定运行。

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,孤岛内出现频率异常时,调节电源有功、无功出力或切除部分负荷。

6.4 调度自动化

6.4.1 各地区因管理模式不同,配电网调度自动化系统有独立配置的,也有与电力调度自动化系统集成配置的,需要作出说明。不是所有的光伏发电系统必须接入到配电网调度自动化,这要根据发电系统的规模和调度管理需要而定。

6.4.2~6.4.4 传给调度的信息受调度网的通道和通信规约限制,包括各地调度自动化系统的功能要求也有差异,光伏发电系统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来满足调度的需求。

6.4.5 光伏发电系统的信息交换、信息传输和安全隔离应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发电系统中重要的系统,用于系统费用结算。

6.5.2、6.5.3 这两条规定了电能量计费系统的计量关口点设置的原则,及电能表的选型和精度要求。

6.5.4 电能量计量装置的精度等级需满足电能量计费系统的要求,为满足前面要求,对电流互感器、电压互感器也需提出相应的技术要求。

6.5.5 电能量采集远方终端的功能性能要满足电能量计量的要求。

6.6 通信系统

6.6.1 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,光伏发电系统在接入通信系统前,需先了解所在区域的通信系统现状和存在的问题,再确定光伏发电系统接入配电网的通信系统建设方案。

6.6.2 光伏发电系统接入配电网的通信方式有很多,为了调度安全,应有一路可靠通道。

S/N:1580242·156



9 158024 215601 >



统一书号: 1580242·156

定 价: 12.00 元