

Research on Complementary Power Generation of Distributed New Energy and Small Hydropower Clusters Based on the Regulation and Control of Virtual Power Plants

Gaoqi Zhang

Zhejiang Postal and Telecommunications Engineering Construction Co., Ltd. Hangzhou, Zhejiang, 310000, China

Abstract

In the context of global energy transition, the complementary power generation of distributed new energy and small hydropower groups has become an important path, and the virtual power plant regulation technology improves the stability and energy utilization rate of power generation by aggregating energy and optimizing scheduling. At present, this field is facing challenges such as technology (prediction accuracy, communication delay, energy storage cost), market (imperfect mechanism, uneven revenue distribution), and operation (difficult multi-agent coordination and single business model). The cases of Quzhou in Zhejiang Province and Foshan in Guangdong Province show that virtual power plants have improved the stability and economic benefits of the power grid through collaborative dispatch and demand response. The research proposes strategies: technical enhancement of prediction algorithms, 5G communication and energy storage innovation; improve market and policy rules, increase subsidies and standardization; Operationally, we will build a collaborative platform and explore multiple business models. In the future, it is necessary to deepen breakthroughs in AI and energy storage, and promote the integration of cross-regional markets and emerging technologies.

Keywords

virtual power plant; distributed new energy; small hydropower clusters; complementary power generation; collaborative regulation; business model

基于虚拟电厂调控的分布式新能源与小水电群互补发电研究

张高其

浙江省邮电工程建设有限公司, 中国·浙江 杭州 310000

摘要

在全球能源转型背景下, 分布式新能源与小水电群互补发电成为重要路径, 虚拟电厂调控技术通过聚合能源、优化调度, 提升了发电稳定性与能源利用率。当前该领域面临技术(预测精度、通信延迟、储能成本)、市场(机制不完善、收益分配不均)、运营(多主体协调难、商业模式单一)等挑战。浙江衢州、广东佛山案例显示, 虚拟电厂通过协同调度、需求响应等提升了电网稳定性与经济效益。研究提出策略: 技术上强化预测算法、5G通信与储能创新; 市场与政策上健全规则、加大补贴与标准化; 运营上构建协同平台、探索多元商业模式。未来需深化AI与储能突破, 推动跨区域市场与新兴技术融合。

关键词

虚拟电厂; 分布式新能源; 小水电群; 互补发电; 协同调控; 商业模式

1 引言

全球能源需求攀升与传统能源枯竭背景下, 分布式新能源虽清洁环保, 但间歇性和波动性给电力系统稳定运行带来挑战, 小水电也受水资源影响存在枯水期发电能力下降问题。为此, 分布式新能源与小水电群互补发电研究兴起, 旨在实现稳定供电与高效用能。

虚拟电厂调控技术是实现互补发电的关键。它通过信

息通信技术聚合分布式能源, 实时获取发电与负荷信息, 经智能算法优化调度, 既提升能源效率与系统稳定性, 又助力分布式能源参与电力市场交易, 提高经济效益。

本研究采用文献研究、建模仿真和实证研究法, 从理论、技术与实践多维度展开。创新上, 提出基于多源信息融合的协同调控技术, 实现分布式能源高效整合与协同运行, 并探索分布式能源共享运营模式, 推动可再生能源可持续发展。

2 虚拟电厂调控对分布式新能源与小水电群互补发电的作用

虚拟电厂调控对分布式新能源与小水电群互补发电具

【作者简介】张高其(1982-), 男, 中国浙江杭州人, 本科, 高级工程师, 从事输配电工程, 新能源研究。

有多方面重要作用。在提高发电稳定性与可靠性上,依托信息通信技术和智能算法,实时监测发电数据,动态协调能源输出,优先利用新能源,不足时以小水电补供,并结合预测提前规划;借助储能系统和需求响应,应对能源波动与负荷变化,实现削峰填谷。在优化能源资源配置方面,整合能源数据构建统一平台,基于发电特性、成本、负荷及市场价格制定智能调度方案,实现能源与负荷实时匹配;通过协调发电减少储能与备用电源依赖,依据市场电价优化调度,降低综合发电成本。在增强电网适应性与互动性上,参与电网辅助服务,调节发电和负荷以应对电网压力及频率、电压波动;通过分时电价、激励机制和实时通信,引导用户错峰用电、参与需求响应,激发用户主动调节用电行为,提升电力系统整体运行效率与稳定性^[1]。

3 分布式新能源与小水电群互补发电面临的挑战

3.1 技术层面挑战

分布式新能源与小水电群互补发电在技术层面面临多重挑战。受自然条件制约,光伏发电受光照强度、时长、温度及地理环境影响,风力发电依赖随机变化的风速风向,小水电群发电与降水、上游用水紧密相关,导致能源预测难度极大,预测偏差易造成电力供需失衡,影响虚拟电厂市场决策。通信与控制技术方面,分布式能源分布广泛,偏远地区通信延迟问题突出,严重影响调度指令传输;数据安全保障面临加密效率与身份认证机制优化的双重压力;传统多能源协同控制算法难以适应能源波动特性,亟需智能化升级。储能技术领域,建设运维成本高企限制其大规模应用,充放电循环加速设备性能衰退,有限的储能容量难以满足电力供需平衡需求,且响应速度滞后,无法及时应对负荷突变,制约着发电系统的动态调节能力。

