

集中式光伏电站并网稳定控制与保护协调策略研究

陈坤泽

中电能投(福建)有限公司 福建 福州 350000

摘要: 本文聚焦集中式光伏电站并网稳定控制与保护协调策略。先分析并网系统构成、运行特性及核心需求,涵盖能量采集、电能转换等模块,指出出力受自然因素影响及并网对电网稳定性的挑战。接着研究稳定控制技术,包括功率、电压频率控制及构网型控制应用。随后阐述保护系统设计与实现,最后提出协调控制策略并进行仿真验证,为光伏电站稳定并网提供理论支持。

关键词: 集中式光伏电站; 并网稳定控制; 保护协调策略

引言: 随着光伏发电的快速发展,集中式光伏电站并网规模不断扩大。然而,光伏出力的间歇性和不确定性给电网稳定运行带来挑战。为确保集中式光伏电站安全、稳定并网,需深入研究并网稳定控制与保护协调策略。本文旨在分析并网系统特性,探索稳定控制技术,设计保护系统,提出协调控制策略,以提高光伏电站并网的可靠性和稳定性。

1 集中式光伏电站并网系统基础理论与特性分析

1.1 集中式光伏电站并网系统构成

(1) 能量采集与汇流模块由光伏组件、光伏方阵、汇流箱组成。光伏组件将太阳能转化为直流电,若干组件串联并联形成光伏方阵提升功率,汇流箱汇集多个方阵的直流电,实现电流汇总与初步防雷保护,保障电能稳定输出。(2) 电能转换模块核心为逆变器,其通过交直变换将光伏组件产生的直流电转化为交流电,同时调节电压、频率与相位,使输出电能符合电网并网标准,是实现光伏电能接入电网的关键设备。(3) 并网接入模块由交流配电柜、主变压器、并网断路器等协同构成,交流配电柜分配电能、监测参数,主变压器将逆变器输出电压升至电网额定电压,并网断路器控制电站与电网的连接与断开,保障并网安全。

1.2 集中式光伏电站并网运行特性

(1) 出力特性受光照、温度等自然因素影响显著,光照强度决定出力大小,温度升高会降低组件转换效率,导致出力呈现日内波动、季节差异明显的特征。(2) 电气特性上,电压随出力变化波动,频率需与电网保持同步,功率因数易受负荷影响,谐波主要来源于逆变器,需控制在电网允许范围。(3) 并网会影响电网稳定性,出力波动易导致电压频率波动,谐波污染降低电能质量,同时增加电网调度难度,需配套调控措施^[1]。

1.3 并网稳定控制与保护的核心需求

(1) 稳定控制需满足新型电力系统要求,核心是实现功率精准调控,维持电压、频率稳定,保障并网后系统运行可靠。(2) 保护系统需覆盖设备、电网及人身安全,防止组件、逆变器等设备损坏,规避电网故障扩散,保障运维人员安全。(3) 协调控制需解决稳定控制与保护系统的动作冲突、响应滞后问题,实现两者协同工作,提升并网系统整体可靠性。

2 集中式光伏电站并网稳定控制技术研究

2.1 并网功率稳定控制技术

(1) 最大功率点跟踪(MPPT)控制是提升光伏出力效率的核心技术,传统算法易受光照突变影响出现跟踪滞后、震荡等问题。目前改进型控制算法应用广泛,如模糊PID算法、粒子群优化算法等,通过动态调整跟踪步长,优化跟踪精度与响应速度,有效解决光照、温度波动导致的最大功率点偏移问题,最大限度挖掘光伏组件发电潜力,提升系统整体发电效率。(2) 有功功率平滑控制核心是抑制光伏出力波动,避免对电网造成冲击。结合储能系统协同控制是主流策略,通过储能设备充放电补偿光伏出力差值,当光伏出力过剩时,储能系统充电储存电能;当出力不足时,储能系统放电补充,搭配功率预测算法,实现有功功率输出平稳,满足电网对光伏电站出力稳定性的要求^[2]。(3) 无功功率调节技术基于电网电压稳定性需求,采用动态无功补偿控制方法。通过逆变器自身无功调节能力与SVG等无功补偿设备协同,实时监测并网点电压变化,动态输出或吸收无功功率,补偿系统无功损耗,维持并网点电压稳定,提升光伏电站并网后的电压支撑能力,保障系统运行安全。

2.2 电压与频率稳定控制技术

(1) 并网点电压调节策略以逆变器调压与无功补偿设备协同控制为核心。逆变器通过调节输出无功功率实现电压微调,当电压偏差较大时,联动SVG、并联电容

器等设备,快速补偿无功缺口,抑制电压波动;同时优化控制策略,实现逆变器与无功补偿设备的动作协同,避免调节冲突,确保并网点电压维持在额定范围。(2)频率稳定控制重点是提升系统频率支撑能力,传统光伏逆变器缺乏惯量响应能力,易导致电网频率波动。通过引入虚拟惯量控制技术,模拟同步发电机的惯量特性,在电网频率变化时,逆变器快速调整有功功率输出,提供频率支撑,抑制频率偏差扩大,保障电网频率稳定。

