

农村地区推广应用光储充一体化模式的分析

文/赵建宏 祁志敏 祝月艳 石红
中国汽车技术研究中心有限公司

新能源汽车“下乡”，充电基础设施需先行。近两年国家密集发布了多项充电基础设施指导意见，并多次提及要加快光储充一体化模式的推广应用。在农村地区配置光储充一体化模式，不仅能助力新能源汽车“下乡”，还能缓解集中充电对电网带来的冲击，是能源高质量发展和充电基础设施高质量发展的契合点。因此对农村地区发展光储充一体化模式的相关情况进行研究分析。

光储充一体化模式，即将户用光伏发电、储能系统和车辆充电集成一体，互相协调的绿色充电模式。在国家“双碳”战略稳步推进及新能源汽车高质量发展的背景下，通过在农村地区发展光储充一体化模式，可以进一步推动农村地区分布式可再生能源发展，也能够为新能源汽车“下乡”提供有力支撑。

目前，由于光储充一体化模式仍处于发展初期，在农村地区推广应用过程中仍存在投资成本高，经济性不明显，配电网基础较差等现实问题，光储充一体化模式“下乡”有诸多挑战，亟待出台相关支持措施推动农村地区光储充一体化模式的规模化推广应用。

农村地区发展光储充一体化模式的必要性分析

1. 符合国家政策导向

近年来，国家针对推动光储充一体化模式推广应用出台了系列政策，在能源战略规划方面，2022年6月，国家发展改革委、国家能源局等发布《“十四五”可再生能源发展规划》，提出分布式光伏开发等要与乡村振兴融合发展，将分布式光伏作为从脱贫攻坚到乡村振兴有效衔接的重要措施。

新能源汽车产业发展方面，2020年10月，国务院办公厅发布《新能源汽车产业发展规划（2021—2035年）》，提出鼓励“光储充放”（分布式光伏发电—储能系统—充放电）多功能综合一体站建设。高质量充电基础设施体系建设方面，2023年5月，国家发展改革委、能源局发布《关于加快推进充电基础设施建设 更好支持新能源汽车下乡和乡村振兴的实施意见》，提出探索在充电桩利用率较低的农村地区，建设提供光伏发电、储能、充电一体化的充电基础设施。2023年6月，国务院办公厅发布《关于进一步构建高质量充电基础设施体系的指导意见》，提出推动光储充换一体站试点示范，加快推进光储充协同控制技术研究。从相关政策文件要求可以看出，农村地区发展光储充一体化模式既契合乡村振兴战略和能源转型的要求，也是推动新时代新能源汽车高质量发展的重要途径。

2. 可促进农村地区推广新能源汽车

伴随新能源汽车下乡政策的持续发力，农村地区新能源汽车保有量将不断增加。根据中汽中心预测，到2030年，我国农村地区新能源汽车保有量将超过1 000万辆。但目前农村地区的充电基础设施建设仍相对滞后，未来大规模建设面临巨大挑战，



进而影响新能源汽车的推广。一方面，早期农村配电网在设计标准上没有考虑新能源汽车的充电需求，导致公共充电基础设施增容困难。此外，考虑到农村地区电动汽车普及率不高，居住集中度低于城市，在新能源汽车尚未达到一定规模前，充电运营商在农村地区建设公共充电基础设施的预期收益低，建设积极性不高，为计划通过公共充电基础设施进行补能的用户带来不便。另一方面，目前农村低压电网典型户均承载功率小于4 kW^[1]，低于电动汽车慢充充电桩7 kW的充电功率需求，农村电网低压户均容量不足的问题导致用户也难以通过“一户一桩”的方式为新能源汽车补能。而“光伏+储能”通过能量存储和调度能够实现电力容量资源有限的农村地区配电网能源生产和用能负荷之间的平衡，一定程度上可以解决农村地区新能源汽车充电难问题，是推动新能源汽车“下乡”的充电基础设施可行解决方案之一。