3.2 市场与政策挑战

市场机制不完善虚拟电厂参与电力市场规则模糊,电量计量、交易申报缺乏明确规范,流程繁琐。价格机制未合理反映能源成本与价值,新能源上网电价低、小水电定价不合理,影响开发积极性;收益分配机制不科学,各主体利益失衡,阻碍合作。政策支持不足

补贴政策力度小且不稳定,项目投资回收周期长;市场准入门槛高、审批复杂,限制企业参与;行业标准缺失,技术架构、安全规范不统一,影响互联互通与系统稳定。

3.3 运营管理挑战

虚拟电厂运营面临多主体协调困难与商业模式不成熟的双重挑战。多方参与主体利益诉求不一,由于缺乏协调机制与信息共享平台,导致沟通不畅、信息不对称,合同签订、计量计费、结算等环节纠纷不断,严重制约运营效率。同时,其盈利模式尚不清晰,电力市场交易、辅助服务补偿等收益易受市场波动与政策变化影响,而设备投资、通信建设等运

营成本居高不下,叠加市场竞争加剧与技术快速迭代压力,亟需构建高效协调体系并优化商业模式,以增强竞争力与可持续性。

4 虚拟电厂调控在分布式新能源与小水电群互补发电中的应用案例分析

4.1 案例一:浙江衢州虚拟电厂项目

浙江衢州地处浙闽赣交界,坐拥丰富的太阳能、风能资源,境内126座小水电站形成可观的水电集群。当地启动的虚拟电厂项目整合12家分布式光伏(装机350兆瓦)、5家风电企业(装机210兆瓦)及80兆瓦区域小水电群,通过初期1.2亿元投入搭建智能平台,建立发电量占比分配收益的合作机制。项目运用“风光水储荷”协同调度策略,借助物联网设备实时采集数据,依托AI模型预测发电与负荷情况,夏季高峰优先调用光伏、风电,夜间及能源不足时由小水电补供。运行数据显示,电网故障次数同比下降42%,电压波动控制在 $\pm 2\%$ 以内,发电成本降低18%,年电力市场交易收益超3000万元,充分验证“技术+市场”双轮驱动模式的可行性,其智能调控与市场化分配经验,配合政府可再生能源补贴政策,为同类项目提供示范路径^[2]。

4.2 案例二:广东佛山互补发电实践

作为工业大市,佛山分布式光伏装机超500兆瓦,但40%的峰谷差给电网运行带来压力。为此,当地启动虚拟电厂项目,整合300兆瓦分布式光伏与5座总装机60兆瓦的小水电站,通过建立“源-网-荷-储”一体化调度系统,与200家企业签订需求响应协议,依据丰枯水期特性,灵活调配小水电与光伏的发电占比,并利用储能系统调峰、电价信号优化发电计划。项目运行一年后,可再生能源消纳率提升至98%,电网负荷峰谷差缩小25%,年减碳32万吨,发电收益增长22%,实现能源利用效率提升、电网压力降低的经济与环境效益双赢^[3]。

5 促进虚拟电厂调控下分布式新能源与小水电群互补发电发展的策略

5.1 技术创新与突破

虚拟电厂的高效运行需从能源预测、通信控制与储能技术三方面协同推进技术创新。

在能源预测领域,机器学习算法成为核心支撑:通过神经网络模型分析光照、温度等数据,光伏发电24小时预测误差控制在10%以内,可精准捕捉功率波动趋势;利用LSTM算法对风速、风向序列建模,风力发电1小时内平均绝对误差较传统方法降低20%,显著提升短期预测精度;针对小水电群,融合水文数据与水库调度信息,通过数据挖掘建立周预测模型,准确率超85%,为跨期调度提供可靠支撑。此外,采用卡尔曼滤波等算法融合发电、气象、负荷等多源数据,构建综合预测模型,进一步提升电力供需预判的全面性与可靠性。

通信与控制技术构建“高速通信+智能算法”双支柱体系：5G通信凭借高速率、低时延特性，实现设备状态数据毫秒级传输与远程控制指令下达，支撑实时监测与需求响应，同时融合电力线载波通信(PLC)、窄带物联网(NB-IoT)等技术，构建覆盖广泛、成本适配的多元通信网络。在控制算法方面，多智能体协同控制将分布式能源、储能、负荷等视为独立智能体，通过信息交互实现自主调功与供需动态平衡；模型预测控制(MPC)综合发电特性、市场价格等因素，滚动优化调度策略，提升对新能源间歇性的适应能力，降低储能依赖。

