

新能源光伏发电并网问题研究

赵敏捷

华电新疆发电有限公司新能源分公司 新疆 乌鲁木齐 830092

摘要: 新能源光伏发电并网是清洁能源应用的关键环节,其研究聚焦于技术、经济与政策三方面挑战。技术上,光伏输出功率的间歇性、波动性易引发电网电压波动、谐波污染及孤岛效应,影响供电稳定性;经济层面,高初始投资与长回收周期抑制投资积极性,储能成本高且调峰效率受限;政策上,补贴退坡后需完善绿证交易、碳交易等替代机制,跨区域消纳的利益分配矛盾亦需协调。研究提出智能控制、储能集成、柔性并网等优化方案,以提升并网安全性与经济性,推动光伏发电规模化应用。

关键词: 新能源光伏;发电并网;关键问题;优化策略

引言:在全球能源转型与碳中和目标驱动下,新能源光伏发电凭借清洁、可再生特性成为能源结构调整的核心方向。然而,光伏发电的间歇性、波动性特征使其大规模并网面临技术瓶颈:功率预测误差导致电网调度困难,谐波污染与电压波动威胁供电质量,储能成本高且制约消纳能力。与此同时,初始投资回收周期长、并网服务费用分摊机制不合理、跨区域消纳利益分配矛盾等经济与政策问题,进一步阻碍了光伏产业的可持续发展。因此,系统研究光伏并网关键问题并提出优化策略,对推动能源绿色低碳转型具有重要意义。

1 新能源光伏发电并网技术基础

1.1 光伏发电系统原理与分类

(1) 集中式光伏系统通常建在光照充足的大型场地,如荒漠、平原,通过大规模光伏阵列集中发电,再经升压变电站接入高压电网,特点是装机容量大、发电效率高,但对选址和电网接入条件要求严格。分布式光伏系统则多安装在建筑屋顶、工商业厂房等场所,就近发电、就近消纳,装机容量较小,能有效利用闲置空间,降低输电损耗,还可与用户用电负荷结合,提高能源利用灵活性。(2) 光伏组件是能量转换核心,主流为晶体硅组件,通过光电效应将太阳能转化为直流电,其转换效率、寿命和可靠性直接影响系统整体性能。逆变器负责将直流电转为交流电,按类型可分为集中式、组串式和微型逆变器,需具备高效转换、稳定输出及并网适配能力。储能系统用于存储多余电能,缓解发电间歇性问题,常用锂电池、钒液流电池等技术,关键在于提升储能密度、降低成本和延长循环寿命^[1]。

1.2 并网技术要求与标准

(1) 国际标准中,IEC制定的IEC61727《光伏系统并网特性》等标准,规范了光伏系统并网的电气性能、安

全要求和测试方法;IEEE的IEEE1547系列标准,明确了分布式电源并网的技术参数、保护机制和运行控制准则,为国际间光伏并网技术交流和产品互认提供依据。(2) 国内标准以GB/T系列为主,如GB/T19964《光伏电站接入电力系统技术规定》,对光伏电站的并网电压等级、功率控制、电能质量等作出详细要求,保障国内电网安全稳定运行。(3) 并网关键参数中,电压需维持在允许波动范围内,避免影响电网设备和用户用电;频率应稳定在50Hz(我国),偏差需符合标准;谐波会干扰电网正常运行,需控制各次谐波含量,确保电能质量达标。

1.3 光伏并网对电网的影响

(1) 功率波动与间歇性问题源于太阳能受光照强度、天气等因素影响,导致光伏输出功率不稳定,白天与夜晚、晴天与阴天差异大,给电网的功率平衡和调度带来挑战,可能造成电网频率波动。(2) 电压稳定性挑战体现在光伏电站输出功率变化时,会引起并网节点电压波动,尤其是分布式光伏大量接入配电网,可能导致配电网电压越限,影响周边用户用电设备正常工作,增加电网电压调节难度。(3) 谐波与电能质量问题主要由逆变器等电力电子设备产生,这些设备在能量转换过程中会产生谐波电流,注入电网后导致电网电压波形畸变,干扰精密用电设备,还可能引发继电保护误动作,威胁电网安全运行。

2 新能源光伏发电并网关键问题研究

2.1 技术层面问题

(1) 并网稳定性问题中,功率预测误差是核心痛点。受云层移动、天气突变等不确定因素影响,当前光伏功率预测精度难以满足电网调度需求,短期预测误差常超过10%,导致电网难以精准匹配供需。同时,光伏系统动态响应不足,当电网频率、电压出现波动时,逆变器

