

浙江省发展改革委 省能源局关于浙江省加快新型储能示范应用的实施意见

各市发展改革委，省电力公司、省能源集团、各中央发电集团浙江分公司，各有关单位、企业：

为率先构建以新能源为主体的新型电力系统，加快实现电源清洁化、电网智能化和社会电气化“三个转型”，根据《国家发展改革委 国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号），结合我省实际，特制定本实施意见。

一、指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻落实“四个革命，一个合作”能源安全新战略，全面落实碳达峰碳中和目标，忠实践行“八八战略”、奋力打造“重要窗口”，聚力推进我省共同富裕示范区建设，加快新型储能技术创新，建立健全配套机制，实现新型储能产业高质量发展，进一步提升新型储能与源网荷协调互动能力，提升电力系统灵活性调节能力和安全保障能力。

二、工作目标

2021-2023年，全省建成并网100万千瓦新型储能示范项目，“十四五”力争实现200万千瓦左右新型储能示范项目发展目标。与新型电力系统发展相适应，重点支持集中式较大规模（容量不低于5万千瓦）和分布式平台聚合（容量不低于1万千瓦）新型储能项目建设，为电力系统提供容量支持及调峰能力。鼓励探索开展储氢、熔盐储能及其他创新储能技术的研究和示范应用。

三、重点任务

（一）强化项目规划

1. 规范规划管理。研究编制新型储能专项规划，明确全省新型储能发展目标、总体布局和重点任务等。加强与全省能源、电力、可再生能源等发展规划的衔接，结合系统实际需求，提出新型储能的合理配置的规模、节点，引导在电力负荷峰谷差大、系统消纳能力薄弱、改造成本高等区域建设新型储能项目。

2. 完善项目管理。本地区新型储能示范项目根据投资有关法律、法规及省级电力电网规划、新型储能专项规划等，实施县（市、区）属地备案管理，项目备案情况抄送国家能源局派出机构。备案内容应包括：项目单位基本情况，项目名称、建设地点、建设规模、建设内容（含技术路线、应用场景、主要功能、应急处置等）、项目总投资额等。独立储能项目备案时需明确项目类型（电源侧、电网侧或用户侧）。编制出台新型储能管理办法，研究确定各类新型储能并网接入、运行等管理规范。新型储能项目参照电源、电网、用户电力设施管理规定，纳入全省电力运行统一管理。

3. 明确参数标准。新型储能示范项目应按照工作寿命10年及以上设置，主要设备性能应符合国家相关标准规范。发挥调峰作用的新建储能示范项目，接入电压等级为10kV及以上，功率不低于5万千瓦，额定功率下连续放电时间不低于2小时。联合火电机组调频的储能示范项目，单体功率不低于1.8万千瓦，综合调节性能指标Kpd值不低于0.9。采用锂电池的新建电化学储能电站，原则上交流侧效率不低于85%、放电深度不低于90%、电站可用率不低于90%、充放电次数不低于6000次；其他形式储能电站，按照“一事一议”原则确定。

（二）开展项目示范

4. 有序开展电源侧储能建设。支持“微网+储能”“新能源+共享储能”等电源侧储能项目建设，鼓励新增的海上风电、集中式光伏电站综合新能源特性、系统消纳空间、调节性能和经济性等实际因素，建设或购买新型储能（服务）。鼓励集中式储能电站为新能源提供容量出租或购买服务。鼓励燃煤电厂配套建设新型储能设施，与燃煤机组联合调频，提升综合竞争力。

5. 大力发展电网侧储能建设。支持各类市场主体为缓解高峰负荷供电压力、延缓输配电扩容升级，围绕电源、负荷两方面需求，投资建设一批电网侧储能，提升电网调节、新能源消纳和应急供电保障等能力。未纳入输配电价核价的已建、新建电网侧储能项目，纳入本政策支持范围。国家相关政策调整后，不再享受本政策支持。

6. 积极支持用户侧储能建设。鼓励企业用户或综合能源服务商根据用户负荷特性自主建设储能设施，充分利用目录分时电价机制，主动削峰填谷，优化区域电网负荷需求。大力推进5G基站、数据中心、充电设施（换电站）、电动汽车等储能多元化应用。推动储能应用与电网协同发展，探索运用数字化技术对分布式储能设施开展平台聚合，鼓励智慧能源、虚拟电厂等新业态发展，充分发挥灵活、可调性储能资源在新型电力系统中的平衡作用。