储能技术聚焦材料创新、系统优化与产业化突破：在新型电池领域，固态电池以能量密度提升30%、循环寿命超5000次为目标，突破安全性与成本瓶颈；钠离子电池凭借资源丰富、成本较锂电低30%的优势，重点布局大规模储能市场；通过纳米材料电极与电解液优化，锂离子电池能量密度提升30%、循环寿命延长50%。在大规模储能技术方面，抽水蓄能依托现有水电网络，系统效率超70%、成本低于0.2元/Wh；压缩空气储能通过高效压缩机与储热技术改进，系统效率提升至60%。同时，完善储能设备接口、安全规范等标准化体系，培育龙头企业，推动产业化应用，目标2030年储能成本再降40%，全面突破技术瓶颈。

5.2 完善市场与政策体系

推动虚拟电厂发展，需构建“准入-交易-分配”全链条市场规则，并以“补贴+准入+标准”政策组合破除发展壁垒。在市场机制建设上，明确虚拟电厂参与中长期及现货市场的申报流程、计量标准与结算机制，支持其依据资源特性灵活制定发电计划。建立实时电价机制，高峰时段电价溢价20%-30%、低谷时段折价10%-15%，引导用户削峰填谷；规范调峰(0.5-1元/千瓦时)、调频(2-5元/兆瓦)等辅助服务定价，激发虚拟电厂参与电网支撑服务的积极性^[4]。收益分配上，按贡献量化分成：分布式能源按发电量(0.3-0.5元/千瓦时)、储能按调峰量(0.8元/千瓦时)、用户按需求响应程度(0.2元/千瓦时)获取收益，运营商收取5%-8%管理费，保障各方利益平衡。

政策支持层面，实施阶梯式补贴策略：对分布式光伏、风电给予0.1-0.2元/千瓦时度电补贴，小水电技改项目按投资的30%给予一次性补贴；虚拟电厂按聚合容量(100元/千瓦)发放建设补贴，并连续3年提供0.05元/千瓦时的运营补贴。优化市场准入，对聚合容量≤50兆瓦的项目实行“备案制”，审批周期压缩至15个工作日内，降低企业参与门槛。同时，制定《虚拟电厂技术接口规范》《多能互补调度规程》等标准，统一通信协议与安全规范，确保系统互联互通与稳定运行。

5.3 优化运营管理模式

虚拟电厂通过构建“平台+规则+保障”协调体系与“融合+服务+生态”商业模式实现优化升级。在多主体协同机制上，搭建集成发电、市场、负荷数据的实时交互平台，运用区块链技术保障数据安全，各主体可通过API接口获取关键信息。明确权责分工：能源方需保障供电稳定(波动 $\leq\pm 5\%$)、储能方15分钟内完成充放电响应(精度 $\geq 95\%$)、用户方参与需求响应时负荷调整幅度 $\geq 10\%$ 并获经济激励，运营商统筹调度确保供电可靠性 $\geq 99.95\%$ ，并按季度公示收益分配明细。设立行业调解委员会，48小时内响应争议，协商未果则启动30日内仲裁程序，降低法律成本。

商业模式创新聚焦三大方向：以综合能源服务为核心，为工业用户整合电、热、压缩空气等能源供应，设计“光伏+储热+热泵”系统，降低用能成本15%-20%；通过智能电表提供能耗分析报告，按节能量的20%收取服务费。推进电动汽车协同发展，开展V2G调峰(单次收益0.5元/千瓦时)与电池租赁业务(购车成本降低30%，电池利用率提升至90%)。融合区块链技术搭建P2P能源交易平台(佣金率 $\leq 3\%$)，接入能源互联网实现跨区域资源调配，降低弃电率5%-8%，全面拓展盈利空间与市场竞争力。

6 总结

本研究证实虚拟电厂调控显著提升分布式新能源与小水电群互补发电的稳定性与可靠性，优化能源配置、增强电网互动性。但当前技术、市场、运营等方面仍存挑战，如能源预测精度不足、市场机制不完善、多主体协调困难等。为此，提出涵盖技术创新、市场政策完善、运营模式优化的系列策略，包括强化智能预测、健全市场机制、搭建协调平台等。

未来，技术上需深化人工智能应用、探索先进通信技术、突破储能瓶颈；市场政策方面，应研究多元市场运营策略、优化政策协同；运营管理上，构建综合评价体系，探索与区块链、能源互联网等新兴领域的融合模式，推动虚拟电厂可持续发展。

参考文献

- [1] 王鹏,刘斌,李院霞,等.基于虚拟电厂调控的分布式新能源与小水电群互补发电研究[J].水力发电,2025,51(05):82-90+97.
- [2] 张欢.基于宁德小水电的虚拟电厂方案及调控策略研究[D].北京市:华北电力大学(北京),2020.
- [3] 侯杰.考虑虚拟发电厂接入的新能源电力系统优化调度研究[D].北京市:华北电力大学(北京),2017.
- [4] 曾雪婷.基于虚拟发电厂理论的双侧调峰多目标协调优化调度[J].现代电力,2020,37(06):654-663+10007-10009.