设备无法快速调整输出,易引发电网稳定性风险,尤其在高比例光伏接入场景下,该问题更为突出。(2)电能质量问题对电网运行干扰显著。逆变器等电力电子设备运行时,会产生2-25次谐波,谐波电流注入电网后,会导致电压波形畸变,影响精密制造、数据中心等敏感用户的用电安全。此外,光伏出力波动会引发电压闪变,当光伏装机容量占配电网负荷比例超过30%时,电压闪变值易超出国家标准限值,降低电能质量^[2]。(3)储能与调峰问题制约光伏消纳。当前主流储能技术中,锂电池成本约1.2-1.5元/Wh,储能系统初始投资占光伏电站总投资的30%-40%,且循环寿命约3000-5000次,全生命周期成本较高;钒液流电池虽寿命长,但能量密度低、建设成本更高,导致储能配置率不足。同时,储能调峰效率受充放电速度、容量限制,难以完全平抑光伏出力波动,影响电网调峰效果。

2.2 经济层面问题

(1)初始投资成本高与回收周期长降低投资积极性。光伏电站初始投资约3-3.5元/W,一座100MW集中式光伏电站初始投资超3亿元,且需配套建设输电线路、变电站等设施,进一步增加成本。同时,受电价政策、光照条件影响,电站投资回收期通常为8-12年,远超传统能源项目,导致社会资本投入意愿不足。(2)并网服务费用分摊机制不合理。光伏电站并网需占用电网线路、变压器等基础设施,当前并网服务费用多按固定标准收取,未根据电站装机容量、接入电压等级、对电网影响程度差异化定价,导致大型光伏电站与分布式光伏电站费用分摊不均,部分小型电站承担了超出其使用成本的费用,而大型电站成本分摊不足^[3]。(3)电力市场交易机制不完善限制光伏收益。当前国内电力市场中,光伏参与现货、辅助服务市场的机制尚未成熟,大部分光伏电量仍以固定电价上网,无法通过市场化交易获取更高收益。同时,绿电交易规模较小、价格形成机制不健全,难以体现光伏的环境价值,影响电站盈利能力。

2.3 政策与监管问题

(1)补贴政策退坡后的可持续性面临挑战。2021年国内全面取消光伏平价上网项目补贴后,部分依赖补贴的存量项目收益下滑,尤其在光照资源较差、电价较低的地区,部分项目面临亏损风险。同时,缺乏补贴替代政策,如绿证交易、碳交易与光伏的协同机制尚不完善,导致光伏电站盈利稳定性不足。(2)并网审批流程繁琐延误项目落地。光伏电站并网需经过规划选址、电网接入方案审批、环评、安评等多个环节,涉及发改、能源、电网、环保等多部门,审批周期通常长达6-12个月。部分

地区存在审批流程不透明、要求材料重复提交等问题,导致项目错过最佳建设窗口期,增加时间成本。(3)跨区域消纳与利益分配矛盾阻碍光伏大规模发展。光伏资源富集地区(如西北、华北)本地消纳能力有限,需通过跨区域输电通道外送,但跨区域消纳涉及送端与受端省份的利益分配,受端省份需承担输电成本、电网改造费用,却难以获得相应的环境效益、税收收益,导致跨区域消纳协议签订困难,限制光伏电站的装机规模。

3 新能源光伏发电并网优化策略

3.1 技术优化方案

(1)智能控制技术可大幅提升并网稳定性。基于AI的功率预测系统,能整合气象卫星数据、地面监测站实时信息及历史发电数据,通过深度学习模型(如LSTM、CNN)优化预测算法,将短期功率预测误差控制在5%以内,为电网调度提供精准依据。同时,结合AI的动态调度技术,可根据电网负荷变化自动调整光伏出力,例如在用电高峰时段优先释放光伏电量,低谷时段协调储能系统储电,实现源网荷储协同调度,缓解功率波动对电网的冲击。(2)储能技术集成是解决调峰问题的关键。电池储能方面,可推广磷酸铁锂电池与光伏电站的深度耦合,通过“光伏+储能”一体化设计,将储能充放电效率提升至90%以上,同时借助梯次利用技术(如退役动力电池用于储能),降低储能成本30%-40%。氢能储能则适用于大规模、长时储能场景,利用光伏多余电量电解水制氢,在用电高峰通过燃料电池发电,实现跨天、跨季节储能,尤其适合西北等光伏资源富集且储能需求大的地区,破解传统储能容量不足的瓶颈^[4]。(3)柔性并网技术能增强电网适配性。虚拟同步机(VSG)技术可模拟同步发电机的惯量和阻尼特性,使光伏逆变器具备频率、电压调节能力,当电网频率波动时,VSG能快速响应并调整出力,维持电网频率稳定,解决传统逆变器动态响应不足的问题。微电网协同技术则通过构建“分布式光伏+储能+本地负荷”的微电网系统,实现区域内能源自主平衡,在电网故障时可切换为离网运行模式,保障关键负荷供电,同时减少分布式光伏对配电网的冲击。