3. 可缓解大规模充电对农村电网的冲击

从用电负荷来看，光储充一体化模式可以通过平衡发电和用电之间的负荷差距，缓解大规模充电

对电网的冲击，弥补我国农村充电网络建设方面存在的短板。一方面，目前单个家用充电桩功率多为7 kW，相当于三四个家庭的用电功率，新能源汽车的规模化发展势必会对农村电网造成巨大冲击。而光储充一体化模式通过配置储能系统就能够实现小区域灵活的削峰填谷（即在用电高峰时段，光储充电站可给电网供电；在用电低谷时段，则电网给储能系统或电动汽车充电），可以减少大规模充电桩用电对局域电网的冲击，有效缓解电网尖峰用电压力。另一方面，我国农村地区户均配电容量普遍低于3 kW·A，随着充电桩数量的增加，当桩户比达到0.5时，农村电网将面临大面积配电变压器重负荷、超负荷运行的问题^[2]。若以典型农村户均配电容量1.6 kW·A、桩户比0.5测算，电网改造成本增长近30%，而发展光储充一体化模式可以通过削峰填谷，可在一定程度上降低农村地区配电网改造的成本。此外，随着光伏、储能系统成本的降低以及居民峰谷电价差的逐步落实，未来农村居民还可通过余电上网、储能套利等方式获得一定的经济效益。

农村地区发展光储充一体化模式的问题分析

1. 光储充一体化模式投资成本过高

目前国内家庭分布式光伏项目一般包括组件、逆变器、支架、施工、输电线路和辅材等部分。2023年我国户用分布式光伏发电系统投资成本为3.18元/W^[3]，而一套包含储能电池、储能变流器PCS、电池管理系统BMS及能量管理系统EMS的锂电储能系统投资成本为1.1元/(W·h)^[4]。按照目前农村地区户用光伏平均装机容量10 kW，年利用小时数1 000 h，全年发电量10 000 kW·h计算，需搭配储能容量为30 kW·h的储能系统。整套搭配10 kW户用光伏发电、30 kW·h锂电储能系统及7 kW家庭车用交流慢充桩的光储充一体化电站投资成本约为6.73万元，投资成本相对较高，影响相关投资主体在农村地区布局光储充一体化模式的积极性。

2. 光储充一体化模式经济性不明显

光储充一体化模式多采用自发自用、余电上网以及利用峰谷电价差价盈利的模式。以目前锂电储能系统电池寿命为10年，循环次数7 000次进行测算，储能系统平均度电成本约为0.33元/(kW·h)^[5]；以光伏发电系统平均寿命20年测算，光伏发电系统平均度电成本约为0.25元/(kW·h)，则光储充一体化模式综合平均度电成本为0.58元/(kW·h)。而目前我国户用光伏平均上网电价为0.39元/(kW·h)，农村居民生活用电电价为0.43元/(kW·h)（由于风电、光伏等可再生能源已基本实现平价上网，因此光伏发电余电上网价格按照全国平均燃煤标杆价格0.39元/(kW·h)计，农村居民生活用电按照第一档阶梯电价0.43元/(kW·h)计），光储充一体化模式的光伏发电上网度电收益与度电成本差达0.19元/(kW·h)，光伏发电自用度电收益与度电成本差达0.15元/(kW·h)。由此可见，光储充一体化模式通过自发自用，余电上网的方式目前仍难回收成本，更不具备盈利性。若考虑新能源汽车补能场景，目前家用充电桩充电电价执行居民合表电价，平均为0.51元/(kW·h)^[6]，光储充一体化模式充电度电收益与度电成本差达0.07元/(kW·h)，通过光储充一体化模式为新能源汽车补能也存在一定收益缺口，影响相关投资主体的投资积极性。

但是，在实施居民分时电价机制的区域，光储

充一体化模式在自发自用、余电上网以及汽车补能的应用场景下有盈利空间。目前国内已有上海、广州、深圳、重庆、成都等地推行居民分时电价，居民峰谷电价差平均为0.3元/(kW·h)，此类地区农村光储充一体化模式相关投资主体通过峰谷套利，叠加光伏发电收益，综合经济效益达0.168元/(kW·h)。