(3)低电压穿越控制是光伏电站并网的强制性要求,用于应对电网故障导致的并网点电压骤降工况。通过优化逆变器控制策略,在低电压工况下,维持逆变器并网运行,合理控制有功、无功功率输出,避免因电压骤降导致电站脱网,待电网电压恢复后,快速恢复正常出力,保障电网故障期间的系统稳定性。

2.3 构网型控制技术在并网稳定中的应用

(1)构网型控制与跟网型控制对比,跟网型控制依赖电网电压频率参考,缺乏独立调节能力,而构网型控制可自主建立电压、频率参考,具备主动支撑电网的能力,在电网波动、负荷变化时,调节响应更快,能有效提升系统抗干扰能力,更适配高比例光伏并网场景。

(2)构网型控制策略优化重点考虑直流电压稳定,直流侧电压波动易导致功率失配,引发电站脱网。通过引入直流电压闭环控制,实时监测直流侧电压变化,动态调整功率分配,抑制电压波动,同时协调有功、无功功率控制,避免因功率失衡导致的控制失效,提升构网型控制的可靠性^[3]。(3)针对高比例光伏并网场景,对构网型控制进行适配性调整。优化控制参数,提升多电站协同控制能力,解决高比例光伏接入导致的系统惯量不足、阻尼减弱等问题;结合电网调度需求,实现构网型光伏电站与常规电源的协同运行,保障高比例光伏并网后电网的安全稳定。

3 集中式光伏电站并网保护系统设计与实现

3.1 并网保护系统的构成与分类

(1)设备级保护针对光伏组件、逆变器、变压器等核心设备配置专属保护。光伏组件配置过流、过温保护,防止组件因电流过载、温度过高损坏;逆变器设置过流、过压、欠压及接地保护,规避电能转换过程中的设备故障;主变压器配置瓦斯保护、纵差动保护,防范绕组短路、铁芯过热等隐患,保障单台设备安全稳定运行。(2)系统级保护覆盖并网全链路,包括并网线路保护、母线保护及孤岛效应保护。线路保护采用电流速断、限时电流速断保护,快速切除线路短路故障;母线保护实现母线故障的快速识别与隔离,避免故障扩散;

孤岛效应保护实时监测电网状态,防止电站与电网解列后形成孤岛运行,保障电网与电站设备安全。(3)保护装置选型需遵循适配性原则,结合并网标准与电站规模合理选择。小型电站可选用集成式保护装置,降低成本;大型电站需选用高精度、快速响应的独立保护装置,满足复杂工况需求;同时需符合电网并网保护规范,确保保护装置与电网保护系统兼容,提升整体保护可靠性。

3.2 关键保护环节的保护策略设计

(1)短路故障保护策略重点实现故障快速识别与时序控制。通过电流互感器实时采集线路电流,结合故障特征量快速识别短路类型,采用分级切除时序,先切除故障支路,再联动主保护装置切断故障电源,避免故障扩大,同时减少对非故障区域的影响。(2)过电压、欠电压保护结合并网电压波动特性设定合理阈值。根据电网额定电压及光伏出力波动规律,设定过压、欠压动作阈值,当并网点电压超出阈值时,保护装置快速动作,切断对应回路或调节无功功率,抑制电压持续偏差,避免设备因电压异常损坏。(3)孤岛效应保护进行优化设计,采用被动检测与主动检测相结合的方式。被动检测监测电压、频率偏差,主动检测注入微小扰动信号,快速识别孤岛状态,一旦确认孤岛运行,立即切断并网断路器,避免孤岛运行导致的电压频率失控,保护电网检修人员及设备安全^[4]。

3.3 保护系统的动作特性与性能评估

(1)保护动作的快速性、可靠性通过实测数据与仿真分析验证。搭建仿真模型模拟各类故障工况,结合电站实测故障数据,验证保护装置的动作响应时间,确保故障发生后能在规定时间内动作;同时检验保护装置在复杂工况下的抗干扰能力,保障动作可靠性。(2)保护定值基于并网系统参数与运行工况动态整定。结合电站容量、线路参数、光伏出力特性,初始整定保护定值,运行过程中根据季节变化、电网参数调整及故障统计数据,动态优化定值,确保保护动作的准确性,避免误动、拒动。(3)保护系统与电网调度协同配合,满足统一调度管理要求。保护装置接入电网调度系统,实时上传保护动作信息,接受调度指令调整保护定值;发生故障时,同步向调度中心反馈故障信息,配合电网调度实现故障隔离与系统恢复,保障电网整体调度有序。