3.2 经济优化策略

(1)合理的成本分摊与激励机制可降低投资压力。在成本分摊方面,可根据光伏电站装机容量、接入电压等级及对电网的影响程度,建立差异化并网费用分摊机制,例如大型集中式光伏电站承担更多输电线路建设成本,分布式光伏电站按实际占用配电网资源缴纳费用,避免费用分摊不均。在激励机制上,推行容量电价与电量电价结合的定价模式,容量电价用于补偿光伏电站固定

投资成本,电量电价根据市场供需调整,保障电站合理收益,同时鼓励电站提高发电效率。(2)多元化电力市场参与模式能提升盈利空间。积极推动光伏电站参与绿证交易,绿证作为光伏电力环境价值的证明,可通过市场交易转让给有减排需求的企业,增加电站额外收益。同时,将光伏电站纳入碳交易体系,光伏发电替代化石能源产生的碳减排量可转化为碳资产,通过碳市场交易实现价值变现。此外,支持光伏电站参与辅助服务市场,如提供调频、调峰服务,根据服务质量获取相应收益,提高光伏电站的经济竞争力。(3)分布式光伏与用户侧互动可提高能源利用效率。通过需求响应机制,引导用户在光伏出力高峰时段(如正午)增加用电负荷(如电动汽车充电、工业生产),在出力低谷时段减少用电或切换至储能供电,实现“削峰填谷”。同时,推广“自发自用、余电上网”与“隔墙售电”模式,允许分布式光伏用户将多余电量直接出售给周边企业或居民,缩短电力交易链条,提高用户投资分布式光伏的积极性,促进分布式光伏规模化发展^[5]。

3.3 政策与制度优化

(1)完善并网标准与检测体系能保障并网安全。加快制定涵盖高比例光伏接入的电网运行标准,明确光伏电站在电压调节、谐波控制、故障穿越等方面的技术要求,统一检测方法与评价指标。同时,建立第三方检测认证机制,对光伏组件、逆变器、储能系统等设备进行严格检测,确保设备质量符合并网标准,避免因设备故障引发电网安全问题。此外,定期更新标准体系,适应光伏技术快速发展的需求,如针对虚拟同步机、氢能储能等新技术制定专项并网标准。(2)推动跨区域电力市场建设可破解消纳难题。建立全国统一的跨区域电力交易平台,打破省间壁垒,实现光伏电力跨省跨区自由交易。在利益分配方面,建立“送端收益+受端补偿”机制,送端省份获得光伏发电带来的税收、就业收益,受端省份根据消纳电量给予送端省份一定的输电补偿或环

境效益补偿,平衡省间利益。同时,加大跨区域输电通道建设投入,提升西北、华北等光伏富集地区的外送能力,保障光伏电力全额消纳。(3)建立光伏并网绿色通道与一站式服务能加快项目落地。整合发改、能源、电网、环保等部门审批职能,设立光伏并网“一站式”服务窗口,实现项目备案、电网接入方案审批、环评安评等流程“一网通办”,将审批周期缩短至3-6个月。针对分布式光伏项目,推行“备案即并网”模式,简化接入手续,用户提交申请后,电网企业在规定时间内完成接入工程建设与并网验收。同时,建立审批进度公开机制,通过线上平台实时更新项目审批状态,提高审批透明度,减少人为延误。

结束语

新能源光伏发电并网作为能源转型的关键路径,其技术突破与制度创新至关重要。本文从稳定性控制、电能质量提升、储能调峰优化等技术层面,成本分摊、市场参与、用户互动等经济维度,以及标准完善、跨区域协同、审批简化等政策方向,提出系统性解决方案。未来需持续强化产学研协同攻关,推动智能电网与新型储能技术迭代,完善电力市场机制与政策激励体系,以加速光伏发电从“补充能源”向“主体能源”转型,助力全球碳中和目标实现。

参考文献

- [1] 畅志永. 新能源光伏发电并网问题研究[J]. 建筑工程技术与设计, 2020(20): 36-37.
- [2] 赵志杰. 新能源光伏发电并网问题研究[J]. 建筑工程技术与设计, 2020(35): 40-42.
- [3] 张小雷. 风力发电和光伏发电并网问题研究[J]. 中国设备工程, 2021(01): 206-208.
- [4] 刘杰, 段增权. 光伏发电并网大电网中的问题及发展策略[J]. 现代工业经济和信息化, 2020, 10(08): 120-121.
- [5] 靳重庆. 光伏发电并网对电网运行的影响及解决策略[J]. 电力设备管理, 2020(02): 101-102.