3. 农村地区配电网基础承载能力不足

目前我国农村居民多采用“一户一院”的居住形式，闲置的土地和屋顶为建设户用光伏和储能设施提供了优越的基础条件。但农村地区电网结构薄弱，配电变压器设备、线路等基础设施老旧，负荷管理能力、负载能力较差，可靠性和稳定性不足，导致农村地区电网综合承载能力普遍较弱。从光伏并网发电容量来看，根据户用光伏并网技术标准GB/T 33342—2016《户用分布式光伏发电并网接口技术规范》要求，农村地区光储充一体化模式的并网发电容量超过配电区域变压器额定容量的25%时需要变压器进行改造。同时需要注意的是，目前河北、河南、山东等地区部分市县配电侧已出现户用光伏380 V无容量可接入现象，并暂停并网申请，待扩容后开放^[7]。此外，叠加变压器扩容改造成本高、报批材料复杂、改造周期较长等原因，农村地区光储充一体化模式发展也面临诸多限制。且随着未来光储充一体化电站在农村地区的规模化推广普及，并网发电量将进一步增加，农村区域配电变压器、线路以及主变压器上送电仍可能出现重载、超载现象，也可能给农村、县镇电网承载能力带来较大的风险和挑战，进而影响农村地区电网的整体安全性。

农村地区推广应用光储充一体化模式的建议

通过分析在农村地区推广应用光储充一体化模式存在的问题，针对性提出以下建议。

1) 加大光储充一体化模式关键技术环节研发力度，加强光伏逆变器、光伏组件、储能电池、储能变流器和EMS等系统关键软硬件研发升级。通过提高光伏发电效率，提升储能系统循环寿命，降低运行成本等方式，进一步降低光储充一体化模式的技术成本。调整光储充一体化模式的系统设计，根据农村地区实际的电网负荷情况和电价政策为光储充

电站设置能量管理策略，优化光储充一体化系统设计使其满足安全可靠和经济节能要求，确保光储充一体化电站的最佳经济运行。

2) 在农村地区开展“光储充”协同下乡示范活动，充分利用用户对使用成本敏感的优势，从光储充一体化电站余电优先上网、余电充电电价补贴等维度给予联合推广政策支持，探索光储充一体化模式在农村地区推广应用的商业模式。为农村地区推广光储充一体化模式提供财政专项资金，通过提供包括设备购置补贴、项目贷款贴息等财政支持措施，降低相关投资主体的投资成本，充分激发相关投资主体投资建设光储充一体化电站的积极性。推动居民峰谷分时电价政策落地实施，细化落实农村地区峰谷电价分时区间和定价标准，以电价政策调动光储充一体化模式的“削峰填谷”潜力，保障相关投资主体合理的经济收益。

3) 深入开展农村电网巩固提升工程，以地方政府为主导，电网企业发挥支撑作用，在农村地区配电网建设方面发力，合理加大农村电网改造升级的投入力度，加快补齐农村地区电网短板，确保农村地区电网可靠性指标稳步提升。因地制宜、科学合理地提升农村配电变压器容量水平，将新能源汽车下乡任务要求纳入农村电力保障规划，根据农村地区实际容量需求进一步加快配电变压器增容提质，提升农村低压户均容量，确保农村地区光储充一体化电站所发电能足额平稳上网，保证光储充一体化模式的经济性和安全性。

结束语

充电基础设施是促进新能源汽车高质量发展的

关键支撑，通过在农村地区发展光储充一体化模式，可有效缓解大规模充电设施的集中负荷对电网造成巨大冲击，降低电网调峰调频压力，同时为农村相关投资主体带来一定经济效益，但也应同步关注并解决农村地区电网承载能力不足等问题。因此建议从技术研发、政策支持以及配电网基础设施建设方面加快补齐短板，推动光储充一体化模式在农村地区的推广应用。EA

(收稿日期：2024-10-23)

参考文献

- [1] 杨莘博. 新能源微网多能协同运行优化及效益分配模型研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2022.
- [2] 李星举, 郭峰, 徐峰, 等. 乡村配电网供电可靠性提升研究[J]. 东北电力技术, 2023, 44(7): 30-33.
- [3] 李瑞. “双碳”目标下分布式光伏运营模式分析[J]. 光源与照明, 2023(12): 101-104.
- [4] 徐一帆. 储能的用户侧的配置及技术经济分析[J]. 科技与创新, 2024(12): 147-149.
- [5] 何颖源, 陈永翀, 刘勇, 等. 储能的度电成本和里程成本分析[J]. 电工电能新技术, 2019, 38(9): 1-10.
- [6] 李波, 王宁, 吕建, 等. 居民区场景下的充电服务费博弈定价模型研究[J]. 交通节能与环保, 2023, 19(3): 78-85, 101.
- [7] 朱治中. 以电力现货市场为中心推动建设全国统一电力市场[J]. 中国电力企业管理, 2024(22): 46-49.