7. 着力推动独立储能建设。研究利用淘汰或退役电源、变电站既有线路和设施建设独立储能电站。鼓励电源、电网、用户侧租赁或购买独立储能设施提供的储能服务。

（三）完善制度支撑

8. 优化调度运行机制。支持符合相关要求和条件的示范项目优先接入、优先调度、优先消纳。在科学调用前提下，重点保障调峰项目发挥调峰作用（年利用小时数不低于600小时）。

9. 深化电力市场化改革。支持新型储能作为独立市场主体参与中长期交易、现货和辅助服务等电力市场，推动储能逐步通过市场实现可持续发展。制定新型储能参与电力市场交易指南，确定新型储能参与中长期、现货等电能市场，调峰、调频等辅助服务市场的技术标准、交易机制和价格形成机制等。

10. 强化资金支持。支持引导新型储能通过市场方式实现全生命周期运营。过渡期间，调峰项目（年利用小时数不低于600小时）给予容量补偿，补偿标准逐年退坡，补贴期暂定3年（按200元、180元、170元/千瓦·年退坡）。联合火电机组调频的示范项目，Kpd值>0.9的按储能容量每月给予20万千瓦时/兆瓦调频奖励一定用煤量指标。鼓励各地创新新型储能发展商业模式、研究出台各类资金支持政策。金融投资机构为示范项目提供绿色融资支持，鼓励引导产业资金注入产业，采用多种手段保障资金需求。

11. 优化充电损耗计量。非市场情况下，调峰项目的充放电损耗电量暂纳入全省电网线损统计范畴。火储调频项目损耗部分参照厂用电管理但统计上不计入厂用电。

12. 完善储能技术标准体系。建立完善储能设施检测认证、质量监管和环保监督等相关标准体系，研究储能应用风险、使用规范，制定储能应急管理、环保等标准，强化储能设施全寿命周期监管。研究建立新型储能项目监测平台和评价中心，开展数字化监督管理，对储能运行数据进行监测和分析，实现对储能项目运营情况的全方位监督、评价。

13. 加强安全风险防范。联合相关部门明确新型储能产业链各环节安全责任主体，强化消防安全管理，有效提升安全运行水平。

（四）协同产业发展

14. 增强储能产业发展能力。加大科研经费投入，优先支持储能产业技术研发，积极筹建国家级储能实验室，申报国家级试点示范。支持储能电池相关生产企业技术攻关和改造，提升产品性能、扩大产能规模。鼓励和支持有条件的行业龙头企业牵头组建储能创新平台，对认定为国家级、省级的创新平台，给予一定资金补助。推动产学研合作发展，在重大科技项目攻关、高新技术认定等方面给予倾斜支持，落实相应的企业税收优惠政策。

15. 加强储能全产业链建设。加强省内储能制造企业与新能源储能项目对接，促成一批产业上下游战略合作，大力推广储能应用，以示范项目带动形成全省储能材料生产、设备制造、储能集成、运行检测全产业链，重点培育杭州、湖州等新型储能产业基地，提高新型储能产业整体质量和效益，推动我省储能商业化应用的加快发展。

政策实施期间，若电力市场相关政策和储能运营环境发生重大变化，适时调整。

四、保障措施

（一）强化组织领导。省能源主管部门要会同有关部门加强顶层设计，加强示范项目规划与省内各相关规划衔接；组织电源、电网、用户及咨询机构等，共同开展新型储能示范项目的研究论证、规划布局和建设实施等工作。

（二）建立协调机制。梳理明确一批储能重点示范项目清单，加大对其前期建设工作的统筹协调力度，确保示范项目按期落地、发挥成效。电网企业应按照积极服务、简洁高效原则，公平无歧视为新型储能项目提供电网接入服务。

（三）强化要素保障。鼓励支持社会各类主体参与新型储能项目投资，不断推进电力现货（辅助）市场发展，营造

良好的投资建设环境。强化土地、能耗等要素保障，对示范项目建设用地、用能指标给予支持。

（四）加强监督管理。依法依规对新型储能项目进行验收、检查，省能源主管部门联合国家能源局浙江监管办建立项目规划编制、备案、建设、并网和调度运行、市场化交易、电费结算及扶持政策实施的全过程监管机制，充分发挥示范应用作用。

浙江省发展和改革委员会
浙江省能源局
2021年11月3日

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/175245.html>