4 集中式光伏电站并网稳定控制与保护协调策略

4.1 协调控制的核心原则与框架构建

(1)协调控制的核心原则以“安全优先、协同高效”为核心,明确优先级设定与动作时序协同。电网安

全与设备保护优先于功率调控,故障工况下保护系统动作优先级高于稳定控制;时序上实现“先检测、再判断、后执行”,避免稳定控制与保护系统动作冲突,确保指令执行有序,兼顾系统稳定性与设备安全性。(2)协调控制框架采用分层交互设计,明确稳定控制模块与保护模块的交互机制。上层为决策层,负责工况识别、优先级判断及指令下达;中层为交互层,实现两模块的信号互通与指令传递;下层为执行层,落实稳定控制与保护动作。通过该框架,实现两者信息共享、动作协同,避免各自独立运行导致的响应滞后或误动作。(3)协调控制需依托完善的硬件与软件支撑,保障信号传输与指令执行的及时性。硬件上采用高速通信模块,实现稳定控制装置与保护装置的实时信号交互;软件上搭建协同控制平台,优化信号处理算法,缩短指令执行延迟,同时具备故障自诊断功能,确保硬件与软件系统稳定运行,为协调策略落地提供保障。

4.2 不同运行工况下的协调控制策略

(1)正常运行工况下,重点实现稳定控制与保护系统的无冲突运行。稳定控制模块专注于功率平滑、电压频率调节,优化光伏出力;保护系统处于实时监测状态,不干预正常控制动作,仅在参数接近阈值时发出预警,同时两者共享运行数据,确保稳定控制动作不触发保护装置误动,保障系统高效运行。(2)故障扰动工况下,协调策略优先保障设备安全与电网稳定的平衡。故障发生时,保护系统快速识别故障类型并启动保护动作,切断故障支路;稳定控制模块同步调整功率输出,抑制故障扩散,待故障隔离后,逐步恢复正常调控,避免因过度控制导致二次故障,实现故障快速处置与系统平稳恢复。(3)极端天气工况下,结合光伏出力特性实施自适应协调控制。针对暴雨、暴雪、强光照突变等极端情况,稳定控制模块提前调整功率调控参数,抑制出力大幅波动;保护系统强化监测频率,优化保护阈值,避免因天气导致的设备异常触发保护动作,确保极端天气下电站与电网稳定运行^[5]。

4.3 协调策略的仿真验证与优化

(1)仿真模型构建以实际并网系统参数为依据,搭建包含稳定控制模块、保护模块及光伏电站全链路的仿真平台。录入光伏组件、逆变器、保护装置等设备的实际参数,模拟电网运行特性,还原不同工况下的系统响应,为协调策略验证提供贴合实际的仿真环境。(2)开展不同工况下的仿真测试,验证协调策略的有效性与可靠性。分别模拟正常运行、短路故障、电压波动及极端天气等工况,监测稳定控制与保护系统的动作时序、响应速度及协同效果,验证协调策略能否有效避免动作冲突、抑制故障扩散,满足系统稳定运行要求。(3)基于仿真结果对协调策略进行优化,提升响应速度与适配性。针对仿真中发现的动作滞后、参数不匹配等问题,调整控制阈值与动作时序,优化信号处理算法;结合不同工况的仿真数据,完善协同逻辑,使协调策略更适配实际运行场景,进一步提升系统的稳定性与可靠性。

结束语

本文围绕集中式光伏电站并网稳定控制与保护协调策略展开研究,分析了并网系统的基础理论与特性,探讨了稳定控制技术和保护系统设计方法,提出了协调控制的核心原则与框架,并针对不同运行工况给出了协调控制策略。通过仿真验证与优化,证明了所提策略的有效性和可靠性。未来,随着光伏技术的不断进步,需进一步完善相关策略,以适应更高比例的光伏并网需求。

参考文献

- [1]顾超,宋树平,方凯.智能化光伏电站监控系统设计与实现[J].南方农机,2022,53(5):187-189.
- [2]张琰春,张晓玉,张晓勇.电气自动化在集中式并网光伏电站中的应用及发展[J].科学与信息化,2021,21(3):33-37.
- [3]曹校荣.电气自动化在集中式并网光伏电站中的应用及发展[J].通讯世界,2021,28(5):164-165.
- [4]侯秉良.电气自动化在集中式并网光伏电站中的应用及发展[J].科学与财富,2022,5(12):24-27.
- [5]孔令标.电气自动化在集中式并网光伏电站中的应用及发展前景探索[J].中国战略新兴产业,2022,19(44):227-228.