

高比例新能源电力系统有功功率与频率控制研究综述及展望

翟 伟

(四川能投巴中燃气发电有限公司, 四川 巴中 636700)

摘 要 有功功率平衡是频率稳定的核心, 传统系统通过火电机组的调速器响应、AGC (自动发电控制) 实现功率调节; 而高比例新能源场景下, 需融合发电侧惯量模拟、储能快速响应、负荷灵活调控、多能互补协调等多维度技术, 构建新型频率控制体系。本文系统综述当前高比例新能源电力系统有功功率与频率控制的研究现状, 梳理核心技术路径与应用瓶颈, 结合典型案例数据分析关键技术效果, 最后展望未来研究方向, 以期为保障系统安全稳定运行提供参考。

关键词 高比例新能源电力系统; 有功功率; 频率控制

中图分类号: TM73

文献标志码: A

DOI: 10.3969/j.issn.2097-3365.2025.31.041

0 引言

在双碳目标驱动下, 全球新能源电力渗透率持续攀升。据《中国新能源发展报告 2024》显示, 我国 2024 年风电、光伏总装机容量突破 1 300 GW, 占全社会用电量比重达 31.2%, 预计 2030 年非化石能源消费占比将超过 25%, 2060 年实现碳中和目标时, 新能源发电占比将超 70%^[1]。高比例新能源的间歇性、波动性与随机性特征, 打破了传统电力系统源随荷动的有功功率平衡模式。传统火电的惯量支撑与一次调频能力被大幅削弱, 系统转动惯量从传统电网的 10 ~ 15 s 降至高比例新能源电网的 2 ~ 5 s, 频率扰动后的最大偏差 (Δf_{\max}) 易突破 ± 0.5 Hz 的安全阈值, 2023 年欧洲电网因风电出力骤降引发的频率波动事件, 以及我国西北电网光伏大发时段的频率偏差超标预警, 均凸显有功功率与频率控制的紧迫性^[2]。

1 高比例新能源电力系统有功功率与频率控制研究现状

1.1 新能源发电侧

新能源发电 (风电、光伏) 通过电力电子变流器接入电网, 天然缺乏传统同步发电机的旋转惯量, 需通过控制策略模拟惯量与一次调频能力, 这是维持频率稳定的基础。虚拟惯量控制 (Virtual Inertia Control, VIC) 的核心思路是通过变流器控制算法, 将新能源出力与频率变化率 (df/dt) 关联, 模拟同步发电机惯量对抗频率变化的特性。目前主流方案分为两类: 附加惯量控制在最大功率点跟踪 (MPPT) 控制基础上叠加惯量环,

当频率下降时, 释放部分新能源备用功率, 通常为额定功率的 5% ~ 10%, 抑制频率跌落。例如: 某 150 MW 风电场采用附加惯量控制后, 频率变化率从 0.8 Hz/s 降至 0.3 Hz/s, Δf_{\max} 从 0.65 Hz 缩小至 0.42 Hz。虚拟同步发电机 (VSG) 技术通过模拟同步发电机的机电暂态特性, 如惯量、阻尼、励磁调节等, 使新能源变流器具备自同步能力。IEEE Transaction on Sustainable Energy 2024 年研究表明, VSG 控制可使光伏电站的频率调节时间缩短至 0.5 s, 较传统 VIC 技术提升 40%, 但存在大扰动下易超调的问题 (超调量约 5% ~ 8%)。

新能源一次调频策略优化关键在于提升响应速度与功率支撑持续性, 风电一次调频通过桨距角控制, 快速调节风能捕获与转子动能控制, 释放转子储能结合, 实现短时功率提升。例如: 某 200 MW 风电场实测数据显示, 采用桨距角 + 转子动能协同控制, 一次调频响应时间 ≤ 100 ms, 可提供额定功率 8% 的调频容量, 持续时间约 10 s。光伏一次调频利用光伏阵列的暂态过载能力, 通常为额定功率的 1.1 ~ 1.2 倍或储能辅助, 弥补光伏出力的瞬时缺口。如青海某 500 MW 光伏基地, 通过配置 10% 容量的储能辅助一次调频, 调频响应时间 ≤ 50 ms, 频率恢复时间从 20 s 缩短至 8 s。

1.2 储能系统

储能是平抑新能源波动、快速响应频率扰动的核心手段, 不同储能类型因响应速度、容量特性差异, 适用于不同时间尺度的有功功率控制。

短时调频储能以电化学储能为主, 锂电池、超级电容等储能响应速度快 (毫秒级), 适合应对 10 s 以

内的高频扰动。据《储能产业研究白皮书 2024》数据，电化学储能参与一次调频的调节精度可达 ± 0.02 Hz，较传统火电提升 5 倍。典型案例：广东电网 2023 年投运的 200 MW/400 MW·h 锂电储能电站，参与频率控制后，系统频率偏差超标次数从每月 12 次降至 3 次，调频性能指标（Kp 值）从 0.8 提升至 1.5。

长时调峰储能抽水蓄能、压缩空气储能，抽水蓄能容量大、寿命长，适合应对小时级的有功功率缺口。如安徽响洪甸抽水蓄能电站（1 000 MW），在 2024 年安徽电网风电出力骤降，单日降幅 300 MW 时，15 分钟内完成满负荷启动，补充有功功率 800 MW，将系统频率稳定在 50 ± 0.1 Hz，避免频率跌落。压缩空气储能（CAES）则适合偏远新能源基地，如山东肥城 300 MW CAES 电站，可提供连续 8 小时的有功调节能力，平抑光伏午间大发、晚间出力骤降的波动，使区域电网有功功率波动幅度从 $\pm 20\%$ 降至 $\pm 5\%$ 。

多储能协同控制通过短时储能 + 长时储能分层控制，优化容量配置与成本。如甘肃酒泉新能源基地，采用 1 GW 锂电储能 + 2 GW 抽水蓄能协同，实测数据显示：系统频率最大偏差控制在 ± 0.2 Hz 以内，储能综合利用效率提升至 85%，较单一锂电储能方案成本降低 30%。

1.3 负荷侧

负荷侧灵活调控是源网荷储互动的关键，通过引导可调节负荷参与有功平衡，降低对发电侧调节能力的依赖。

高耗能工业（电解铝、钢铁、化工）负荷具备较大调节潜力，可通过激励型需求响应参与频率控制。例如：河南某电解铝园区（负荷 200 MW），在电网频率低于 49.8 Hz 时，接受调度指令削减 20% 负荷（40 MW），响应时间 ≤ 5 分钟，每次参与可获得 0.3 元/kW·h 的补贴，2023 年该园区累计参与调频 120 次，为电网提供有功支撑 4 800 MW·h，同时降低自身用电成本 15%。

商业建筑空调、居民电动汽车（EV）等负荷可通过价格型需求响应错峰调节。如上海某商业综合体，基于实时电价信号，在新能源出力低谷时段（晚间）将空调温度调高 2 °C，削减负荷 10 MW；在新能源出力高峰时段（午间）调低温度，增加负荷 8 MW，全年平抑有功功率波动约 2 000 MW·h，使区域电网频率偏差减少 25%。在 EV 集群方面，江苏某 EV 换电站（100 座）通过 V2G（Vehicle-to-Grid）技术，在频率扰动时可提供 ± 50 MW 的调节容量，响应时间 ≤ 1 s，2024 年参与电网调频的次数达 300 次，调频合格率 98%。

1.4 多能互补系统

多能互补系统通过整合不同能源的出力特性，实现有功功率的平滑输出与频率稳定。以新疆某风光储氢一

体化电站为例，光伏 1.2 GW、风电 0.8 GW、储能 0.5 GW/1 GW·h、氢能 0.2 GW，其控制策略如下：午间光伏大发时，多余功率一部分存入储能，一部分用于制氢，平抑出力高峰；晚间风电出力波动时，储能快速释放功率，氢能发电燃料电池提供基荷支撑；频率扰动时，储能优先响应，风电/光伏通过虚拟惯量辅助，氢能发电缓慢调节基荷。实测数据显示：该电站有功功率波动幅度控制在 $\pm 3\%$ 以内，频率稳定在 50 ± 0.05 Hz，较单一新能源电站的频率稳定性提升 60%，弃风弃光率从 15% 降至 3%^[3]。

2 高比例新能源电力系统有功功率与频率控制研究面临的核心挑战

2.1 新能源惯量控制的动态响应局限性

虚拟惯量的能量耗尽问题，新能源发电侧的虚拟惯量依赖备用功率或转子储能，持续调节能力有限（通常 ≤ 10 s），大扰动下易出现二次频率跌落。例如：某风电场在一次电网故障中，虚拟惯量控制释放完转子储能后，频率再次跌落 0.2 Hz，需依赖储能补充支撑。多新能源场站协同难，不同新能源场站的惯量参数设置缺乏统一标准，易导致控制策略冲突，某区域电网因 3 个风电场 VSG 参数不匹配，频率调节出现超调—振荡现象，振荡周期达 5 s。

2.2 储能的成本与寿命瓶颈

当前锂电储能成本约 1 500 元/kW·h，全生命周期（10 年）度电成本约 0.3 元/kW·h，而传统火电调频成本仅 0.1 元/kW·h，高成本限制大规模应用。如某省电网测算，若全面用储能替代火电调频，年成本将增加 50 亿元。储能参与频繁调频，日均充放电 20 次以上时，锂电循环寿命从 3 000 次降至 1 500 次，寿命缩短 50%，增加更换成本^[4]。

2.3 负荷侧响应的不确定性

用户参与度波动大，工业负荷因生产计划调整，参与需求响应的可靠性仅 60% ~ 70%；居民负荷受用户行为影响，响应准确率不足 50%，导致负荷侧调节容量不可控。通信与调度延迟，负荷侧设备分散，跨区域调度通信延迟达 100 ~ 200 ms，影响频率控制的实时性，某案例中因通信延迟，负荷响应滞后扰动 200 ms，导致频率偏差超调 0.1 Hz。

2.4 多主体协同的机制缺失

当前电力市场机制对新能源—储能—负荷的协同激励不足：新能源参与调频的收益难以量化，储能辅助服务定价机制不完善，负荷侧响应的补贴政策不稳

定。例如：某新能源电站参与一次调频，因缺乏明确的收益机制，年均亏损约200万元，导致参与积极性低。

3 高比例新能源电力系统有功功率与频率控制未来研究展望

3.1 技术层面

AI驱动的预测与优化控制，利用深度学习提升新能源出力预测精度，短期预测误差可从当前10%~15%降至5%以下，为有功功率规划提供精准依据；同时，基于强化学习（RL）优化多储能、多新能源场站的协同控制策略，如某仿真研究显示，RL优化的VSG参数可使频率调节超调量从8%降至3%^[5]。

固态电池、钠离子电池等新型储能，成本有望降至800元/kW·h以下，循环寿命提升至15000次，解决经济性与寿命问题。（1）飞轮储能响应时间 ≤ 10 ms与超导储能（能量密度高）适合极端频率扰动场景，如某飞轮储能试点项目（10 MW），可在5 ms内响应频率跌落，使 Δf_{\max} 减少40%。（2）柔性直流输电（VSC-HVDC）的协同控制，高比例新能源基地多通过VSC-HVDC并网，未来可利用其快速功率调节能力，响应时间 ≤ 20 ms参与频率控制，如欧洲北海风电基地（10 GW）规划通过VSC-HVDC实现风电惯量控制+直流侧储能协同，使跨区域频率偏差控制在 ± 0.1 Hz以内。

3.2 机制层面

建立调频容量+调频性能的双重定价机制，如对储能按可用容量（元/kW·h）+调节精度（元/次）付费，对新能源参与调频给予额外收益补偿。美国PJM电网的实践显示，该机制可使储能调频收益提升50%，新能源参与率从30%增至70%。依托区块链技术实现多主体数据共享与信任机制，如用户可通过平台实时查看新能源出力与频率状态，自主选择参与响应的时间与容量，平台自动结算补贴，某试点平台使居民负荷响应准确率从50%提升至85%^[6]。

3.3 应用层面

针对我国西电东送、北电南送的跨区域电网，研究分层分区+全局优化的频率控制策略，如通过特高压直流（UHVDC）的功率调制，实现新能源基地与负荷中心的有功平衡，某仿真显示，该策略可使跨区域频率偏差减少35%。极端天气下新能源出力骤降，如极寒导致风电停机、台风导致光伏脱网，需研究储能备用容量优化+负荷紧急控制的鲁棒策略，如某模型预测，极寒天气下配置20%容量的储能备用，可使频率跌落风险降低90%^[7]。

3.4 标准层面

（1）制定技术标准体系：明确高比例新能源系统的惯量指标、ROCOF限制、调频响应时间；制定VSG、储能、需求响应的并网规范，统一接口协议、测试方法，确保设备兼容性。（2）完善市场规则：明确新能源机组、储能、负荷参与辅助服务市场的准入条件、定价机制、收益分配规则，为各主体提供清晰的市场预期。（3）建立安全评估体系：构建高比例新能源系统频率稳定的安全评估体系，定期开展极端工况测试，评估系统的频率耐受能力，制定应急预案，确保系统安全稳定运行。

4 结束语

高比例新能源电力系统的有功功率与频率控制，已从单一发电侧调节转向源网荷储多维度协同，当前通过新能源虚拟惯量控制、多储能协同、负荷需求响应及多能互补等技术，已实现频率偏差的初步控制，但仍面临动态响应局限、成本瓶颈、机制缺失等挑战。未来需通过数字化技术赋能、新型技术突破、市场化机制完善的三维协同，构建兼具安全性、经济性与灵活性的频率控制体系。随着技术迭代与机制创新，高比例新能源电力系统的频率稳定将逐步实现从被动防御到主动调控的转变，为全球能源转型与双碳目标落地提供核心技术支持。

参考文献：

- [1] 滕贤亮,谈超,昌力,等.高比例新能源电力系统有功功率与频率控制研究综述及展望[J].电力系统自动化,2023,47(15):12-35.
- [2] 施宝元.高比例新能源电力系统有功功率与频率控制分析[J].中国科技纵横,2024(21):134-136.
- [3] 于琳,孙华东,徐式蕴,等.高比例新能源电力系统电压支撑强度实时量测方法研究[J].中国电机工程学报,2025,45(05):1741-1752,中插10.
- [4] YUTING TENG, WEI DENG, WEI PEI, et al. 高比例新能源电力系统构网型换流器控制方法综述[J].全球能源互联网(英文版),2022,05(03):328-342.
- [5] 孙秋野,李大双,王睿,等.“双高”电力系统:一种新的稳定判据和稳定性分类探讨[J].中国电机工程学报,2024,44(08):3016-3036,中插7.
- [6] 刘志坚,洪朝飞,郭成,等.基于WRLS-ARMAX系统辨识的新能源电力系统惯量评估[J].电机与控制应用,2024,51(07):84-93.
- [7] 吴悦,王海云,萨妮耶·麦合木提,等.基于启发算法的含大规模新能源电力系统静态安全域分析[J].科学与技术工程,2022,22(11):4375-4380.